7.1	**Принципы управления электроэнергией**	**410**
7.1.1	Роль систем управления электросетями в управлении энергосистемой	410
7.1.2	Центры управления сетями в условиях дерегулируемого рынка электроэнергии	418
7.1.3	Общая информационная модель	421
7.1.4	ИТ-интеграция и сервис-ориентированная архитектура (SOA)	423
7.2	**Продукты и решения в области управления электроэнергией**	**426**
7.2.1	Системы управления Spectrum Power	426
7.2.2	Система управления общей информационной моделью (CMMS)	442
7.2.3	Децентрализованная система управления энергией (DEMS)	443

7 Управление электроэнергией

7.1 Принципы управления электроэнергией

Поддержание надежной поставки электроэнергии для потребителей представляет собой весьма сложный процесс, поскольку большая часть этой энергии не может быть сохранена, а от

дельные компоненты этого процесса, образуя так называемую электроэнергетическую систему, могут быть значительно удалены друг от друга географически. Цель управления производством, передачей и распределением электроэнергии, также именуемого как управление энергосистемой, состоит в контроле, управлении и оптимизации этого процесса в режиме реального времени. Основные функциональные возможности системы управления энергосистемой реализованы в системе диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), которая собирает и регистрирует значения и состояния с объектов энергосистемы через удаленные устройства телеметрии, позволяя операторам в центре управления контролировать энергосистему. Другие функции поддержки принятия решений дополняют эту систему, делая процесс управления безопасным и оптимальным (рис. 7.1 - 1).

7.1.1 Роль систем управления электросетями в управлении энергосистемой

История
Истоки управляющих и информационных технологий, используемых для управления энергосистемами, лежат в автоматизации электростанций. Основная цель тогда заключалась в повышении эксплуатационной надежности (рис. 7.1-2).

С увеличением числа электростанций и их взаимосвязей посредством магистральных сетей, простого регулирования частоты, также упоминаемого как контроль статизма генератора по частоте, стало недостаточно. Улучшение качества поставляемой электроэнергии, координация производства электроэнергии, включая контроль частоты вторичных сетей, и, позже, внешний обмен стали неизбежными и были оперативно реализованы в диспетчерских центрах управления.

До изобретения транзистора в 1947 году подавляющее большинство устройств защиты и управления, используемых в системах управления электроснабжением были электромеханическими. Изначально информация передавалась посредством реле и импульсных технологий, но с введением электроники стало возможным реализовывать все более эффективные средства передачи. В конце 1960-х с появлением первого компьютера, осуществлявшего управление технологическими процессами, появились первые компьютеризированные системы управления мощностью и частотой.

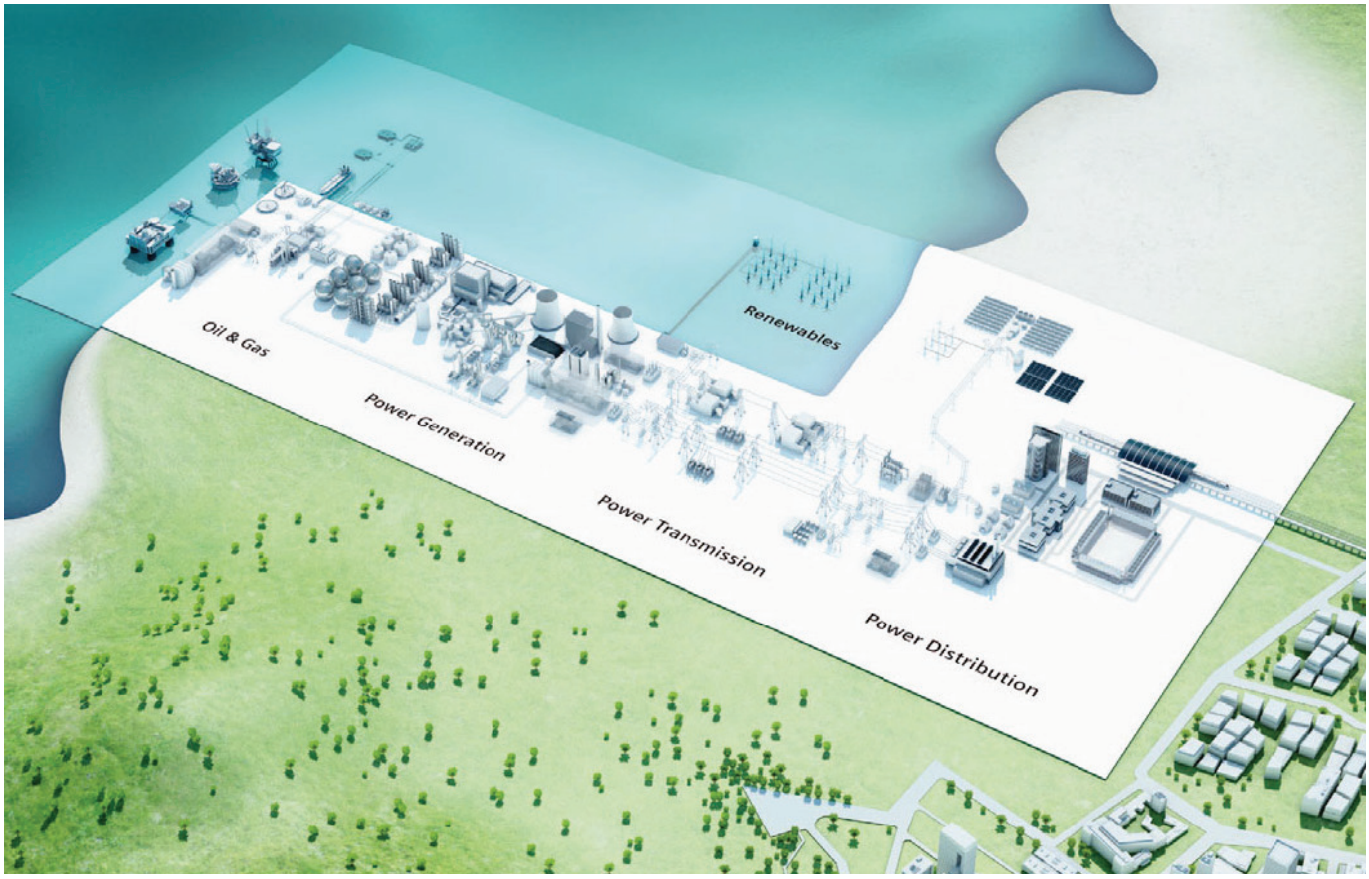


Рис. 7.1-1: **Системы управления электроэнергией – обслуживают всю энергетическую цепочку, от генерации до потребления**

Рис. 7.1-2: **Современный пользовательский интерфейс оператора системы управления большой мощности**

Поскольку в 1970-х компьютеры стали более эффективными, распределительные устройства в сетях передачи также постепенно начинают контролироваться и автоматизироваться с помощью систем мониторинга и управления. В ответ на растущий спрос на системы управления сетями, ряд компаний приступил к разработке стандартизированных систем для этой области. Системы этого периода можно назвать системами управления сетями первого поколения.

Из-за недостаточных графических возможностей компьютерных терминалов в то время, компьютеры использовались главным образом для удаленного мониторинга автономных станций или для выполнения вычислений во вспомогательных операциях. Состояние сети визуально отображалось на больших коммутационных панелях или мозаичных стенах, которые также использовались для управления распределительными устройствами.

Только после того, как производительность графических дисплеев улучшилась, функции управления работой постепенно переводились на рабочие станции с дисплеями.

С ростом вычислительных мощностей в середине 70-х, также стало возможным использовать компьютеры для оптимизации процессов. С помощью программ оптимизации, которые первоначально запускались как пакетные задания, а позднее - в режиме реального времени, можно было, например, определить наиболее экономный режим работы гидроэлектростанций и тепловых электростанций. Эти программы также предоставляли метод экономической оценки обмена электроэнергией, которая позже стала основным требованием для торговли электроэнергией. С увеличением мощности компьютеров также дальнейшее развитие получили системы человеко-машинного интерфейса, что привело к повышению удобства для пользователя.

В середине 80-х системы управления энергосистемами, которые до сих пор ограничивались сетями передачи, начинают все чаще использоваться и в распределительных сетях. В ходе продолжающегося развития автоматизации в распределительных сетях, помимо функций мониторинга и управления в системы управления также были встроены дополнительные функции, например, управление работами и/или материалами.

Функции системы управления электросетями
С помощью систем управления сетью операторы могут получить информацию о состоянии сети, обычно в реальном времени, которую они используют как основу для оптимизации и контроля энергосистемой (рис. 7.1-3).

Информация, переданная системами автоматизации электростанций через системы телеуправления, должна собираться и обрабатываться в едином центре. Это реализуется посредством централизованных систем управления сетями, которые устанавливается в центрах управления энергосистемой или так называемых диспетчерских центрах.

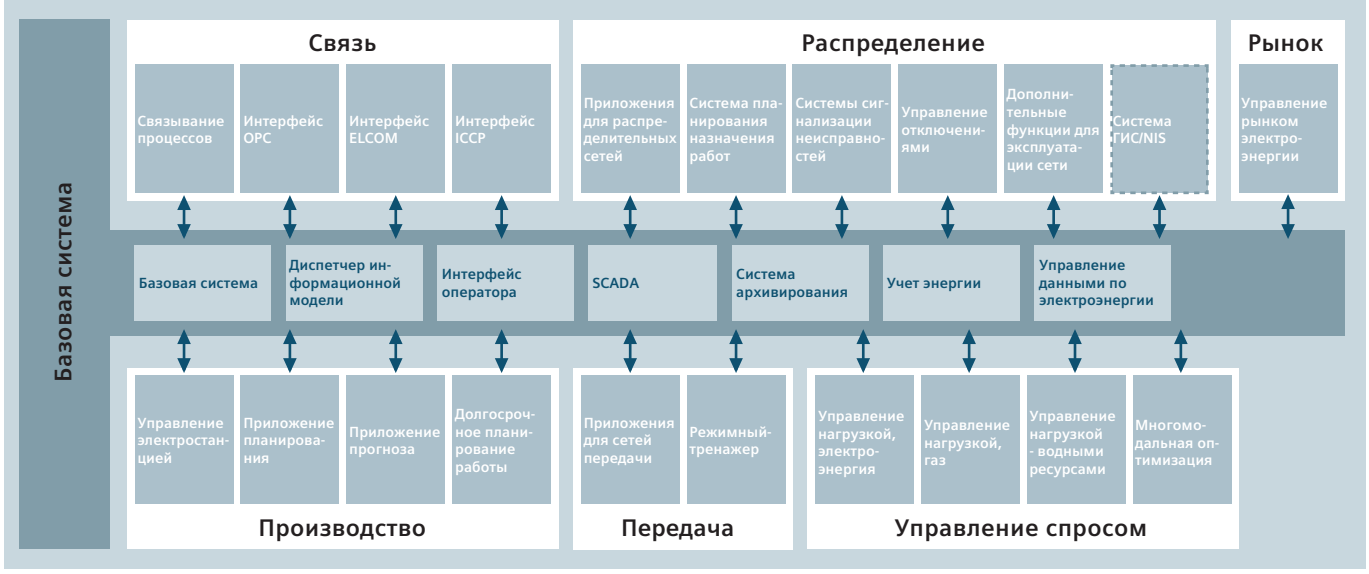


Рис. 7.1-3: **Система управления электроэнергией – обзор компонентов**

Различают системы управления передачей электроэнергии (TMS) и системы управления распределением электроэнергии (DMS), в зависимости от типа управляемой сети (передающая или распределительная). До отмены государственного регулирования системы управления электроэнергией (EMS) использовались, в основном, для комплексного управления производством и передачей электроэнергии. После отмены государственного регулирования разделение этих двух функций привело к созданию систем управления производством электроэнергии (GMS) для независимого управления генерирующими мощностями.

Все типы систем управления сетями используют в качестве базовой платформы системы SCADA для диспетчерского управления и сбора данных, функционал которых расширяется дополнительными компонентами и приложениями. Ниже представлены наиболее важные компоненты систем управления сетями и области их применения.

Программный продукт Spectrum Power™ предлагает вам полный спектр функций для построения систем управления производством, передачей и распределением электроэнергии, а также функций коммуникации, включая:

- Диспетчерское управление и сбор данных (SCADA).
- Ввод данных и их структурирование данных:
  - Структурирование данных в соответствии со стандартом МЭК 61970, с использованием общей информационной модели (CIM)
  - Мощный графический редактор
  - Параллельный инжиниринг данных с управлением задачами и функциями возврата к предыдущим состояниям
  - Полнофункциональная онлайн активация данных
- Широкие коммуникационные возможности с поддержкой различных протоколов
- Управление техобслуживанием и аварийными отключениями:
  - Обработка отчетов об аварийных отключениях
  - Планирование и мониторинг переключений
  - Коррекция ошибок
- Функции для управления сетями передачи:
  - Оценка состояния
  - Расчет потокораспределения / токов короткого замыкания
  - Анализ последствий аварий
- Функции для управления распределительными сетями:
  - Изоляция аварий и восстановление энергоснабжения
  - Расчет потокораспределения / токов короткого замыкания
  - Экспертная система
- Функции для управление данными об электроэнергии
  - Управление диспетчерским графиком
  - Прогнозирование нагрузки / генерации
  - Архивирование
  - Составление отчетов
- Функции для управления нагрузкой
  - Управление нагрузкой для электроэнергии и газа
  - Управление нагрузкой для водоснабжения
- Функции для производства электроэнергии
  - Автоматическое управление производством с регулированием частоты и активной мощности
  - Приложения планирования

Обработка в реальном времени

Обработка данных в режиме реального времени

Система SCADA реализует базовые функции управления сетью и предоставляет средства мониторинга и управления энергосистемой. Для этого вся информация, передаваемая от сети, собирается, проходит предварительную обработку и визуально отображается для поддержания осведомленности оператора о текущем состоянии энергосистемы. Оператор может также сохранять дополнительную информацию в системе или вносить исправления неверно измеренной или сообщенной информации, обеспечивая полноту текущего оперативного представления сети (рис. 7.1-4).

Основная цель предварительной обработки данных состоит в освобождении оператора от рутинной работы и предоставлении ему необходимой информации. К числу наиболее важных шагов предварительной обработки, которые следует упомянуть, относятся контроль пороговых значений и обработка аварийных сообщений. Это абсолютно необходимо, особенно в случае неисправностей, с тем, чтобы оператор смог быстро и точно определить причины и принять соответствующие ответные меры. Состояние элементов сети при обработке отображается заданным цветом (топологическая окраска сети) Для мониторинга сети используются изображения в целях более наглядного представления текущего состояния сети. В результате оператор может увидеть с одного взгляда, какие участки сети снабжаются энергией, и может идентифицировать любые перебои в поставках на текущий момент.

Еще одной важной функцией, выполняемой приложениями SCADA, является ведение оперативного журнала, в котором хронологически показывается история работы в текстовом виде. Записи в оперативном журнале могут быть вызваны событиями в энергосистеме, а также действиями операторов.

Для выполнения переключений в энергосистеме, например, отключение и заземление кабеля для безопасного выполнения техобслуживания, как правило, требуется выполнение последовательности отдельных команд. Поскольку процессы отключения такого типа должны заранее проверяться на реализуемость, система управления переключениями может помочь оператору в разработке и проверке необходимых коммутационных последовательностей. В ходе этого процесса коммутационные действия, совершаемые в среде моделирования, записываются и могут частично или полностью выполняться автоматически после положительной проверки и в среде реального времени.

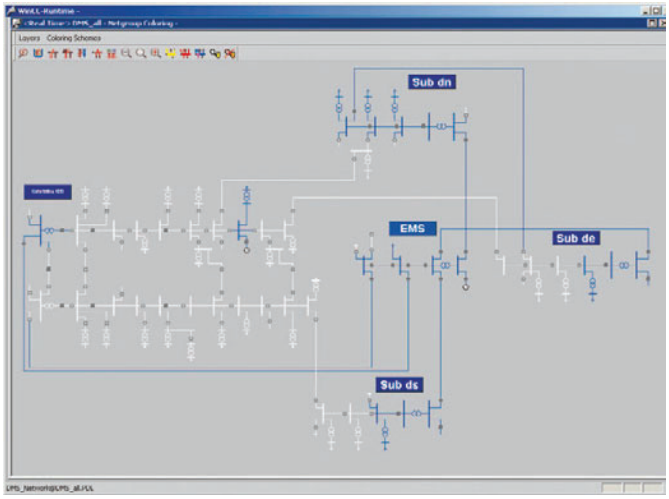


Рис. 7.1-4: **Пример схемы сети энергосистемы**

Обработка данных и связь с центром управления
Технологические данные о состоянии оборудования передаются и регистрируются непосредственно из процесса. Также часто происходит обмен технологическими данными с другими центрами управления. Этот обмен информацией позволяет обеспечить наблюдения и контроля процесса на соседних участках сети.

Сегодня для передачи информации из локальных сетей наряду со старыми проприетарными протоколами передачи всё чаще используются стандартизированные протоколы МЭК 870-5-101 и 104. В стандарте OPC (OLE для управления технологическими процессами) также предоставлен метод технологической связи и средства коммуникации со средой автоматизации. Протокол коммуникации между центрами управления (Inter-Control Center Communication Protocol, ICCP), также известный как TASE2, сегодня стал основной формой обмена данными между центрами управления и соответствует стандарту МЭК 870-6.

Архивирование
Другой основной функцией системы управления является обработка архивных данных. Функция обработки архивных данных отвечает за циклический сбор, хранение и агрегацию данных. Архив также предлагает различные функции по сбору данных, которые позволяют группировать и выполнять дальнейшую обработку данных, полученных из базы данных в реальном времени. Результирующие значения, в свою очередь, хранятся в архиве. Кроме того, архивы также часто предоставляют дополнительные функции, например, формирование скользящего среднего или определение максимального и минимального значений, чтобы обработать значения в реальном времени, прежде чем они будут сохранены (рис. 7.1-5).

Расчетные функции архива обычно также включают функции для выполнения повторяющихся вычислений для данных, зависящих от времени. К примеру, к измеренным значениям могут применяться четыре основные операции. Эти расчеты могут осуществляться на нескольких уровнях, с расчетами на низком уровне, которые выполняются до начала вычислений на следующем, более высоком уровне. Типичное применение - суммирование производства электроэнергии, в целом и для каждого типа электростанции, или балансировка потребления энергии по регионам при различных групп потребителей.

Прогнозирование нагрузки
Для обеспечения надежного электроснабжения требуется прогноз потребления энергии (нагрузки) с течением времени. Методы прогнозирования основаны на регрессивном подходе, для среднесрочного планирования в диапазоне до одного года (планирование нагрузки) используется фильтрация Кальмана или нейронные сети. Для краткосрочного планирования, т.е. в диапазоне до одной недели, обычно используется шаблонный подход с параметрами для корректирования значений фактической нагрузки, данных о фактической погоде и т.д.

Планирование генерируемой мощности
Генерирующая компания обычно имеет портфель различных электростанций для генерации электроэнергии. Планирование генерируемой мощности производится одновременно с экономической оптимизацией генерации мощности, необходимой согласно прогнозу нагрузки , прогнозу рыночной цены и контракты, принимая во внимание особенности различных электростанций в портфеле (расходы на топливо, затраты времени и ресурсов на запуск и останов время, а также скорость изменения мощности) для создания графика производства всех генерирующих мощностей. Затем эти графики используются как цель для контроля производства энергии (рис. 7.1-6).

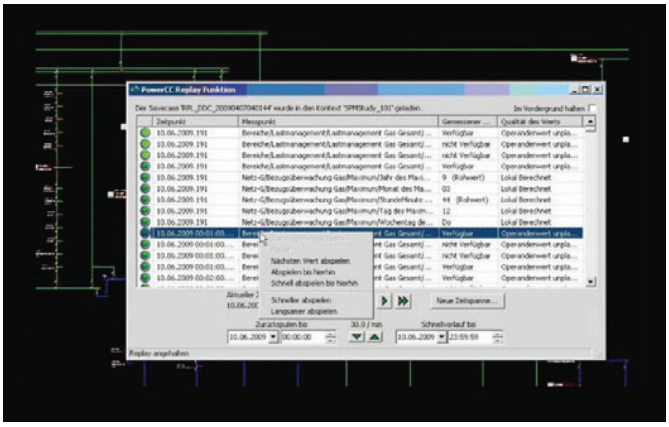


Рис. 7.1-5: **Пользовательский интерфейс оператора - воспроизведение архивных значений на отображении сети**

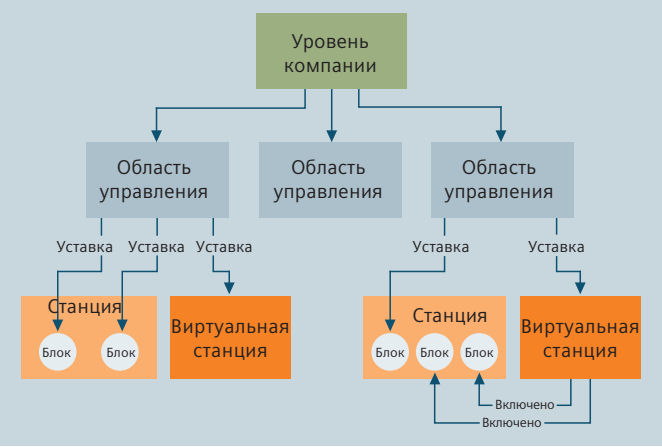


Рис. 7.1-6: **Концепция иерархического управления**

Обратите внимание, что для покрытия потребностей на стороне нагрузки производитель электроэнергии может выбрать закупку дополнительной энергии:
- от третьей стороны внутри той же энергосистемы, в этом случае закупочные контракты будут включаться в процесс оптимизации и/или
- от третьей стороны из внешней энергосистемы, в этом случае в процесс оптимизации будут включаться соответствующие межсетевые обмены.

Соответствующие закупки и обмен электроэнергией будут интегрированы в диспетчерские графики.

Управление генерацией и регулирование частоты
Преимущество электроэнергии, заключающееся в универсальности её использования, компенсируется тем недостатком, что её трудно хранить. По этой причине генерация электроэнергии должна осуществляться одновременно с ее потреблением. Частота используется в качестве средства измерения баланса производства и потребления. Пока производство и потребление находятся в равновесии, частота сети соответствует номинальной частоте. Если потребление превышает производство электроэнергии, разница покрывается за счет кинетической энергии вращения генератора или массы турбины. Однако такой отбор энергии вызывает снижение их скорости вращения и, соответственно, снижение частоты. В обратной ситуации, т.е. при избытке генерирующей мощности, разница преобразуется в кинетическую энергию, и скорость вращения увеличивается, увеличивая частоту.

Поскольку системная частота одинакова во всех точках системы, она может легко использоваться как входной количественный показатель для контроля частоты энергосистемы. На основании измеренного отклонения частоты, а также технических и экономических показателей определяются новые значения уставок для отдельных генераторов и передаются в децентрализованные системы управления генераторами с помощью средств телеуправления. Если энергосистема связана с соседними энергосистемами, необходимо контролировать частоту, а также обмена энергией с ними. Такой обмен энергией происходит по нескольким соединениям, в которых поток контролируется средствами телеметрии.

Для определения чистой корректировки генерируемой мощности, необходимой для поддержания частоты на уровне номинальной или вблизи нее, обычно используется ПИ-регулятор, на основе так называемой ошибки в области регулирования (ACE), обновляемой, как правило, каждые 2-10 секунд. Тот же регулятор может также учитывать обмен мощностью по контракту, чтобы свести к минимуму отклонения от диспетчерского графика обмена. Соответственно рассчитываются корректировки отдельных генерирующих единиц и посылаются корректирующие сигналы на генерирующие блоки, участвующие в регулировании. Этот процесс будет также учитывать принятые (экономические или рыночные) диспетчерские графики энергоблоков и требования к наличию резервов. Набор приложений, поддерживающих этот процесс, называется автоматизированным управлением производством электроэнергии (AGC).

Приложения для управления сетью передачи
Сети передачи характеризуется фрагментарной структурой, отдельные фрагменты сети соединяются одним или несколькими каналами с одной или несколькими внешними сетями. Большинство подстанций, если не все, автоматизированы. Обычно большинство, если не все, состояния распределительных устройств, напряжения на шинах и токи в линиях контролируется с помощью средств телеметрии. Сеть передачи обычно включают в себя часть сверхвысокого напряжения (СВН) и часть высокого напряжения (ВН), которая иногда именуется питающей сетью. Как правило, эти измерения осуществляются в таком количестве, чтобы предоставляемая ими информация была избыточной для определения распределения потока электроэнергии. Это необходимо вследствие того, что измерения часто включают ошибки, связанные как с погрешностью измерительного оборудования, так и с неисправностями в цепях измерения и/или устройствах связи. Для наиболее точной оценки состояния сети применяется метод наименьших квадратов в сочетании со статистическим анализом, что обеспечивает оптимальную оценку и позволяет исключить ошибочные измерения. Эта функция называется оценкой состояния. Оценка состояния сети предоставляет оператору полное решение распределения потока электроэнергии, включая и те участки сети, для которых значения не измеряются .

Оценка состояния сети обычно сопровождается процессом мониторинга предельных значений, который сравнивает результат оценки с эксплуатационными пределами отдельного оборудования для того, чтобы своевременно информировать оператора о перегрузках или других нарушениях пределов. После этого решение оценки состояния сети используется другими функциями сети, например, при анализе последствий аварий, анализе короткого замыкания или определении оптимального потока электроэнергии.

При анализе вероятностных аварий, как правило, осуществляется очень большое число проверок «Что если?», в ходе которых моделируется отказ одного или нескольких элементов основного оборудования. Результаты этих расчетов сравниваются с граничными значениями с целью оценки безопасности работы сети в результате сбоя оборудования. Обычно сети передачи должны оставаться в работоспособном состоянии после отказа одного любого элемента оборудования (критерий n-1) и после отказа отдельных двух или более элементов оборудования, эти ситуации моделируется приложением анализа последствий аварий. В случае нарушения безопасной работы сети можно использовать другие инструменты для выявления превентивных или корректирующих мер для таких случаев.

Анализ токов короткого замыкания имитирует различные типы коротких замыканий, например, фазы на землю в выбранных узлах сети, обычно в шинопроводах, для вычисления результирующих токов и токов из соседних ветвей и генерирующего оборудования. Затем результаты сравниваются с номинальными значениями тока короткого замыкания оборудования, то есть выключателей, указанных выше соседних ветвей и генерирующего оборудования на предмет отклонений от допустимых значений. Оператор информируется о любых нарушениях предельных значений, что обеспечивает возможность своевременного принятия корректирующих мер.

Оптимальное потокораспределение пытается определить параметры управления оборудованием, например обмотками трансформатора, для оптимальной работы энергосистемы согласно некоторым выбранных критериям и с учетом эксплуатационных ограничений, например ограничений основного оборудования:
- Минимизация потерь в сети – потери в сети непосредственно связаны с количественным значением потока реактивной мощности и, следовательно, с профилем напряжения в сети. Оптимальный поток электроэнергии позволит свести потери к минимуму путем определения оптимальных параметров всех доступных элементов управления напряжением, то есть генераторов, трансформаторов, конденсаторов и т.д.
- Минимизация затрат не генерацию – оптимальный поток электроэнергии позволит свести к минимуму общую стоимость генерации путем определения оптимального режима работы каждой генерирующей установки. Сегодня этот критерий применяется главным образом на централизованных рынках и рынках, на которых еще не отменено государственное регулирование. Вариации этого критерия, например, связанные с отклонениями от отдельных параметров рынка, также
- решаются с помощью оптимального потокораспределения на энергетических рынках, где полностью отменено государственное регулирование.
- Сетевая безопасность - при наличии нарушений предельных значений оборудования, оптимальное потокораспределение будет определять корректирующие меры в отношении регулирования напряжения и/или параметров управления активной мощностью для сведения к минимуму нарушений граничных значений оборудования, т.е. параметры для восстановления безопасного состояния сети. Аналогичным образом, оптимальное потокораспределение может использоваться в нормальных условиях эксплуатации для повышения безопасности сети путем увеличения запаса прочности до необходимых значений, т.е. путем применения более жестких требований. Поскольку повышение запаса прочности может быть функционально очень дорогим, оно обычно применяется только для нескольких отдельных критически важных элементов оборудования.

Только что описанные функции расчета сети могут также использоваться для изучения эксплуатационных условий, отличающихся от фактических. Этот режим обучения используется, например, для проверки планируемых операций переключения.

Приложения для управления распределительной сетью
Распределительная сеть характеризуется преимущественно радиальной и слабо фрагментированной структурой и обычно включает в себя часть среднего напряжения (СН) и часть низкого напряжения (НН), и соединяется с питающей сетью в центрах питания, представляющих собой подстанции ВН/СН. В зависимости от страны, распределительные подстанции автоматизируется на

сегодняшний день от совсем небольшого числа до практически полной автоматизации. В соответствие с трендами в интеллектуальных сетях сегодня ускоряется автоматизация подстанций СН/НН в Европе, тогда как в США также ускоряется автоматизация питающих подстанций СН. По этой причине в настоящее время данные телеметрии, например, о потокораспределении, относительно ограничены, но ситуация быстро изменяется (рис. 7.1-7).

Возможно, наиболее важным приложением в распределительной сети является управление отключениями, которое отвечает за управление всеми плановыми и неплановыми отключениями, последнее также называется управление аварийными отключениями. Управление отключениями объединяет информацию из систем SCADA (события), учёта (события) и от клиентов (сообщения о проблемах) для выявления одного или нескольких одновременных сбоев сети. С доп. помощью выездных бригад и поддержке инструментов анализа операторы способны оперативно обнаружить неисправности, изолировать их и восстановить работу неаварийных участков. Управление отключениями также осуществляет расчет показателей производительности, которые обычно требуются регулятором для оценки эффективности сервиса по отношению к потребителям. Управление отключениями при поддержке аналитических инструментов предусматривает также координацию плановых отключений для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, а также непрерывности энергоснабжения потребителей.

Другие приложения в распределительной сети принадлежат к одной из двух областей: анализ аварийных отключений и анализ сети. Анализ аварийных отключений обычно включает приложение обнаружения места повреждения (ОМП), предназначенное для указания (визуального и описательного) оператору места аварии на основании событий в реальном времени с помощью, например, индикаторов аварий или дистанционной релейной защиты. Анализ аварийных отключений также включает приложения для изоляции аварий и восстановления сервиса, которые предназначенные для предоставления оператору последовательности переключений для изоляции поврежденных участков сети и восстановления энергоснабжения для неповрежденных участков. Поскольку в последнем случае возможны проблемы с удовлетворением всех ограничений безопасности сети и/или восстановлением сервиса для всех потребителей, оператору может быть предложена одна или несколько последовательностей переключений.

Приложения анализа распределительной сети во многом аналогичны приложениям для сети передачи, но отличаются вследствие других размеров, структуры и режимов работы распределительной сети. Одним из результирующих требований является необходимость поддержки сбалансированной, несбалансированной и/или несимметричной работы сети. Из-за ограниченного объема имеющихся измерений и их качества, для определения состояния сети обычно используется поток распределения нагрузки. Однако, с увеличением доступности измерений, этот подход постепенно заменяется подходом, напоминающим оценку состояния, то есть сочетание определения потокораспределения с методом наименьших квадратных для оптимального масштабирования нагрузки под имеющиеся измерения. Последняя функция называется оценка состояния распределительной сети. Затем решение проверяется в отношении нарушения предельных нагрузок оборудования. Это приложение предоставляет оператору полное состояние сети, включая риски дополнительно к доступным из SCADA данным. Результаты этого приложения также используются другими сетевыми приложениями для проведения дальнейшего анализа.

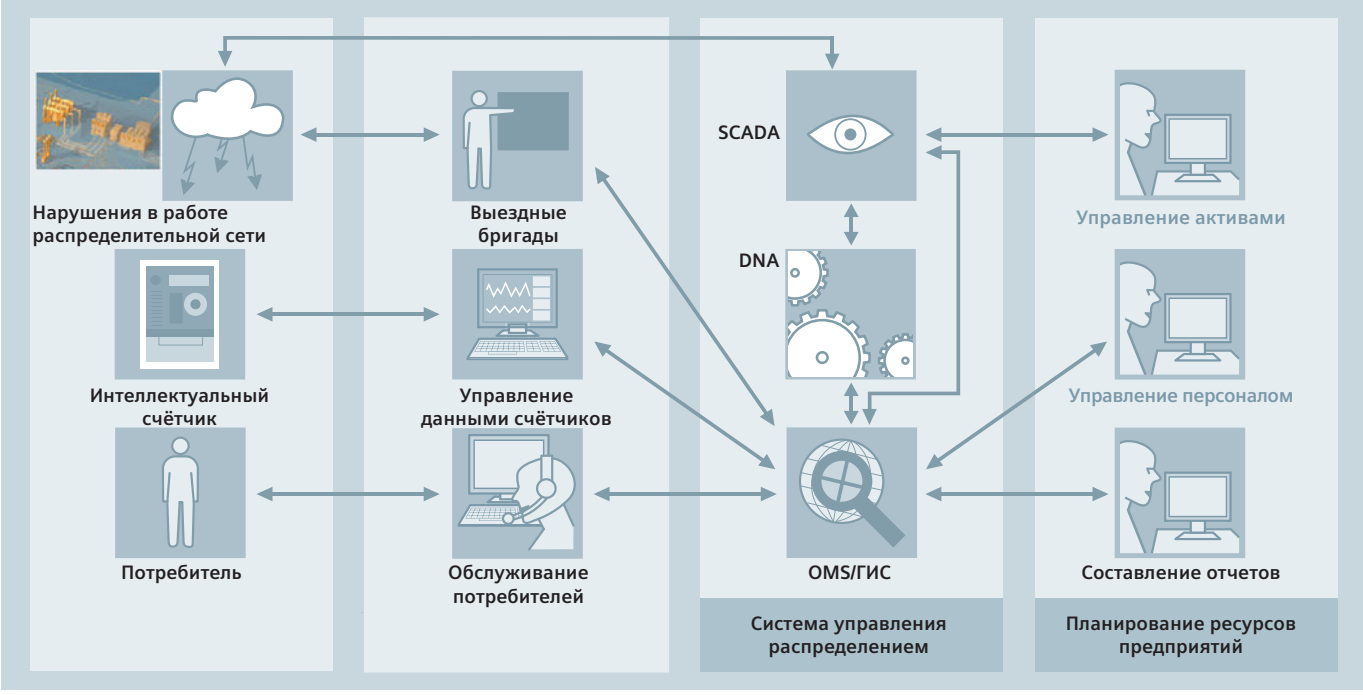


Рис. 7.1-7: **Схематичная организация рабочего процесса в системе управления распределением**

К примеру, приложение определения оптимального потокораспределения используется для оптимизации работы либо в сторону минимизации потерь, регулируя напряжение посредством конденсаторов и ступеней трансформаторов, либо в сторону минимизации перегрузки сети путем её топологической переконфигурации. Приложение для расчета токов короткого замыкания, аналогичное используемому в сетях передачи, также используется в распределительных сетях для выявления потенциальных рисков от коротких замыканий. Также имеется приложение анализа безопасности в распределительных сетях для проверки процедур восстановления энергоснабжения в частях сети, которые работают в ненормальных условиях, а также для проверки применимости последовательностей переключений перед и/или после плановых отключений с учетом предсказанных диспетчерских графиков, и т.д. Поскольку распределительные сети подвержены постоянным изменениям, приложения управления переключениями становится все более и более общими для проверки или формирования параметров переключения в ненормальных конфигурациях сети.

Автоматическая разгрузка сети
Для обеспечения стабильности системы и повышения доступности сервиса в периоды высокого спроса одновременно с нехваткой генерирующих мощностей и/или крупных нарушений в работе, иногда нет другой альтернативы, кроме как отключить отдельные нагрузки. Этот процесс обычно называют автоматической разгрузкой сети. Обычно он используется в качестве крайнего решения, после того, как были исчерпаны другие альтернативы (резервные генерирующие мощности и т.д.). Управление этим процессом поддерживается приложением под названием автоматическая разгрузка сети (Load Shedding, LS).

Обычно автоматическая разгрузка сети осуществляется посредством прямых команд SCADA, контроллеров разгрузки сети (LSC) и/или устройств автоматической частотной разгрузки. В последних двух случаях конфигурация / параметры могут быть загружены из диспетчерского центра. Обратите внимание, что эти два варианта быстрее (< 100 мс), но требует тщательной координации (например, блэкаут в США в 2003 году). Возможны следующие типичные варианты активации разгрузки сети:
- Ручная разгрузка сети
- Веерная разгрузка сети (при нехватке генерирующих мощностей в течение длительного времени)
- Разгрузка сети при перегрузке оборудования (задержка/
- шунтирование устройств отключения оборудования)
- Балансирующая разгрузка сети (отклонение от плана импорта, изолированный режим работы энергосистемы)
- Разгрузка сети при понижении частоты/напряжения (поддержка стабильности / избежание коллапса).

При возврате к нормальному состоянию, приложение автоматической разгрузки сети оказывает поддержку в восстановлении нагрузки, то есть в ручном или автоматическом подключении ранее отключенной нагрузки.

Управление нагрузкой
Поскольку спрос увеличивается гораздо быстрее, становится всё более сложным и дорогостоящим соответствовать пиковым нагрузкам спроса. Учитывая также, что в остальные периоды сеть недоиспользуется (например, ночью) были созданы различные программы стимулирования сокращения или сдвига пиков потребления, которые позволили бы энергетическим предприятиям устранять часть пиковой нагрузки в случае необходимости.

Рис. 7.1-8: **Обучение без отрыва от производства**

В контексте балансирования спроса и производства, компании, отвечающие за обслуживание нагрузки, включая распределительные предприятия, должны обеспечить балансировку энергии при соблюдении контрактов на закупку электроэнергии. Этот процесс включает прогнозирование нагрузки потребителей, оптимальное планирование (типичные циклы 15, 30 и 60 минут) регулируемых ресурсов для удовлетворения прогнозируемого спроса и ограничения закупки энергии, мониторинг исполнения этого плана в режиме реального времени (типичные циклы 30, 60 или 120 секунд), и, при необходимости, осуществления корректирующих действий, включая регулирование нагрузки. Первые два этапа реализованы с помощью инструментов, аналогичных тем, что уже описывались ранее в приложениях оптимизация энергетических ресурсов и прогнозирования нагрузки, хотя и с некоторыми изменениями. Вторые два этапа контролируют все ресурсы и управляют доступными с целью выполнения планов закупки электроэнергии по контрактам (тарифам) и балансирования электроэнергии при отклонении спроса от прогнозных значений. При этом учитывается динамика (медленная, быстрая и ограниченная по времени) нагрузки.

В ближайшее время этот процесс будет интегрирован с управлением спросом, концепцией, динамически определяющий подходящую для управления нагрузку.

Режимный тренажер оператора (OTS)
Растущая сложность существующих энергетических систем возлагает растущие требования на обслуживающий персонал (рис. 7.1-8). Поэтому необходимы эффективные тренажеры для проведения необходимой всеобъемлющей практической подготовки. Тренажёры могут использоваться для обучения персонала в следующих областях:
- Ознакомление обслуживающего персонала с системой управления и существующей сетью
- Подготовка квалифицированного персонала к изменениям в сети, рабочего процесса, инструментах, и т.д.
- Подготовка персонала для повседневной работы, а также для работы в условиях чрезвычайных ситуаций (например, отключения электроэнергии)
- Моделирование и анализ происшествий (по факту или прогнозу) для улучшения существующих рабочих процессов
- Тестирование возможного расширения сети и анализ альтернатив, тестирование новых инструментов и анализа результатов, и т.д.

Для эффективной профессиональной подготовки сотрудников тренажеры должны точно отражать поведение энергосистемы и обеспечивать оператора такими же инструментами, включая средства визуализации, как и те, которые используются в центре управления. Тренажер включает в себя 4 основных компонента (рис. 7.1-9):

- Компонент управления тренировочными сессиями
- Компонент моделирования энергосистемы
- Компонент моделирования телеметрии
- Копия системы управления (EMS, TMS, DMS или GMS).

Компонент управления тренировочными сессиями предоставляет инструменты для создания и проведения учебных занятий, а также обзора за деятельностью обучаемого. Он предоставляет средства для

- инициализации учебного занятия, например, на основании данных реального времени или сохраненного случая
- определения профиля нагрузки системы
- создания последовательности событий, например размыкания выключателя, сбой в телеметрии и т.д., которые могут произойти по времени или по событию или по команде
- создания сценариев обучения, т.е. ряда последовательностей событий, которые будут активированы во время обучения.

Он также предоставляет функции старта / останова и паузы / возобновления выполнения учебного занятия. Во время обучения тренера может создать новые события и/или модифицировать работающий сценарий.

Компонент моделирования энергосистемы обеспечивает реалистичное моделирование поведения энергосистемы в целях поддержки обучения, от нормального режима эксплуатации до режима чрезвычайной операции, включая условия секционирования энергосистемы и восстановления после отключения. Моделирование построено на основе долгосрочной динамической модели энергосистемы, включая:

- Моделирование нагрузки в зависимости от напряжения/частоты
- Моделирования производства электроэнергии с моделями регулятора частоты вращения турбины, котла/турбины и генератора
- Моделирование частоты
- Моделирование регулятора напряжения
- Моделирование реле защиты
- Моделирование АРЧМ внешней энергосистемы.

Компонент моделирования телеметрии поставляет в копию системы управления полевые данные от системы моделирования энергосистемой в том виде, как они обычно поступают от полевого оборудования в центр управления. Также он обрабатывает все команды, выданные SCADA (оператором), LFC и т.д., и передает их в модель энергосистемы. Тренер может изменить эту модель телеметрии с помощью конструктора сценариев с учетом погрешности измерений, телеметрии или сбоев RTU, и т.д.

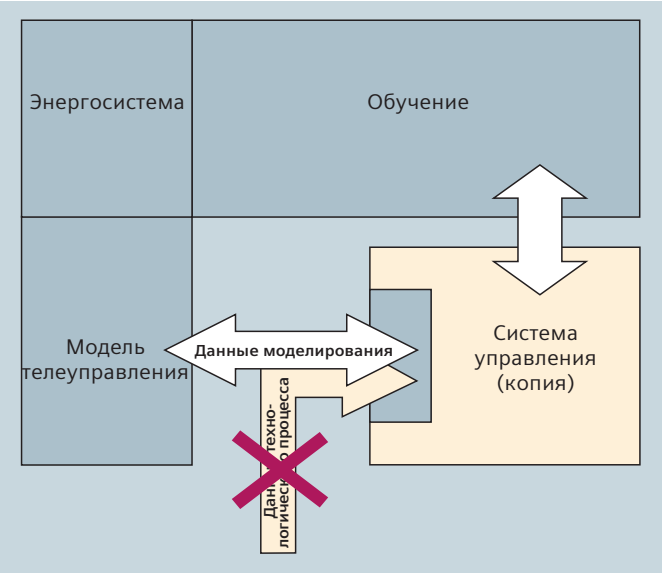


Рис. 7.1-9: **Блок-схема режимного тренажера**

Режимный тренажер оператора предлагает выделенную среду для обучаемого (оператора) и среду для преподавателя, которая позволяет преподавателю влиять на процесс обучения с целью стимуляции ответов обучаемого. Интерфейс обучаемого идентичен системе управления, так что для обучаемого нет разницы в функциональности и удобстве между обучением и реальной работой.

Многоресурсные центры управления

Некоторые распределительные предприятия управляют процессом распределения нескольких физических ресурсов, например электричества, центрального отопления, газа и/или воды. Хотя процесс распределения, например, в отношении управления нагрузкой, зависит от отдельных физических ресурсов, но могут формироваться взаимосвязи между ними либо в процессе закупок, либо в модели производства.

Часто встречаются электростанции, на которых осуществляется комбинированное производство тепла и электроэнергии, называемые иначе теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Эти станции обеспечивают поставку электроэнергии и централизованного теплоснабжения. Управление этими двумя сильно взаимосвязанными физическими ресурсами потребует специальных инструментов учета высокой взаимозависимости, существующей между производством и спросом на эти два ресурса.

7.1.2 Центры управления сетью в условиях дерегулируемого рынка электроэнергии

В результате движения в сторону отмены государственного регулирования и либерализации энергетического бизнеса, электроэнергетика с начала 1990-х претерпела кардинальные изменения. Этот процесс был отмечен следующими характеристиками:

- Конкуренция везде, где это возможно – электрическая энергия продаётся как товар. Это главным образом влияет на производство электроэнергии, но другие услуги также могут быть предложены на конкурсной основе.
- Коммерческое разделение естественных сетевых монополий и конкурентных элементов. Это влияет на различные области, включая планирование, эксплуатацию и техническое обслуживание ранее единых систем.
- Доступ к сетям третьих сторон. Это является необходимым условием для открытой торговли электрической энергией через естественные сетевые монополии.\
- Регулирование сетевых монополий осуществляется государственным агентством. Поскольку сеть является основой для конкуренции на рынке электроэнергии, большое значение имеет надежность, экономичность и нейтральность работы сети.

Для обеспечения такой работы необходимо ввести новый элемент регулирования, в то время как регулирование других частей энергетического бизнеса отменяется.

Переходные модели
В описанных выше условиях отмены государственного регулирования энергетические компании, которые традиционно имели вертикально интегрированную структуру, разделились на компании, ответственные за производство электроэнергии (генерирующие компании), передачу (сетевые компании), распределение (распределительные компании) и энергосервис (компании, обслуживающие конечных потребителей – поставщики услуг). Такая перестройка открывает двери для многих новых игроков рынка (рис. 7.1-10), например, трейдеров и брокеров электроэнергии, которые приобретают энергию от ГК, независимых производителей электроэнергии (НПЭ) или от других источников, и перепродают её.

Технически важной частью отмены государственного регулирования является функционирование системы в целом. Поскольку больше не существует единой работы генерации, передачи, распределения энергии и обслуживания в рамках одной компании, специализированные организации должны взять на себя ответственность за соблюдение конкретных стандартов качества электрической энергии, например, регулирование частоты, уровня напряжения и обеспечения надлежащего объема генерирующих мощностей и резервов передающих сетей на случай чрезвычайных ситуаций. При независимой реализации от всех других видов деятельности в области энергетики, такая организация называется Независимым системным оператором (ISO), как это организовано, например в Северной Америке и Российской Федерации, а при интеграции с транспортными компаниями называется Оператором системы передачи электроэнергии (TSO), как, например, в Западной Европе. ISO обычно управляет энергетическим рынком через сеть, которая охватывает несколько транспортных компаний, тогда как TSO обычно управляет энергетическим рынком в сети собственной транспортной компании.

Рис. 7.1-10: **Игроки на энергетическом рынке после отмены государственного регулирования**

У ISO/TSO нет собственных генерирующих мощностей. Поэтому он должен приобретать регулируемую энергию (активную и реактивную мощность) у производителей электроэнергии. Хотя многие контракты на поставку электроэнергии заключаются как двусторонние контракты, часть энергии также может продаваться/покупаться на открытом энергетическом рынке при содействии одной или нескольких энергетических бирж, например Европейской энергетической биржи (EEX) в Германии. Эта модель рынка обычно называется спотовым энергетическим рынком и является наиболее распространенной на TSO-структурированных энергетических рынках, обеспечивая высокую прозрачность рынка и ликвидность. Энергетические рынки обычно структурируются по временным горизонтам, например рынок на сутки вперед (РСВ) и балансирующий рынок (БР), а также по типам, например, рынок балансировочной энергии, рынок резервной мощности и т.п. Доли энергии, реализуемой на спотовом рынке, по сравнению с фиксированными объемами, реализуемыми в рамках двусторонних соглашений, могут варьироваться в зависимости от страны.

Новые требования к центрам управления сетью
Модели энергетических рынков различаются от региона к региону и обычно на то, чтобы достичь относительной зрелости, то есть стабильности правил рынка, уходит много лет. Таким образом, к предлагаемым на рынке решениям существуют жесткие требование по высокой гибкости и возможности адаптации к актуальным требованиям (рис. 7.1-11).

ISO/TSO, отвечавшие за правила, применявшиеся на протяжении десятилетий, сейчас сталкиваются с гораздо более сложным процессом, в котором участвуют рыночные механизмы получения информации и средства, позволяющие им обеспечить соблюдение этих правил; информации и средства, которыми теперь владеют и управляют многие конкурирующие участники рынка. Кроме того, ISO/TSO получающие доступ к данным, необходимым для выполнения его роли и распределения ответственности участников рынка, должны будут обеспечивать полную конфиденциальность, так как эти данные часто отражают позиционирование участников рынка, т.е. конкурентные данные рынка.

Кроме того, необходимость должным образом поддерживать правильное функционирование рынка электроэнергии, то есть его работу без перегрузки, стала реальной проблемой для ISO/TSO и участников рынка.

И последнее, но не менее важное, энергетические рынки требуют прозрачности и аудита. Многие услуги, которые обычно связаны между собой, теперь нужно разделить и учитываться отдельно, должен выполняться мониторинг соответствия рынка, а также должно быть возможным обширное архивирование всех этих данных.

Связь
Значительно увеличивается объем передаваемых данных между центрами управления и различными участниками рынка, то есть производителями электроэнергии, распределительными компаниями, биржами электроэнергии и энерготрейдерами. Хотя средства связи уже используются в центре управления, использование открытых каналов связи, в том числе интернета, будет значительно расширяться. Кроме того, для большого числа новых рыночных взаимоотношений, например, запросы мощности или запросы на доступ к сети, запросы рынков сервисных услуг и т.п., потребуют новых решений, использующих новую инфраструктуру связи. Примером существующей системы такого рода является система OASIS (информационная система открытого одновременного доступа), применяемая для резервирования пропускной способности сетей передачи в США.

Фундаментальные изменения параметров систем управления
Функциональные задачи ISO/TSO расширяются функциями обслуживания участников рынка для обеспечения открытого и справедливого доступа к сети. Хотя многие задачи остаются такими же, как до либерализации рынка, инструменты для решения других задач, необходимых ISO/TSO, остаются после либерализации у других участников рынка. Поэтому ISO/TSO нужно приобретать эти инструменты у участников рынка, при этом формируя собственные оборот за счет сборов за предоставление доступа к сети. Также потребуется множество новых функций для поддержания открытого и равноправного доступа к сети для всех участников рынка, особенно при управлении перегрузками в сети (например, предельное ценообразование в различных частях сети), ограничение на передачу (например, аукционы на трансграничную пропускную способность) и т.д.

Чтобы гарантировать открытый и равноправный доступ к сети и равные отношения между всеми участниками рынка, многие из этих функциональные задачи используют рыночные механизмы. Это означает, что многие из решений, разработанных для этих функциональных задач, будет определяться финансовыми показателями, при этом сталкиваясь с теми же физическими проблемами, и поэтому требуя более глубокой интеграции с функциями оперативного учета и регулирования.

Сетевые расчеты
Основные функции, такие как оценка состояния, расчет режима, расчет короткого замыкания и анализ последствий аварии, обычно не затрагиваются процессом реструктуризации. Однако, такие приложения, как расчет оптимального распределения потока, учитывающий наличие / управляемость генерирующими мощностями, будут затронуты реструктуризацией отрасли. Оптимизация общей стоимости генерации более не входит в зону ответственности ISO/TSO, а касается каждого участника рынка. Однако, применение генерирующих мощностей (МВт и В/Вар) для исправления нарушений безопасности сети или сокращения потерь по-прежнему входит в ISO/TSO, и потребует приложений для учета стоимости использования (переменные затраты) ресурсов в рамках, согласованных в отдельных рыночных процессах. Стоимость доступности ресурсов (фиксированные затраты) уже включена в этот рыночный процесс.

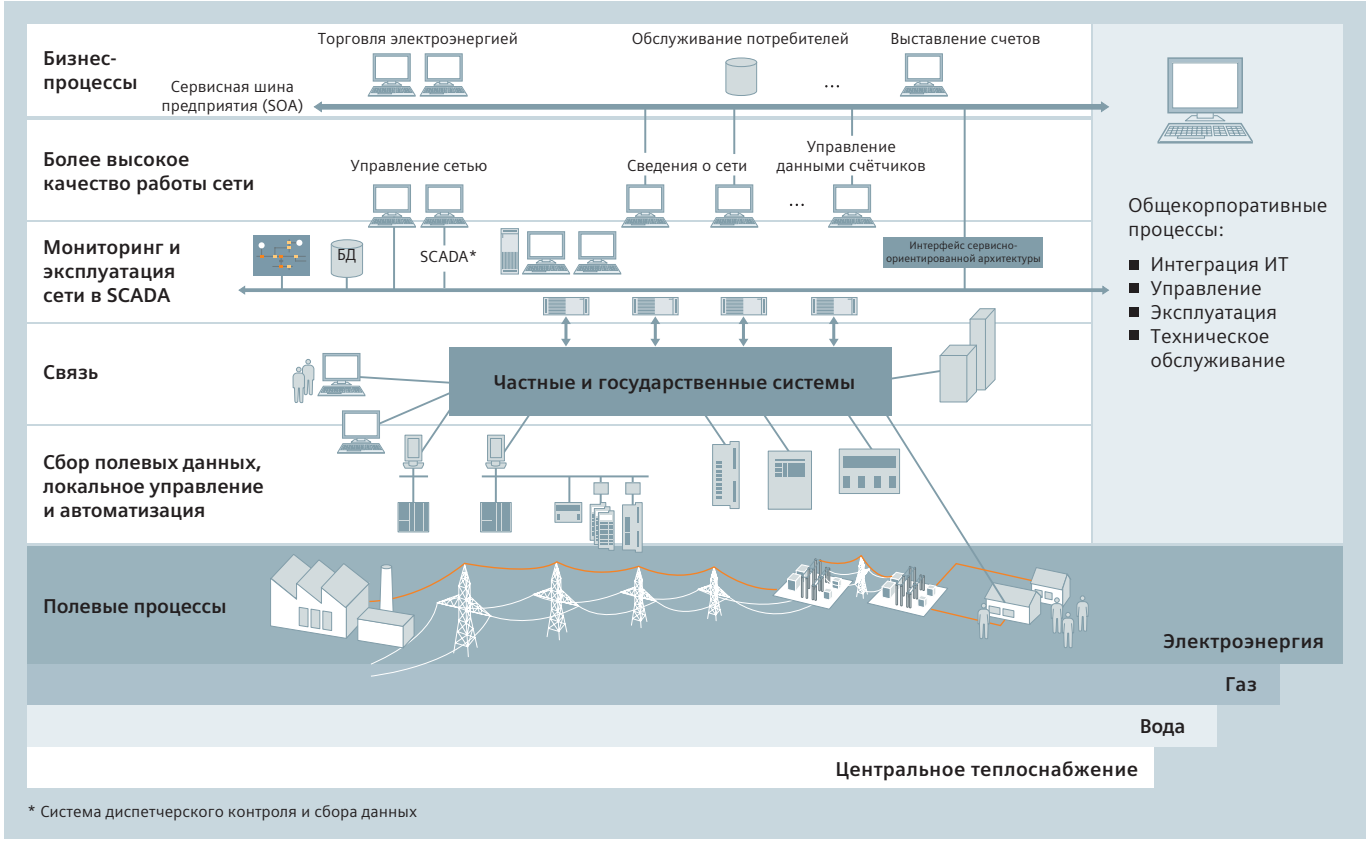


Рис. 7.1-11: **Интеграция различных слоев технологического процесса**

Планирование генерируемой мощности
Планирование генерирующих мощностей больше не является ответственностью ISO/TSO, и поэтому больше не рассматривается в рамках центра управления электросетью. Однако, результаты планирования должны доводиться участниками рынка до ISO/TSO, чтобы он смог рассчитать эксплуатацию сети и обязанности по обеспечению безопасности.

Это довольно сложный процесс (рис. 7.1-12 и рис. 7.1-13) и варьируется от рынка к рынку (например, в зависимости от наличия биржи или количества участников). При этом основной процесс ISO/TSO состоит в сборе позиций всех участников рынка, т.е. их производственных планов, и их проверку в отношении сетевой безопасности. При этом должны удовлетворяться прогнозы по нагрузке и расписания плановых отключений. В случае неудовлетворения сетевой безопасности рынком, сигналы возвращаются участникам рынка для формирования новых планов производства, и этот процесс повторяется до достижения сетевой безопасности. Параллельно ISO/TSO запрашивает у участников рынка заявки на поставку вспомогательных сервисов, т.е. регулирующих мощностей. Эти заявки закрываются при расчете рынка по клиринговой цене. Конечно, эти заявки учитываются в графиках обслуживания нагрузки и в указанных выше процессах проверки безопасности сети. Эти рыночные механизмы, как правило, выполняться как минимум один раз в день для рынка РСВ и один раз в час для БР. Этот процесс завершается на следующий день путем фактической поставки энергии.

Управление генерируемой мощностью
Применяется полный набор приложений для управления генерирующими мощностями, однако, с некоторыми корректировками. Фактически, целевой график генерации теперь определяется участниками рынка (см. приведенное выше описание). Кроме того, доступность и пределы регулирующей мощности и резервной мощности теперь определяются процессом, в рамках которого ISO/TSO получает доступ к ресурсам участников рынка и использует эти ресурсы (см. описание выше). Приложение мониторинга стоимости производства по-прежнему используется с корректировкой для учета только расходов на регулирование.

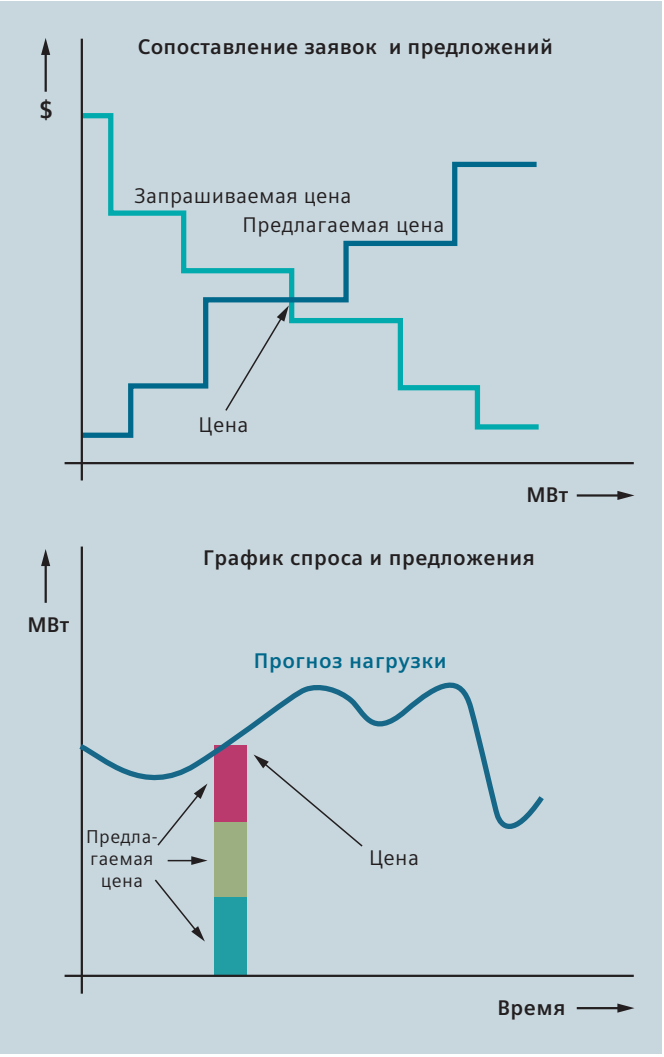


Рис. 7.1-12: **Основные значения**

Рис. 7.1-13: **Обзор ISO/TSO**

7.1.3 Общая информационная модель

Для выживания в условиях энергетического рынка без государственного регулирования, энергетические компании сегодня сталкиваются с неотложной задачей оптимизации основных процессов (рис. 7.1-14). Одним из важных шагов является объединение большого количества автономных ИТ-систем в однородный ИТ-ландшафт. Однако при отсутствии стандартной единообразной модели данных интеграция обычные системы управления сетью требует значительных усилий. Системы управления сетью со стандартизованными исходными данными, основанные на общей информационной модели (CIM), в соответствии со стандартом МЭК 61970 и его дополнений МЭК 61968 (DMS) и МЭК 62325 (рынок электроэнергии), предлагают наилучшую основу для интеграции.

CIM – ключ к взаимодействию и открытости
Общая информационная модель (CIM) определяет общий язык и модель данных, цель которых заключается в упрощении обмена информацией между участвующими системами и приложениями через прямые интерфейсы (рис. 7.1-15). Модель CIM была принята стандартом МЭК TC 57 и быстро движется по направлению к международной стандартизации. В США стандарт CIM уже принят Национальной комиссией регулирования электроэнергетики (NERC) для обмена данными между компаниями, поставляющими электроэнергию. CIM предлагает большое количество преимуществ для поставщиков электроэнергии и производителей:

- Простой обмен данными
- Стандартизированные данные CIM остаются неизменными при расширении модели
- Более простая, быстрая и менее рискованная модернизация систем управления и, при необходимости, миграция систем других производителей
- Программный интерфейс CIM полностью открыт. Он необходим для простой взаимосвязи пакетов приложений различных поставщиков для формирования системы SCADA/EMS/DMS/GMS.

CIM является основой для определения важных стандартных интерфейсов для других ИТ-систем. Компания Siemens является активным членом рабочей группы по разработке стандарта МЭК TC 57, играя ведущую роль в дальнейшем развитии и международной стандартизации стандарта МЭК 61970 и единой информационной модели. Рабочая группа WG14 (стандарты МЭК 61968) в TC57 отвечает за стандартизацию интерфейсов между системами с фокусом на распределение электроэнергии.

Стандартизация удаленных объектов определяется в МЭК 61850. С расширением документа 61850 и включением в него связи с центром управления происходит дублирование в объектной модели между стандартами 61970 и 61850. Для ускорения согласование между документами 61970 и 61850, TC57 создал рабочую группу (специальная группа WG07).

Основная задача будущего состоит в расширении стандарта за пределы центра управления. После того, как стандарт будет расширен, это обеспечит комплексное управление данными и обмен данными между отделами предприятия, отвечающими за передачу, распределение, планирование и генерацию электроэнергии. Особенно актуальной в настоящее время является задача расширения стандарта на новейшие области интеллектуальной сети, расширенную инфраструктуру учета (Advanced Metering Infrastructure, AMI) и домашние сети (Home Area Network, HAN).

Модель данных и пакеты CIM
Модель данных CIM описывает электрические сети, подключенные электрические компоненты, дополнительные элементы и данные, необходимые для работы сети, а также отношения между этими элементами. В качестве описательного языка, поддерживаемого различными программными инструментами используется стандартизированный, объектно-ориентированный метод Унифицированного языка моделирования (UML). CIM используется главным образом для определения общего языка для обмена информацией через прямые интерфейсы или шину интеграции и доступа к данным из различных источников. Модель CIM разделена на пакеты, такие, как основные элементы, топология, генерация, модель нагрузки, измерения и защита. Единственная цель этих пакетов состоит в том, чтобы сделать модель более прозрачной. Отношения между конкретными типами моделируемых объектов может распространяться за пределы границ пакетов.

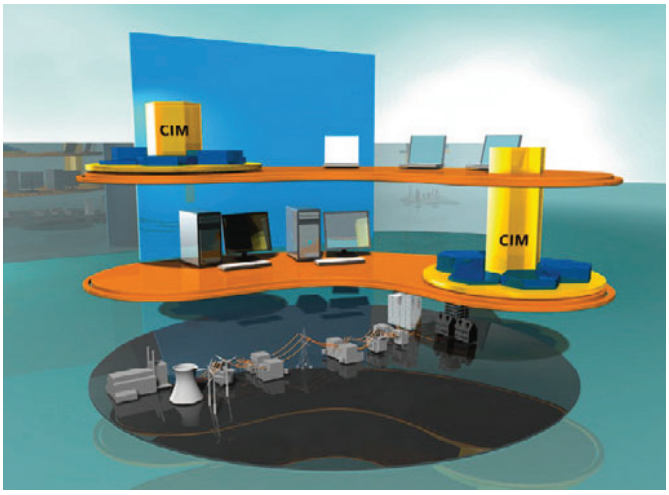


Рис. 7.1-14: **Общая информационная модель как ключ к взаимосовместимости**

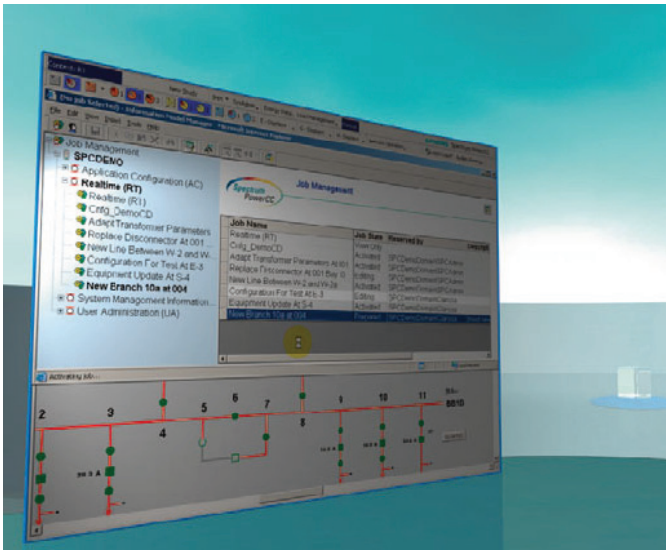


Рис. 7.1-15: **Проектирование данных в менеджере информационной модели**

Модель топологии
Электропроводящие соединения между элементами определяются через терминалы и узлы (узлы подключения). Каждый проводящий элемент имеет один или несколько терминалов. Терминал соединяет элемент, например генератор, или одну его сторону элемента, например, выключателя с узлом. Узел может содержать любое количество терминалов и обеспечивает подключение с нулевым сопротивлением всех подключенных к нему элементов. Эти отношения, а также текущее состояние выключателей позволяет процессору топологии определить текущую топологию сети. Эта модель топологии может также использоваться для описания сетей газоснабжения, водоснабжения, центрального отопления и других сетей для таких задач, как моделирование взаимосвязанных центров управления.

Моделирование измеренных величин
Динамические состояния электрической сети отображаются в виде измеренных значений. Измеренные значения могут содержать числовые значения, например величина активной/ реактивной мощности, тока и напряжения, или отдельные состояния, например, однопозиционного переключателя. Значения измерений всегда связаны с определенными измерениями. Измерения всегда контролируют одну физическую величину или состояние соответствующего объекта. Они либо назначаются непосредственно объекту или терминалу объекта, если важно, на какой стороне объекта производится измерение, например, измерение в начале линии высокого напряжения. Измерение содержит одно или несколько измеренных значений, например, значение, представленное SCADA, или значение, определяемое модулем оценки состояния или модулем оптимизации напряжения/реактивной мощности. Также можно отобразить, является ли текущее значение измеренным от ожидаемого источника или это расчитаннео подстановочное значение, если, например, прервано соединение с технологическим процессом (рис. 7.1-16).

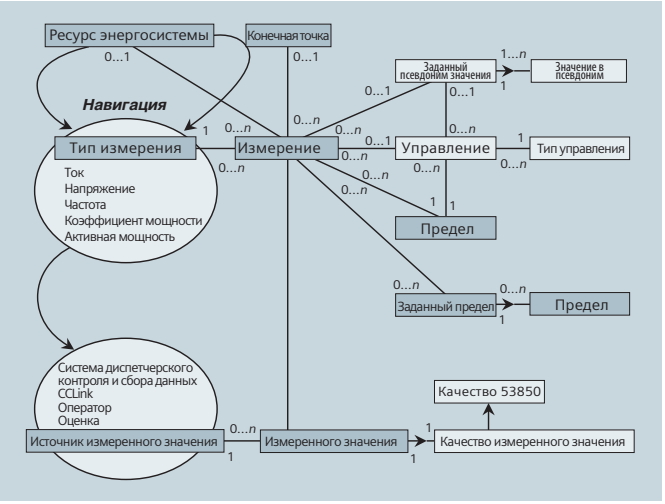


Рис. 7.1-16: **Моделирование измеренных величин**

Испытания на эксплуатационную совместимость и обмен данными модели
С сентября 2001 года Национальная комиссия регулирования электроэнергетики (NERC) предписала обмен данными электрических сетей между координаторами по вопросам безопасности сети в формате CIM/RDF/XML. При финансировании Научно-исследовательского института электроэнергетики (EPRI), ведущие производители комплексных систем EMS или отдельных их компонентов (ABB, Alstom, CIM-Logic, Langdale, PsyCor, Siemens и Cisco) начали планирование испытания на эксплуатационную совместимость и разработку необходимых для этого инструментов. Испытания на эксплуатационную совместимость CIM XML начались в декабре 2000 года и на сегодняшний день проводятся ежегодно. Испытания на эксплуатационную совместимость (IOP) доказывают, что продукты различных участников могут обмениваться информацией и обеспечивать выполнение требований по взаимодействию, основанные на использовании стандартов МЭК, которые были разработаны на сегодняшний день. Дополнительная функция и цель текущих и будущих испытаний IOP состоит в проверке и подтверждении того, что изменения, внесенные в стандарты МЭК, были внедрены и не препятствует обмену данными или взаимодействию между участниками. Проверка ежегодных обновлений спецификации МЭК является неотъемлемой частью процесса испытаний IOP. После завершения испытаний публикуется протокол испытаний IOP, а все результаты полностью документируются, как и проблемы, обнаруженные в ходе проверки.

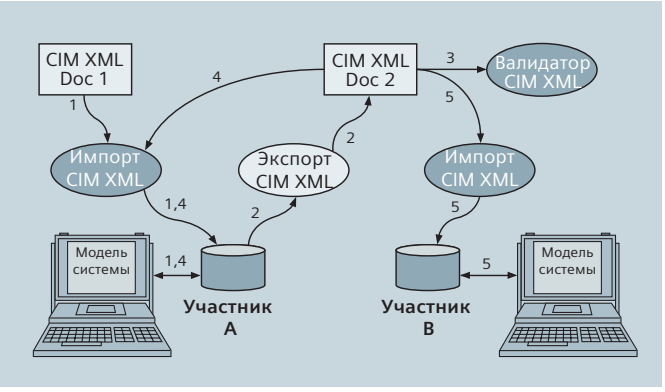


Рис. 7.1-17: **Принцип испытания эксплуатационной совместимости**

Принцип испытания проиллюстрирован на рис. 7.1-17. Участник A импортирует тестовые данные с помощью инструмента, изменяет эти данные и экспортирует их для дальнейшего использования участником B. Участник B импортирует данные, обрабатывает и изменяет их, и экспортирует их для участника C, и так далее. Некоторые участники предоставляют модель, которая используется во время испытания IOP (например: модель шины Areva 60, модель шины GE WAPA 262, модель шины SNC-Lavalin 60 и модель шины Siemens 100). Обычно между участниками распространяется и проверяется полная и инкрементальная модель. Тесты с расчетом потокораспределения служат для проверки правильности обмена файлами модели энергосистемы, включая генерирующие мощности и нагрузку. Кроме того, специально выполняются определенные тесты, учитывающие реализацию последней ежегодной спецификации стандарта МЭК.

7.1.4 ИТ-интеграция и сервис-ориентированная архитектура (SOA)

Для выживания в условиях энергетического рынка без государственного регулирования, энергетические компании сегодня сталкиваются с неотложной задачей оптимизации основных процессов. Одним из важных шагов является построение модульной и компонентно-ориентированной архитектуры системы управления, что обеспечивает ее гибкую настройку и эффективную интеграцию в ИТ-ландшафт предприятия. Интеграция ранее разработанных систем управления сетью требует значительных усилий, поскольку они не учитывали отсутствующего на тот момент стандарта интеграции. Системы управления сетью, разработанные с применением сервис-ориентированной архитектуры (SOA), предлагают наилучшую основу для ИТ-интеграции.

Открытые системы, использующие стандарты и стандарты де-факто
Современные системы управления обеспечивает основу для интеграции системы управления электроэнергией в существующем ландшафте систем энергопредприятий с применением официальных стандартов и стандартов де-факто.

- Общая информационная модель (CIM) стандарта МЭК 61970 определяет стандарт для моделей данных в электрических сетях. Она поддерживает импорт и экспорт в форматах XDF и RDF, которые основаны на стандарте XML
- Веб-интерфейс пользователя, веб-технологии
- Стандартизированное аппаратное обеспечение
- Клиент-серверная конфигурация на основе стандартных локальных сетей и протоколов (TCP/IP)
- Открытые интерфейсы (OBCD, OLE, OPC и т.д.)
- Реляционная СУБД в основе с открытыми интерфейсами
- Протоколы передачи, стандартизированные национальными и международными комитетами (МЭК 60870-5, МЭК 60870-6)

Сервис-ориентированная архитектура
Современные системы управления построены на базе сервис-ориентированной архитектуры со стандартизированными спецификациями процесса, интерфейса и связи на основе стандартов МЭК 61968 и МЭК 61970. Они формируют основу для интеграции системы управления сетью в сервисную среду энергопредприятия.

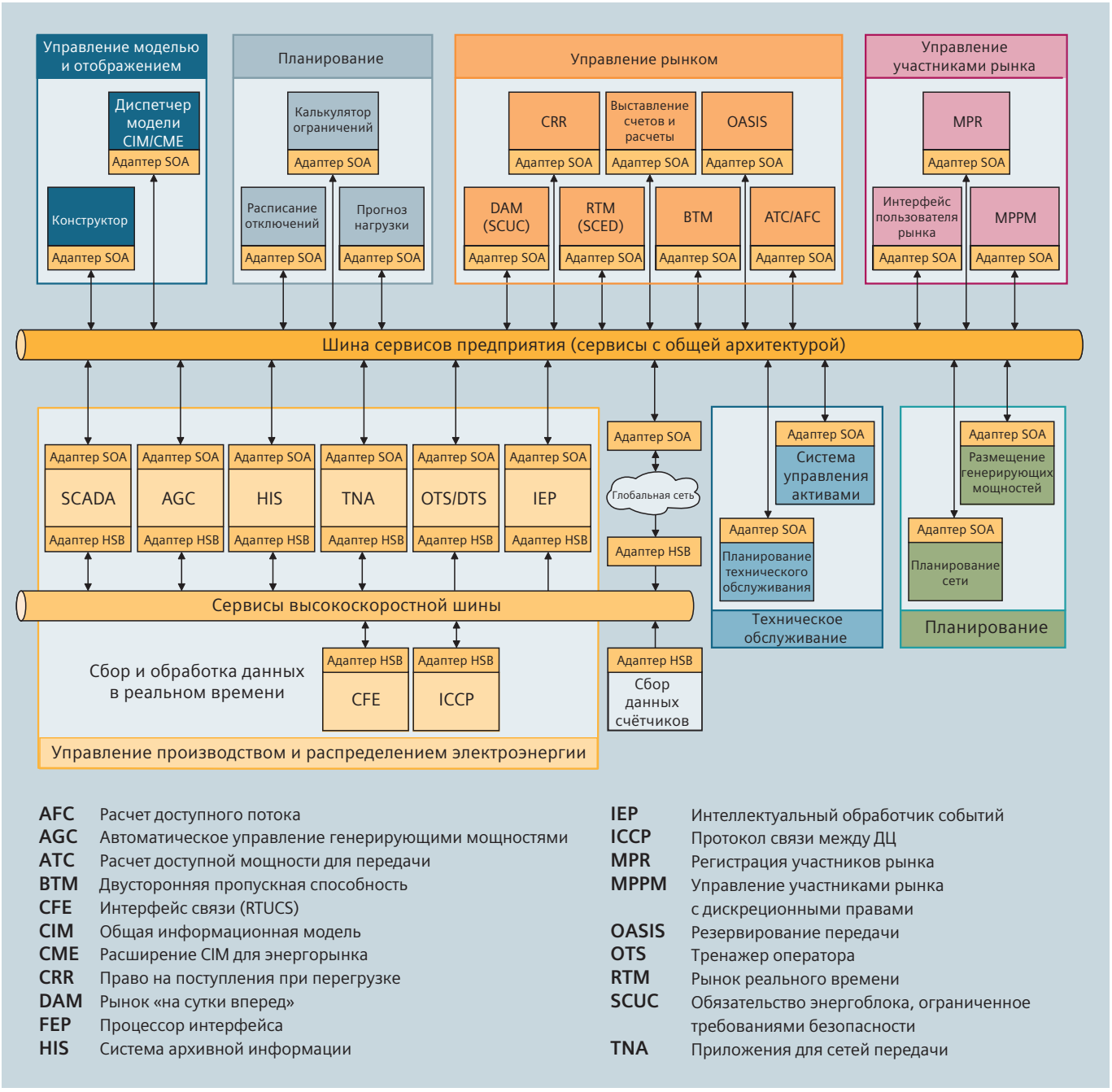
Сервисы системы управления включают:

- Службы данных, с помощью которых, например, можно получить доступ к базе данных основного приложения, например, снятие показаний с оборудования, пострадавшего в результате сбоя системы электроснабжения
- Сервисы функциональной логики, например, для запуска компьютерной программы для расчета потокораспределения в энергосистеме
- Сервисы бизнес логики, которые координируют логику выполнения отдельных процессов управления электроэнергией, например, управление аварийными отключениями в системе управления сетью в рамках системы информационного обеспечения потребителей.

Система управления сетью является одной из многих систем в ИТ-ланшафте энергопредприятия, которая взаимодействует с другими системами, а также предлагает и использует следующие сервисы:

- Сервисы, являющиеся частью системы управления сетью
- Сервисы, которые используются системой управления сетью и предоставляются другими системами и приложениями

На рис. 7.1-18 показан типовой пример интеграции системы управления сетью в сервисную среду энергопредприятия. На основе этой интеграции происходит дальнейшее планирование рабочих процессов и интеграция в гетерогенный ИТ-ландшафт.



AFC Расчет доступного потока
AGC Автоматическое управление генерирующими мощностями
ATC Расчет доступной мощности для передачи
BTM Двусторонняя пропускная способность
CFE Интерфейс связи (RTUCS)
CIM Общая информационная модель
CME Расширение CIM для энергорынка
CRR Право на поступления при перегрузке
DAM Рынок «на сутки вперед»
FEP Процессор интерфейса
HIS Система архивной информации
IEP Интеллектуальный обработчик событий
ICCP Протокол связи между ДЦ
MPR Регистрация участников рынка
MPPM Управление участниками рынка с дискреционными правами
OASIS Резервирование передачи
OTS Тренажер оператора
RTM Рынок реального времени
SCUC Обязательство энергоблока, ограниченное требованиями безопасности
TNA Приложения для сетей передачи

Рис. 7.1-18: **Spectrum Power SOA (Сервис-ориентированная архитектура): интеграции системы управления сетью в сервисную среду энергопредприятия.**

Интеграция в ИТ-сети
Современные системы управления сетью действующие в качестве систем управления производством, передачей и распределением электроэнергии, гармонично вписываются в ИТ-сети и существующие ИТ-ландшафты энергопредприятий (рис.7.1-19). Система управления сетью является одной из многих систем в ИТ-сети энергопредприятия, которая взаимодействует с другими системами. Ниже приведены некоторые моменты, определенные для процесса ИТ-интеграции: Доступ к системе пользователями интранет, например, бэк-офиса:

- Конфигурация для интеграции в DMZ (демилитаризованная зона) корпоративной сети, например, для уведомлений по электронной почте
- Защищенная область для приложений и серверов SCADA
- Связь с подстанциями и соседними центрами управления на базе TCP/IP
- Конфигурация коммутаторов и маршрутизаторов
- Защита паролем и требования.

На рисунке показаны примеры интеграции системы управления сетью в ИТ-сеть предприятия коммунального хозяйства. На этой интеграции основывается дальнейшее планирование в отношении требуемой интеграции в гетерогенный ИТ-ландшафт энергопредприятия.

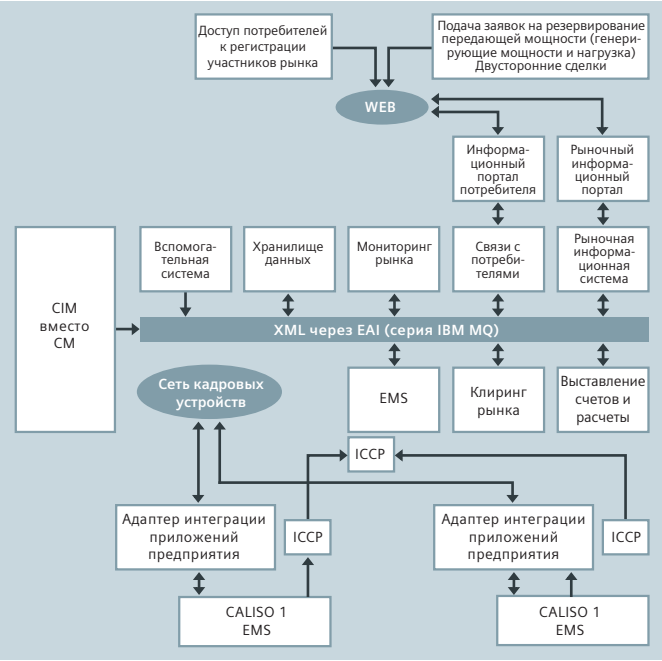


Рис. 7.1-19: **Сервис-ориентированная архитектура приложений в ИТ-ландшафте большого энергопредприятия**

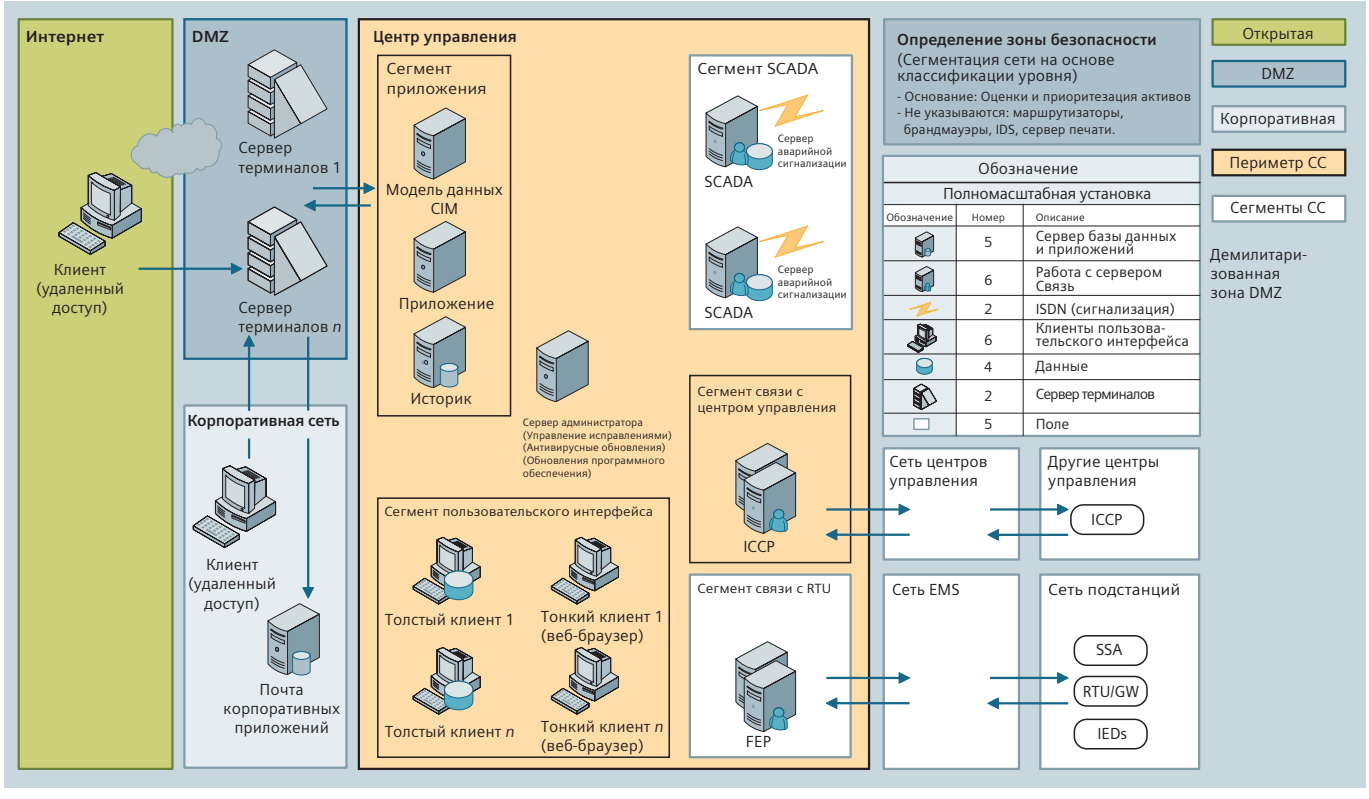


Рис. 7.1-20: **Интеграция системы управления сетью в сеть ИТ предприятия коммунального хозяйства**

7.2 Продукты и решения в области управления электроэнергией

7.2.1 Системы управления Spectrum Power

Компания Siemens поставила более чем 1600 систем компьютерного управления энергосистемами по всему миру. Результатом многолетнего опыта является разработка семейства продуктов Spectrum Power™ – систем управления для электроэнергетических систем, а также для сетей подачи газа, воды и теплофикации (рис. 7.2-1).

Система управления Spectrum Power является модульной, компонентно-ориентированной, гибкой и масштабируемой. Минимальная конфигурации, необходимая для работы, может расширяться для удовлетворения дополнительных потребностей в функционале, структуре и размерности системы. Модульная структура позволяет впоследствии расширить или обновить систему с небольшим усилием. Открытые программные интерфейсы позволяют адаптировать и выполнять доработки и расширения базовой системы для новых или уже существующих компонентов заказчика. В базовой конфигурации система управления Spectrum Power включает в себя следующие компоненты, которые будут более подробно описаны в оставшейся части этого раздела:

- Базовые службы
  Обеспечивают выполнение основных функций, таких как службы баз данных реального времени, обмена данными и координации компьютеров (например, резервирование), использующихся в центре управления
- Интерфейс пользователя
  Обеспечивает удобный, мощный и графически ориентированный интерфейс оператора
- Управление информационной моделью
  Обеспечивает ввод данных и управление данными системы, однолинейных схем и обмен данными с другими ИТ системами
- Интерфейс связи
  Обеспечивает взаимодействие полевых периферийных устройств (RTU) с системой управления
- ICCP и ELCOM
  Для связи средств управления на базе стандартных протоколов (ICCP) и де-факто стандартных протоколов (ELCOM).
- Приложения SCADA
  Для реализации функций мониторинга и управления, необходимых для работы системы.

В дополнение к названным компонентам, доступны следующие расширяющие функциональность компоненты, которые будут более подробно описаны в оставшейся части этого раздела. Они используются и настраиваются в соответствии с задачами и размерностью системы управления:

- Кооперативное «multisite» управление энергосистемой из нескольких распределенных центров управления
  Обеспечивает гибкую и динамичную работу системы управления в распределенной конфигурации
- Система архивной информации
  Обеспечивает архивирование и последующее восстановление технологических данных
- Приложение прогнозирования
  Обеспечивают долгосрочное, среднесрочное и краткосрочное прогнозирование загрузки системы
- Приложение планирования мощности
  Обеспечивает оптимальное планирование ресурсов генерирующих мощностей, включая обязательства и планируемые поставки

Рис. 7.2-1: **Система управления Spectrum Power**

- Приложения регулирования мощности
  Обеспечивают мониторинг и контроль, т.е. диспетчеризацию в реальном времени генерирующих мощностей, участвующих в регулировании частоты
- Приложения для передающих сетей
  Обеспечивают быстрый комплексный анализ и оптимизацию работы передающей сети
- Приложение управления отключениями
  Обеспечивает эффективное управление плановыми и аварийными отключениями в распределительных сетях
- Приложения для распределительных сетей
  Обеспечивают быстрый комплексный анализ и оптимизацию работы распределительной сети
- Приложения экспертной системы
  Поддерживает оператора в важных и сложных задачах в области устранения неполадок распределительной сети
- Тренажер
  Обеспечивает обучение оператора всем возможным режимам работы сети с применением тех же инструментов и интерфейса пользователя, которые используются в эксплуатации.

Приложения SCADA
Группа приложений SCADA объединяет все функции Spectrum Power, минимально необходимые для работы центра управления сетью. Система SCADA содержит все функции для сигнализации, измерений, регулирования и мониторинга (рис. 7.2-2).

В базовом режиме для обработки данных используются предварительно обработанные данные интерфейса связи. Контролируются изменения значений, данные передаются в другие подсистемы и регистрируются в эксплуатационной базе данных. Кроме того, выполняются расчеты, логические операции и функции специальной обработки специальных типов данных (например, измеренных значений).

Система управления Spectrum Power используют концепцию управления зрелой сети, который уменьшает время выполнения и увеличивает эксплуатационную надежность. Сетевое управление может выполняться для любых элементов сети распределения энергии с любой станции оператора, настроенной для выполнения этой задачи. Могут выполняться как отдельные коммутационные операции, так и последовательности переключений. Оперативная адаптация условий взаимных блокировок и защитных функций поддерживают расширение сети без прерываний в оперативной работе (с использованием предварительного тестирования в режиме исследования). Благодаря быстрому выполнению сложных коммутационных операций, например, переключение шин и линий, задачи реализуются быстрее. Для обеспечения эксплуатационной надежности, концепция управления сетью Spectrum Power включает различные дополнительные функции безопасности, такие как проверка различных условий блокировки, мониторинг сетевой надежности планируемых переключений и мониторинг изменений сети во время переключений.

Система управления Spectrum Power позволяет пользователю в оперативном режиме свободно устанавливать или удалять временные элементы сети, например, шунтирующие перемычки, разрывы и заземления, без необходимости изменять информационную модель данных. Временные элементы сети становятся активными в топологии немедленно (блокировка, трассировка пути и т.д.) и остаются активными до тех пор, пока не будут удалены. Параметры указанные временных элементов сети могут настраиваться.

Управление процедурой переключения обеспечивает персонал диспетчерского центра мощными инструментами для создания, проверки и выполнения коммутаций в сети (в рабочем режиме и в режиме исследования). Система позволяет управлять до 1000 коммутационных процедур; каждая коммутационная процедура может содержать до 100 операций.

Звуковая сигнализация и мигающие элементы на экране информируют пользователя о тревожных сигналах и отклонениях от нормального состояния энергосистемы. Для регистрации сигналов и показаний используются журналы. Может храниться несколько журналов. Каждый журнал может быть связан с определенным выходным блоком. С помощью сбора данных об ошибках, персонал центра управления и системные инженеры могут анализировать состояния, преобладающие в энергосистеме до и после повреждения. Такой анализ сохраняет данные о моментальном состоянии, тренды и изменения состояний.

Рис. 7.2-2: **Большой экран, отображающий работу сети в крупном центре управления**

Интерактивная топологическая трассировка пути позволяет оператору определить пути между электрически соединенным оборудованием в сети. Функция топологической окраски сети управляет цветом отображения оборудования в зависимости от различных свойств отдельных элементов оборудования. Разными цветами могут быть выделены части сети, сетевые группы (например, по уровню напряжения) и рабочие состояния оборудования (например, неработающее, заземленное, с неопределенным состоянием).

Генератор отчетов представляет собой простой в использовании инструмент для простого и быстрого создания и вывода отчетов, а также управления ими. Интерфейс SQL обеспечивает прямой доступ к базе данных системы. Оператор может индивидуально настроить макет, используя графический редактор. Пользователь может определить переменные для динамических значений, которые обновляются автоматически при создании отчета. Кроме того, представления данных (таблицы и диаграммы) могут быть связаны, а их динамические элементы обновляются автоматически.

Базовые системные сервисы
Spectrum Power содержит различные основные функции (сервисы и системы), которые составляют функциональную базу, необходимую для работы системы управления. Базируясь на ОС управления аппаратным обеспечением и используя реляционные базы данных, эта функции осуществляют организацию и управление данными, обмен данными и коммуникацию между отдельными модулями, установленными на распределенных компьютерах.

Многокомпьютерная система — это подсистема, которая управляет связью между компьютерами и различными службами обеспечения аппаратного и программного резервирования внутри системы с распределенными вычислительными мощностями, а также контролирует состояние системы. Реализованы следующие функции:

- Управление оперативным контекстом
- Выполнение процесса (нормальное состояние системы)
- Контекст изучения (для выполнения проверок «Что если?»)
- Контекст тестирования (проверки системы после изменения данных или программ)
- Контекст тренировки (для тренажера оператора)
- Управление состояниями компьютера
- Резервирование
- Мониторинг
- Обнаружение ошибок и автоматическое восстановление
- Согласованность данных
- Координация запуска и переключения
- Обновление и синхронизация даты и времени

Высокоскоростная шина данных - это коммуникационная система, которая организует связь между программами пользователя и базовой системой через стандартизированные интерфейсы. Эта связь реализована между отдельными программными модулями внутри компьютера. Связь между несколькими компьютерами осуществляется через локальную сеть (через TCP/IP). Высокоскоростная шина данных также используется как связь между отдельными модулями и базой данных. Дополнительные характеристики:

- Интегрированная обработка времени
- Поддержка ЛВС с резервированием
- Поддержка режимов тестирования и моделирования
- Выполнение немедленной активации программы после задержки или циклически

Система баз данных в Spectrum Power состоит из оперативной базы данных для работы в режиме реального времени (данные процесса и приложений) и реляционной базы данных, которая используется системой управления информационной моделью. Особенности системы баз данных:

- Стандартная модель для всех данных процессов и приложений
- Инкрементальные изменения данных
- Импорт и экспорт данных

Управление информационной моделью

Управления информационной моделью (IMM) Spectrum Power представляет собой инструмент моделирования данных, обслуживания данных и обмена данными, разработанный специально для экономичного и эффективного управления данными модели энергосистемы для приложений EMS/DMS, SCADA, связи с полевыми устройствами RTU, ICCP и другой информации предприятия (рис. 7.2-3). Он предоставляет собой единое, центральное хранилище для ввода и хранения всех данных, связанных с энергосистемой и полностью совместим с международным стандартом общей информационной модели (CIM) МЭК 61970. IMM охватывает общепринятые стандартные промышленные технологии, к числу которых относятся коммерческие системы управления реляционными базами данных (РСУБД) и расширяемый язык разметки (XML).

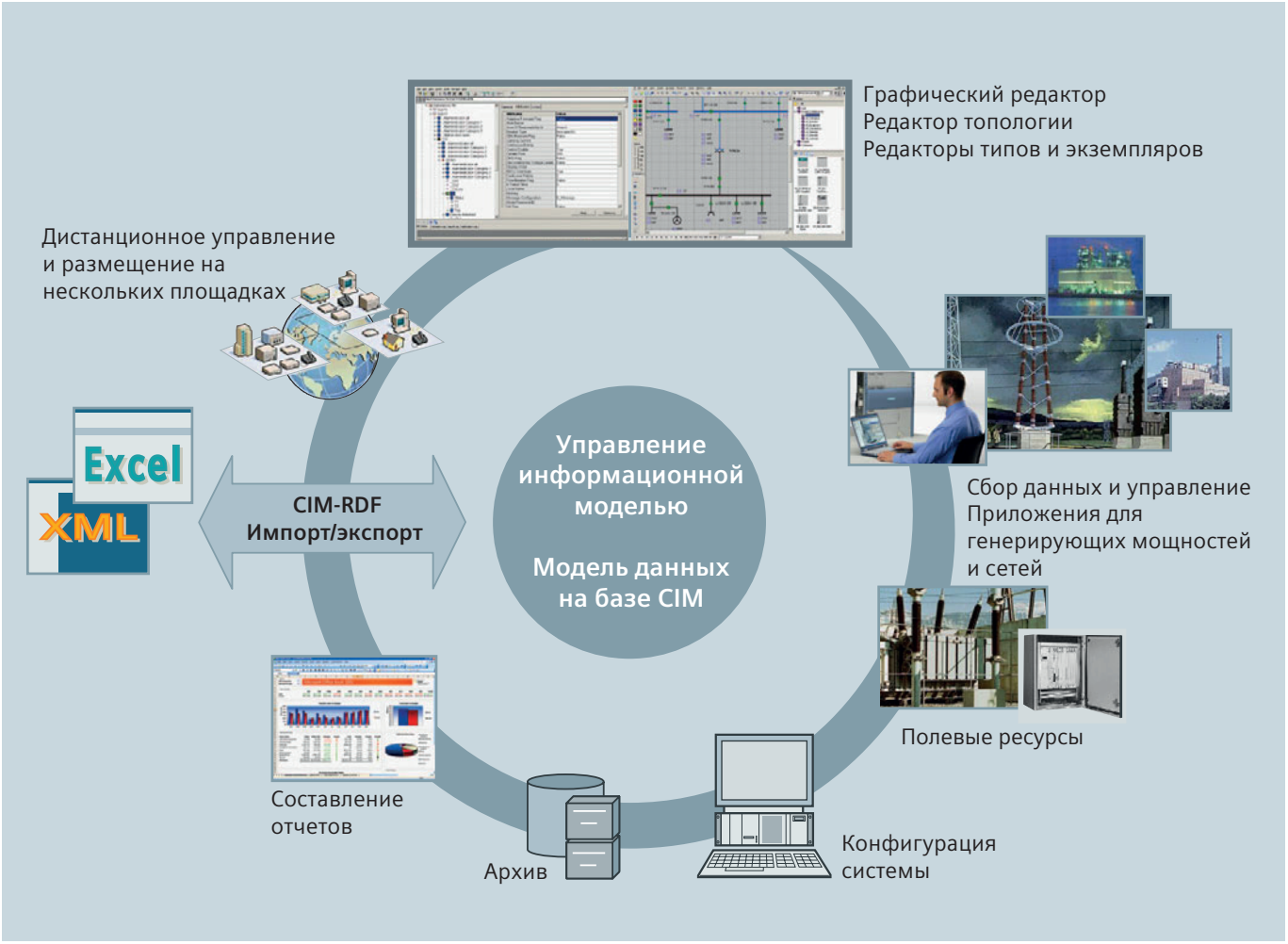


Рис. 7.2-3: **Управление моделью информации Spectrum Power обеспечивает функциональность для ввода и хранения всех данные, связанные с энергосистемой**

Задача IMM в системе управления электроэнергией заключается в управлении вводом данных энергосистемы в базу данных, как во время ввода системы в эксплуатацию, так и впоследствии для последующих модификаций и расширений сети (новых подстанций, изменения сети и т.д.).

Ввод и проверка данных выполняется в исходной базе данных, поэтому текущие оперативные данные и работа сети остаются незатронутыми. После ввода, подготовки и проверки, модифицированный набор данных можно активировать в оперативной базе данных в удобное для оператора время. Активация означает перенос измененных данных из исходной базы данных в оперативную базу данных, без прерывания работы системы и без потери каких-либо данных, введенных вручную. Активация данных автоматически координируется с другими подсистемами, серверами и действиями системы управления Spectrum Power.

После активации введенные данные (например, сведения о состоянии, аналоговые значения, станционные фидера, совокупные станции) могут немедленно быть вызваны и отображены оператором.

Изменения, которые признаны ошибочными, могут быть исправлены с помощью функции отката, потому что все изменения в базе данных автоматически записываются во встроенный журнал изменений базы данных. Несколько уровней функции проверки безопасности ведут журнал аудита для всех изменений данных в базе и гарантируют согласованность данных во всей системе. Неотъемлемой частью пользовательского интерфейса является графический редактор. Этот редактор используется для создания и изменения графических дисплеев, используемых в системе.

Все дисплеи однолинейных схем в системе управления Spectrum Power накладываются на главную схему. Главная схема - это двухмерное (2D) графическое представление части реальной энергосистемы. Каждая точка на главной схеме определяется парой уникальных координат X, Y (мировые координаты). Главная схема делится на множество плоскостей. Каждая плоскость охватывает полную 2D область, включая весь диапазон системы уникальных координат. Первая плоскость видна на главной схеме при полном диапазоне увеличения. Остальные плоскости видны только на определенном диапазоне увеличения и содержат различные графические изображения технологических (реальных) объектов (например, на плоскости 2 показаны состояния подстанции, на плоскости 3 показаны состояния основных вводов, на плоскости 4 показаны состояния отдельных коммутационных устройств и так далее). Плоскости могут пересекаться с диапазонами увеличения других плоскостей.

В IMM реализованы стандартизированные интерфейсы для импорта и экспорта исходных данных (рис. 7.2-4). Через эти интерфейсы можно импортировать или экспортировать данные сети и данные энергообъектов, а также графические данные. Возможность импорта больших или малых объемов данных поддерживается для целей обновления основной или вспомогательной системы и начальной загрузки базы данных (массовая загрузка). Доступны следующие функции:

- Единый интерфейс для всех изменений данных. Отпадает необходимость обслуживания избыточных данных в рамках нескольких систем и площадок
- Ручной ввод данных или инкрементальный или массовый импорт данных
- Представления существующих, измененных или новых данных, ориентированные на рабочий процесс
- Несколько одновременных сессий записи данных различными пользователями на разных консолях интерфейса пользователя Spectrum Power

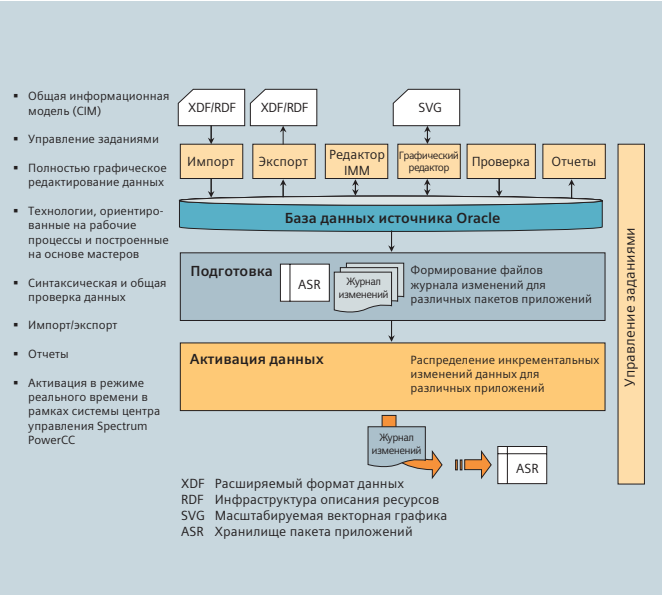


Рис. 7.2-4: **Обзор функций IMM**

- CIM-совместимая модель данных позволяет легко включать будущие типы информации
- Управление жизненным циклом для запланированных изменений данных
- Средства управление версиями структуры данных и автоматического архивирования модели данных обеспечивают ведение истории изменений, а также предлагают обзор к запланированной модели в определенное время в будущем, чтобы отразить эволюционный характер моделей
- Автоматическое обнаружение изменений
- Автоматическая проверка данных и проверка данных по запросу обеспечивают согласованность информации и целостность модели
- Активация изменений данных без воздействия на систему оперативной среды выполнения Spectrum Power
- Автоматическое широкое распространение изменений данных системой Spectrum Power
- Средства безопасности на основе ролей и записи аудита
- Права доступа на уровне экземпляров обеспечивают четкие обязанности в рамках всей модели данных
- Изменение дисплея (главной схемы) и автоматическое формирование отображения на основе топологии модели сети
- Формирование отчетов
- Диспетчер иерархической модели поддерживает автоматическое хранение и обмен измененными данными в системе с иерархически организованными диспетчерскими центрами, предотвращая несоответствия модели между организациями или в рамках одной организации

Интерфейс пользователя
Пользовательский интерфейс системы управления Spectrum Power реализует мощные функции обзора в любой момент времени и быстрого и легкого переключения между представлениями во всех схемах сети. Пользовательский интерфейс предоставляет пользователю возможность эффективной эксплуатации сетей и электростанций, а также позволяет администратору сохранить параметры базы данных и системы. Система использует статические и динамические элементы для отображения структуры сети и её состояния. Пользовательский интерфейс предоставляет средства для направления оператора по рабочему процессу, например, путем проверки возможности коммутации после каждой шага эксплуатации. Операции между разными экранами с поддержкой функций перетаскивания дают оператору хороший обзор энергосистемы и обеспечивают быстрый и удобный доступ к необходимому оборудованию (рис. 7.2-5).

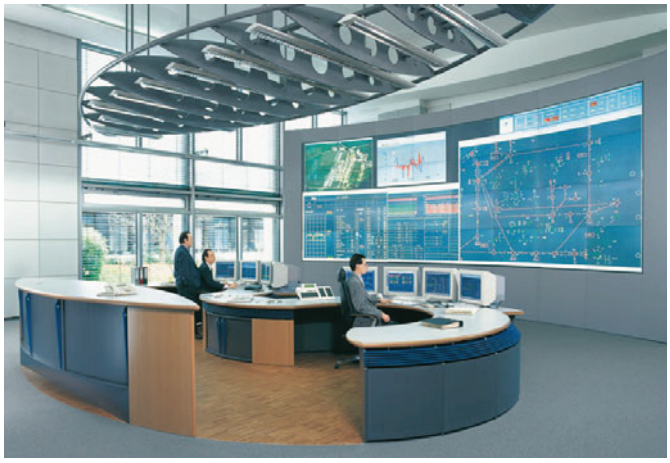


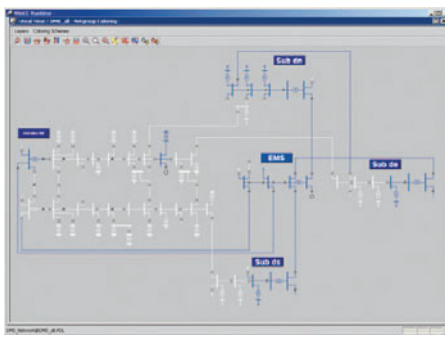
Рис. 7.2-5: **Типичное окружение диспетчерского центра**

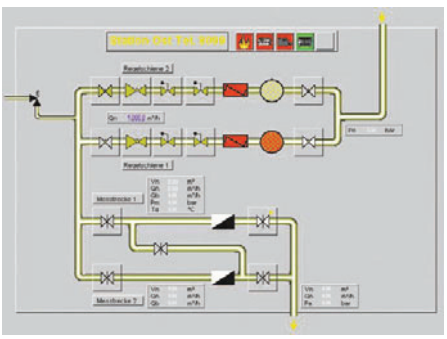
- Все отключения с первого взгляда
- Легкий доступ к подробной информации по отключению
- Посмотреть, что делают другие (дорожные работы, строительство...)
- Положение бригад
- Информация об освещении
- Поиск адреса

Картографический портал Spectrum Power представляет собой гибкую платформу для представления геопространственных данных в центре управления для корпоративных пользователей. Существует связь между системой управления Spectrum Power и Google Maps, которая обеспечивает

- Веб-сервера для встраивания карт Google в корпоративные веб-сайты
- Дополнительные системы базы данных для объединения информации из различных ресурсов, таких как
  – Spectrum Power
  – Системы управления отключениями
  – Системы архивирования
  – Системы управления рабочей силой
  – ...
- Интерфейсы для:
  – Вызова карт Google Maps из схем и карт Spectrum Power

Рис. 7.2-6: **Пример визуализации отключений**





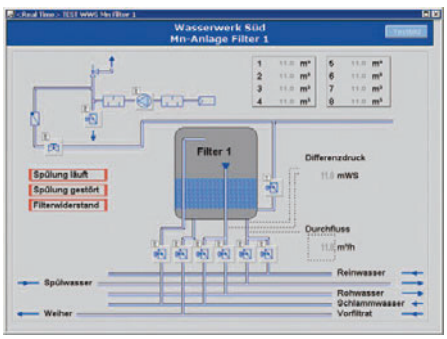


Рис. 7.2-7: **Примеры визуализации электрических сетей, газо- и водопроводов**

Интерфейс связи
Коммуникационный процессор (CFE) Spectrum Power служит для связи с периферийным оборудованием. Он является частью системы центра управления и общается с другими подсистемами Spectrum Power через локальную сеть (ЛВС). CFE имеет прямой доступ к удаленным терминалам (RTU) различных производителей. Через эти RTU центр системы управления подключается к подстанциям или электростанциям, которые передают технологические данные энергосистемы. CFE предварительно обрабатывает данные в режиме реального времени и контролирует системы, включая резервные компоненты.

CFE поддерживает различные подключения удаленных устройств, такие как, точка-точка, несколько точек-точка и многоточечные. Передача может быть спонтанной, циклической, периодической или сканированием. Интерфейс процесса может обрабатывать несколько протоколов, таких как МЭК 870-5-101 или протокол измеряемых значений МЭК 870-5-102. Оборудование подстанции (RTU, система автоматизации), укомплектованное интерфейсом TCP/IP, соответствующим стандарту МЭК 60870-5-104, может быть подключено через каналы глобальной сети непосредственно к ЛВС CFE. Возможны двухканальные и многоканальные подключения (рис. 7.2-8).

- Следующие данные участвуют в процессе предварительной обработки:
- Обнаружение изменений состояния при техническом обслуживании (сравнение старых/новых сообщений о состоянии; пересылка только при изменении)
- Подавление промежуточных позиций (изменяемое время мониторинга)
- Проверка правдоподобности всех числовых значений (сообщение об ошибке при неверных данных или нарушении пределов)
- Мониторинг пороговых аналоговых значений (проходят только если превышено заданное пороговое значение)
- Сглаживание измеренных значений (параметрируемая функция фильтрации)
- Результирующее значение получается на основании необработанных значений, с помощью конкретных характеристик
- Проверка обновления циклически передаваемых значений
- Преобразование типов информации для активированных / деактивированных индикаторов и индикаторов переходных процессов
- Обработка и синхронизация времени. Сервер CFE регулярно получает абсолютное время. Подстанции синхронизируются через приемник сигнала времени или с помощью телеграмм синхронизации отдельных протоколов. Вся информация хранится в системе с разрешением 1 мс.
- Мониторинг удалённых терминалов, коммуникационных соединений и компонентов системы

Связь между центрами управления по ICCP и ELCOM
Во всем мире растет необходимость обмена технологическими данными между центрами управления, часто от различных производителей. Примерами являются центры иерархического управления, взаимодействие сетей, энергетический обмен между поставщиками или использование внешних биллинговых систем.

Де-факто были приняты стандартные протоколы связи для связи центров управления, например, ELCOM-90 и ICCP. Протокол ICCP был определен в качестве международного стандарта (МЭК 870-6 TASE.2) и теперь широко акцептируется и используется во всём мире.

Протокол связи центров управления (ICCP) предназначен для обмена данными через глобальные сети (WAN) между центром управления энергопредприятия и другими центрами управления. Примерами других центров управления могут быть соседние энергопредприятия, энергетические пулы, региональные диспетчерские центры и генерирующие предприятия. К числу передаваемых данных могут относиться циклические данные, данные реального времени и команды диспетчерского управления, такие как измеренные значения и сообщения оператора.

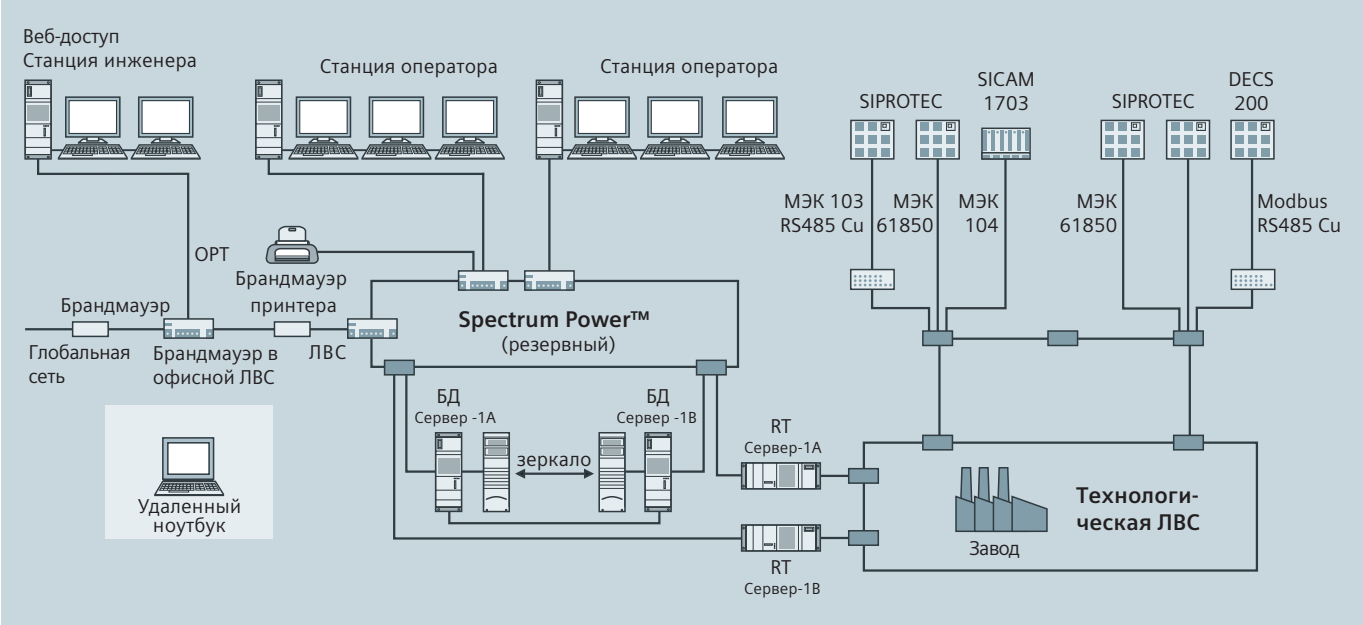


Рис. 7.2-8: **Пример конфигурации оборудования системы управления электроснабжением**

Обмен данными происходит между сервером SCADA/EMS/D MS одного центра управления и сервером другого центра управления. Сер вер ICCP отвечает за контроль доступа, когда клиент запрашивает данные. Один сервер ICCP может взаимодействовать с несколькими клиентами.

Контроль доступа к элементам данных между центрами управления осуществляется посредством заключения двусторонних соглашений. Двустороннее соглашение – это документ по результатам переговоров двух центров управления, включающий элементы (то есть, элементы данных и управления), который каждый готов передать другому.

Канал данных ICCP поддерживает конфигурации с резервированием, использование двойных серверов связи в режиме активного и резервного. Избыточная конфигурация поддерживает два физически отдельных пути между системой управления Spectrum Power и удаленной системой, обеспечивая резерв на случай, если путь первичных данных становится недоступным.

Система архивных данных

- Хранение технологических данных и обработка архивных данных является важной основой для различных функции системы управления (рис. 7.2-9 и рис. 7.2-10):
- Архивные данные позволяют проводить анализ трендов и общий анализ данных
- Приложения прогноза (например, прогноз нагрузки) в качестве входных данных требуется согласованный набор архивных данных
- Архивные данные позволяют проводить анализ происшествий, например, в случае возникновения нарушений в работе
- На основании архивных данных создаются отчеты и журналы аудита
- Архивные данные используется для восстановления прошлых сценариев в качестве входных данных для исследований (например, исследование потока мощности)
- Архивные данные являются также важным вкладом в управление активами (например, мониторинг циклов технического обслуживания оборудования)

Аналоговые значения, накопленные и вычисленные значения (например, результаты модуля оценки состояния) могут храниться в системе архивной информации, наряду с информацией о состоянии и сообщениях (например, аварийных).

Данные, которые подлежат архивации, собираются из приложений (например, модуля оценки состояния) и SCADA. Данные могут собираться спонтанно или циклически. Основываясь на сохраненных данных, система архивной информации обеспечивает их агрегирование (минимум, максимум, среднее, интеграл, сумма) и расчеты. Отсутствующие или неправильные данные может быть введены или обновлены вручную.

Онлайн-часть системы обеспечивает мгновенный доступ к архивным данным. Срок хранения в этой онлайн части настраивается (обычно от 1 до 3 лет). Архивные данные, превышающие заданный срок хранения, можно хранить и загружать из так называемого долгосрочного архива.

Кооперативная «multisite» работа центров управление

В системе управления Spectrum Power с несколькими центрами управления оператор оснащен мощным инструментом для оптимизации управления энергосистемой. Например, можно передать управление энергосистемой частично или полностью от центра одного центра управления другому. Таким образом, можно разрабатывать и эффективно внедрять различные концепции работы в аварийных ситуациях. Такая возможность обеспечивает большую надежность системы (стратегии работы в чрезвычайных ситуациях) и вносит значительный вклад в снижение стоимости владения. Системы управления с несколькими диспетчерскими центрами могут быть реализованы при наличии двух или более центров управления и делают систему очень гибкой и динамичной. В аварийном случае каждая система продолжает работать автономно. После восстановления связи данные автоматически обновляется.

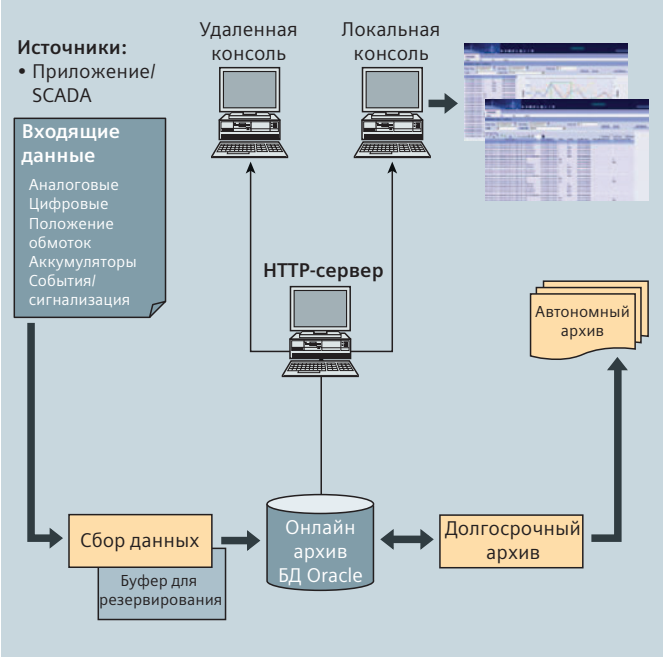


Рис. 7.2-9: **Процесс архивирование в системе**

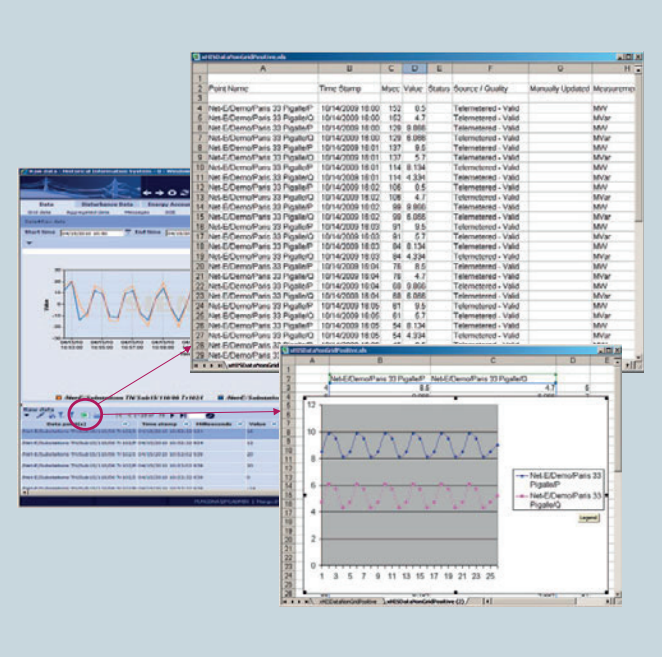


Рис. 7.2-10: **Различные представления архивных данных в системе**

Учет энергии
Учет энергии (EA) обеспечивает возможность сбора, редактирования и хранения значений генерации, обмена и других показателей энергии на периодической основе. Эти показатели обрабатываются с учетом накопленных данных, собранных с полевых приборов, и контролируется SCADA. EA также выполняет различные статистические вычисления, например, расчеты стоимости энергии за несколько периодов времени (например, ежечасно, еженедельно, ежемесячно, ежегодно), для формирования отчетов и выставления счетов. EA предоставляет широкую поддержку редактирования, например отслеживание исходного значения, измененного значения, времени изменения, автора изменения, и т.д. для целей аудита.

Автоматическая разгрузка сети
Приложение разгрузки сети автоматически выполняет отключение нагрузки или части сети в случае определенных аварий и чрезвычайных ситуаций в целях сохранения стабильности системы. Оно анализирует состояние сети, обнаруживает значимые события, определяет нагрузку, которая будет отключена и готовит необходимые коммутационные действия. Стратегии действия в аварийных ситуациях могут быть настроены индивидуально. В зависимости от требований потребителя, может быть выбрана конфигурация от простого ручного решения до полностью автоматизированной системы обработки аварийных и чрезвычайных ситуаций.
- Возможны следующие стратегии:
- Ручная разгрузка сети
- Циклическая разгрузка сети (нехватка генерирующих мощностей в течение длительного времени)
- Разгрузка сети за счет перегрузки оборудования (задержки/
- шунтирования устройств отключения оборудования)
- Балансирующая разгрузка сети (отклонение от плана импорта, секционирование энергосистемы)
- Разгрузка сети при пониженной частоте (стабильность системы).

Приложения регулирования мощности
ЦеЦелью приложения регулирования мощности (PA) является поддержка регулирования частоты, т.е. стабильности энергосистемы (равновесия между производством и спросом), сохраняя оптимальную диспетчеризацию производства и запланированный обмен по соединениям энергосистемы. Приложения регулирования мощности поддерживают управление в одной области, в нескольких автономных областях и в иерархических областях. Для обеспечения этой обработки в реальном времени, приложения регулирования мощности реализуют несколько функций:

Регулирование частоты и мощности (LFC)
LFC реализует механизмы контроля, обеспечивающие поддержание равновесия между производством и потреблением в режиме реального времени. В основе LFC лежит ПИ-регулятор, который сочетая фактическое производство, обмен и частоту, вычисляет отклонение от равновесия, именуемые ошибкой области регулирования (ACE), и посылает соответствующие корректирующие сигналы генерирующей единице (одной, группе, виртуальной, и т.д.), участвующей в процессе регулирования для поддержания или восстановления равновесия. Корректировки будут рассчитываться с учетом ограничений работы нескольких генерирующих установок (базовая/целевая точка, ограничения эксплуатации и реагирования и т.д.). LFC также выполнит необходимые корректировки для удовлетворения критериев эффективности, как правило, определенных регулирующим органом, например NERC в США и UCTE в Европе (рис. 7.2-11).

Параллельно функция контроля производительности собирает все данные, связанные с исполнением такого автоматического регулирования по предварительно определенным критериям и хранит эту информацию для формирования отчетности согласно требованиям регулирующего органа.

Мониторинг стоимости производства (PCM)
Функция PCM вычисляет, как правило, стоимость производства, например, отклонения от оптимальной стоимости / запланированных затраты, для целей учета. В случае ISO/TSO функция может быть настроена на учет стоимости регулирующей мощности.

Контроль резерва (RM)
Функция RM вычисляет резервы производства и обмена и сравнивает их с требованиями. Требования обычно определяются регулирующим органом для обеспечения безопасности работы после потери энергоблока или линии передачи. Эти требования разделены на 2 или 3 категории, например горячий, вторичный и третичный резерв, характеризующиеся временем ответа, за которое такие резервы могут быть активированы. Резервы могут включать различные типы производства и обмена. К примеру, контроль пиков будет включен во вторичный резерв, а ограничение нагрузки - в третичный резерв.

Экономическая диспетчеризация (ED)
Функция ED оптимально распределяет производство для удовлетворения сальдо-перетока мощности, нагрузки системы и потерь в сети, с соблюдением действующих ограничений производства. В зависимости от действующего бизнеса, т.е. GMS, EMS или ISO/TSO, цель ED будет отличаться от оптимизации производства и (или) регулирования расходов для оптимизации прибыли. Функция ED также будет работать в различных режимах диспетчеризации, в каждом из которых будет свой набор генерирующих мощностей, например, действующие блоки под управлением AGC и в экономичном режиме, действующие блоки в автоматическом режиме управления и действующие блоки станций, и др.

Приложения прогнозирования
Приложения прогнозирования используются для прогнозирования нагрузки в системе (то есть области и группы потребителей), притока воды (гидростанций) и ветрогенерации как основу для планирования производства и энергообмена. Эти приложения также используются при поддержке работы, например, при изменении условий в реальном времени.

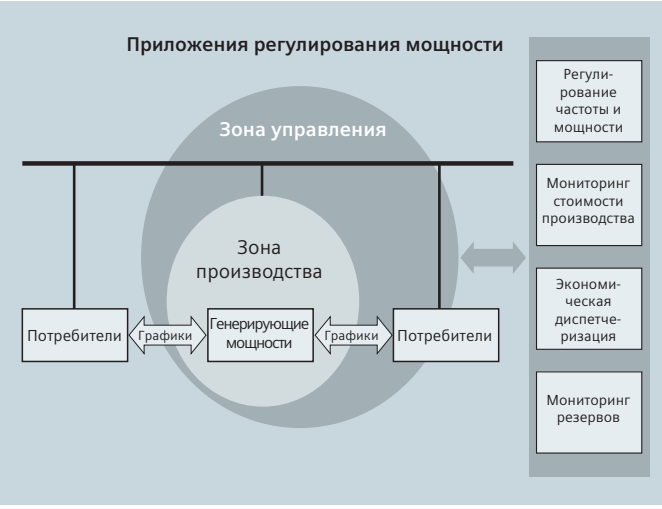


Рис. 7.2-11: **Приложение автоматического управления генерацией с регулированием мощности**

Описанные ниже приложения прогноза нагрузки поддерживают, кроме электроэнергии, также такие ресурсы, как вода и газ; поддерживают несколько одновременных пользователей, предоставляют окружение для работы с прогнозом до его оперативного использования в режиме реального времени; а также предусматривают корректировки прогноза (например, масштабирование) и режим отслеживания прогноза (то есть в ближайшие несколько часов прогноз автоматически или вручную корректируется на основании наблюдаемых отклонений).

Среднесрочный долгосрочный прогноз нагрузки (MTLF/LTLF)
MTLF используется для прогнозирования нагрузки на периоде от 1 недели до 2 лет, в то время как LTLF используется для прогнозирования нагрузки на периоде от 1 года до 5 лет. В обоих приложениях используется обработка исторических данных с множественным регрессионным анализом (один метод основан на модели ARIMA).

Краткосрочный прогноз нагрузки (STLF)
STLF используется для прогнозирования нагрузки на периоде от нескольких дней до 14 дней с шагом в 30-60 минут. Прогноз нагрузки поддерживает несколько алгоритмов прогнозирования (например, похожий день, шаблон и регрессионный анализ), которые могут использоваться отдельно или в настраиваемых пользователем сочетаниях и предоставляет оператору инструменты для редактирования прогноза.

Очень краткосрочный прогноз нагрузки (VSTLF)
VSTLF используется для прогнозирования нагрузки на периоде до 1-2 часов с малым шагом, например, в 5 минут. Методы, используемые в VSTLF, основаны на алгоритмах нейронной сети и их использование разделено на два этапа: этап обучения и этап прогноза. Обучение производится периодически в автоматическом режиме или по запросу.

Краткосрочный прогноз притока (STIF)
STIF вычисляет будущий приток в гидрологическую систему. На основе этих данных функция планирования (например, гидрологическое планирование) может рассчитать план для гидроэлектростанции.

Приложения планирования мощности
Цель приложений планирования (SA) заключается в оптимизации использования отдельных электростанций (тепловых, гидро) и внешних операций с мощностью таким образом, чтобы свести к минимуму общие эксплуатационные расходы или максимально повысить общую прибыль от продажи энергии после учета всех эксплуатационных ограничений и технического обслуживания.

Приложения планирования используют сложные комбинации смешанного-целочисленного программирования и последующего линейного программирования. Для рассмотрения нелинейных эффектов и ускорения процесса решения применяются специальные методы (рис. 7.2-12).

К числу приложений планирования относятся:
Планировщик ресурсов (RO)
Планировщик ресурсов оптимизирует либо среднесрочный план производства, включая операции с энергией по минимальной стоимости, или среднесрочные договоры поставки электроэнергии, включая торговлю электроэнергией для максимальной прибыли при условии оптимального использования энергетических ресурсов (топливо, вода, выбросы, и т.д.), с учетом эксплуатационных ограничений, прав на выбросы, и т.д.

Рис. 7.2-12: **Планирование и управление производством энергии**

RO, таким образом, определяет оптимальное расписание производства энергии, количество продаваемой энергии в рамках двусторонних соглашений, на форвардном и спотовом рынках, а также соответствующее потребление ресурсов (топлива, выбросов и т.д.).

Планировщик производства (GS)
Планировщик производства оптимизирует краткосрочный план и обязательства производства (тепловой и гидро), включая ценопринимающие контракты при условии соблюдения ограничений на обслуживание, прогнозируемую нагрузку, норму обязательных резервов, энергетические ресурсы (топливо, вода, выбросы, и т.д.) и ограничения выбросов.

Результаты (например, уровень водохранилища, накопленное топливо и т.д.) работы планировщика ресурсов в конце краткосрочного горизонта планирования используются как цели в приложении планировщика производства.

Неотъемлемой частью данного приложения являются соблюдение граничных параметров установок, гидрологическое планирование и координация гидро- и тепловых станций.

Планировщик торговли (TS)
Планировщик торговли похож на планировщик производства, за исключением оптимизации краткосрочной торговли энергии на спотовом рынке для максимизации прибыли.

Результаты также похожи, но касаются объемов энергии, предлагаемой в торгах на спотовом рынке.

Приложения для сетей передачи
Комплект приложений для передающих сетей (TNA) предлагает инструменты для усовершенствованного контроля, оценки безопасности и оперативного улучшение работы сети передачи электроэнергии. Они используются
- для обеспечения быстрой и комплексной оценки текущего состояния сети и улучшения мониторинга в рамках SCADA и за её пределами
- для оценки безопасности в случае сбоев и отключений
- для осуществления корректирующих мер в отношении запланированных / существующих событий
- для оптимизации работы в отношении расходов и потерь.

Эти приложения значительно повышают эксплуатационную надежность и эффективность управления сетью. TNA автоматически реагирует на множество разных условий эксплуатации (безопасная, небезопасная, в чрезвычайной ситуации) для предоставления оператору соответствующей поддержки. Комплект приложений будет выполняться, в режиме реального времени, периодически, по наступлению событий и по запросу оператора как настраиваемая последовательность действий (рис. 7.2-13). Среди многих других функций TNA также поддерживает режим исследования, позволяя пользователям одновременно выполнять различные исследования, включая подготовку стратегии по исправлению положения, подготовку операционного плана на следующий день, анализа оперативных мероприятий после аварий и т.д.

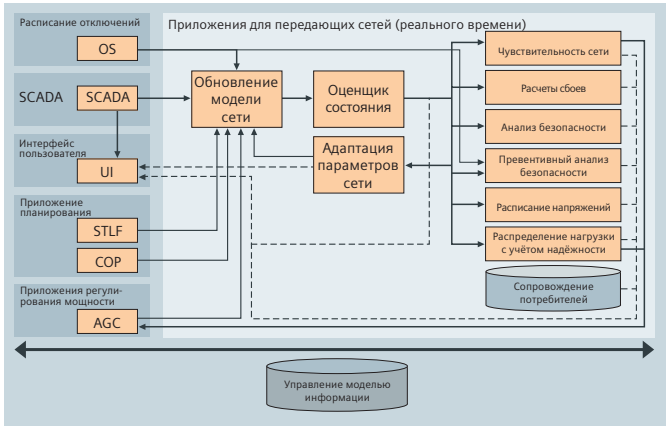


Рис. 7.2-13: **Последовательность TNA реального времени**

Обновление модели сети (NMU)
Обновление модели сети объединяет всю внешнюю и внутреннюю информацию, строит топологию сети и соответствующим образом обновляет данные сети, необходимые для создания условий эксплуатации, которые будут оцениваться приложениями оценщика состояния или потока мощности, т.е.:
- Сбор данных из SCADA и других внешних источников, таких, как AGC, прогноз нагрузки и планировщик отключений (настраивается пользователем в режиме исследования)
- Выполнение топологического анализа, включая определение электрических секций, включенного/отключенного оборудования и т.д.
- Соответствующее планирование всех сетевых нагрузок, производства, параметров и ограничений регулирования.

В режиме исследования получение данных настраивается пользователем и предлагает дополнительные варианты получения, обычно не применяемые в режиме реального времени.

Оценщик состояния (SE)
Цель этой функции заключается в предоставлении достоверного и полного решение сети на основании измерений в реальном времени, псевдо-измерений (например, смоделированной нагрузки), обновления модели (MU) и записей оператора. Оценщик состояния определит наблюдаемую часть сети, где измерения, выполняемые в реальном времени, избыточны. С помощью этой избыточности, оценщик состояния будет выявлять «плохие» измерения, удалять их из достоверного набора измерений, а затем проводить решение для всей сети, учитывая, для части сети, где наблюдение не выполнялось, изолированные измерения и нагрузки, производство и напряжение на шинах, назначенные функцией MU. Оценщик состояния также сигнализирует оператору о любых нарушениях эксплуатационных ограничений. Это также позволит другим приложениям разрабатывать надежные решения конкретных аспектов работы сети (например, корректирующие действия в отношении нарушений эксплуатационных пределов). Оценщик состояния включает:
- Алгоритм ортогонального преобразования
- Проверка совместимости измерений
- Проверка по критерию Хи-квадрат с нормализованным остатком или компенсацией измерений
- Решение за один проход
- Обеспечение соблюдения ограничений оборудования в ненаблюдаемых частях сети.

Хотя важнейшая задача оценщика состояния заключается в обработке данных в реальном времени, Оценщик состояния может опционально исполняться в режиме исследования для, например, анализа происшествий.

Адаптация параметров сети (NPA)
Функция адаптации параметров сети (NPA) ведет базу данных адаптированной сети во времени, используемую функцией обновления модели сети для планирования обмена, нагрузки на шинах, регулируемого напряжения и состояния выключателей, зависящих от времени. NPA адаптирует эти данные сети в режиме реального времени с помощью экспоненциального сглаживания, используя результаты оценки состояния. Затем:
- В режиме реального времени параметры используются функцией обновления модели для планирования нагрузки и регулируемого напряжения на шинах, которые будут использоваться оценщиком состояния как псевдо-измерения на ненаблюдаемых шинах.
- В режиме исследования параметры используются функцией обновления модели для планирования нагрузки и регулируемого напряжения на шинах, которые будут использоваться в исследовании пользователя определенного дня и часа. Результаты затем используются функцией диспетчера потока мощности.

Диспетчер потока мощности (DPF)
DPF используется для оценки состояние сети в различных условиях эксплуатации в настоящем или в будущем, например, в плане работы на завтра. Он используется исключительно в исследовании и, как правило, в сочетании с другими приложениями, например, анализ безопасности и оптимальная мощность потока.

DPF решает либо – по выбору пользователя – с использованием быстрой оценки или алгоритма Ньютона-Рафсона. DPF обеспечивает поддержку, среди многих стандартных функций,
- Непрерывных (например, генераторов) и дискретных контроллеров (LTC, конденсаторы, и т.д.);
- Составляющие и ветви постоянного тока (итеративный процесс между потоками мощности постоянного и переменного тока)
- Управления сальдо-перетоком, единое/распределенное ослабление, кривые генератора Мвар/МВт и т.д.

DPF предлагает множество выбираемых пользователем параметров для полностью гибкого анализа.

Оптимальный поток мощности (OPF)
OPF используется для улучшения работы системы в нормальных (безопасных), а также ненормальных (небезопасных) условиях, посредством рекомендации корректировок регулирования для достижения любой из следующих целей оптимизации:
- БЕЗОПАСНОСТЬ: оптимизация активной и реактивной безопасности
- ЗАТРАТЫ: оптимизация активной стоимости и реактивной безопасности
- ПОТЕРИ: минимизация потерь
- ПОЛНАЯ: оптимизация стоимости и оптимизация потерь

OPF решает минимизацию потерь с помощью оптимизации Ньютона, а другие виды оптимизации с помощью линейного программирования. OPF обеспечивает поддержку, среди многих стандартных функций:
- Ограничения и приоритеты управления
- Ослабление ограничений (например, пределов долгосрочных до среднесрочных и среднесрочных до краткосрочных)
- Автоматическая разгрузка сети

OPF предлагает также на выбор пользователя множество опций, обеспечивая полную гибкость в определении мер по исправлению положения для операционных нарушений и/или оптимизации условий безопасной эксплуатации. В зависимости от целей оптимизации, приложения OPF можно определить как оптимизацию реактивной мощности или оптимизацию активной мощности.

Как было описано, OPF используется только в режиме исследования, тогда как две настроенные версии, описанные ниже, предназначены для режима реального времени.

Планировщик напряжений (VS)
VS - это версия OPF, работающая в реальном времени. Она определяет оптимальное использование ресурсов ВАр и оптимальный профиль напряжения, который следует поддерживать, чтобы свести к минимуму нарушение рабочего напряжения или / и минимизировать потери сети. Для этой цели определяются оптимальные настройки элементов управления реактивной мощности, которые затем реализуются.

Когда цель заключается в том, чтобы облегчить нарушения напряжения, реализуется минимальное смещение элементов управления с указанным уставок (метод наименьших квадратов). Для этой цели VS минимизирует целевую функцию, состоящую из суммы квадратичных кривых «стоимости» для всех переменных управления. Каждая такая кривая «стоимости» ухудшает соответствующую переменную управления, сдвигая её от целевого значения. Кривые «стоимости» взвешиваются по коэффициенту, указанному для каждой переменной элемента управления.

Управление корректировкой (RD)
RD - это версия OPF, работающая в реальном времени. Она определяет оптимальное использование ресурсов МВт и оптимальный профиль нагрузки, который следует поддерживать, чтобы свести к минимуму перегрузки или / и минимизировать эксплуатационные расходы. Для этой цели определяются оптимальные настройки элементов управления реактивной мощности, которые затем выводятся для реализации в разомкнутом или замкнутом контуре. Обратите внимание, что набор ограничений перегрузки может автоматически расширяться, чтобы включить ограничения перегрузки ответвлений, соответствующие критически загруженным ответвлениям (коэффициент критической загрузки определяется пользователем).

Так же, как и в случае VS, когда цель заключается в том, чтобы облегчить перегрузки, реализуется минимальное смещение элементов управления с указанными уставками (метод наименьших квадратов). Для этой цели RD минимизирует целевую функцию, состоящую из суммы квадратичных кривых «стоимости» для всех переменных управления. Эта «стоимость» формируется и обрабатывается так же, как описано для VS.

В основном RD обеспечивает оптимальную диспетчеризацию аналогично обычной экономической диспетчеризации (ED). По сравнению с ED, однако, оно также принимает во внимание сетевые ограничения по нагрузке. Это особенно полезно в обычно сильно загруженных системах, а также во время ситуаций с исключительно высокой нагрузкой, например, вследствие выхода из строя генерирующих единиц или линий электропередачи.

Анализ безопасности (SA)
Цель этой функции состоит в определении безопасности системы с учетом очень большого количества непредвиденных обстоятельств (например, критерий n-1). Оценка возможных последствий аварий в сложнозамкнутых передающих сетях является всеобъемлющей задачей, поскольку для того, чтобы получить надежный результат, необходимо учесть большое число непредвиденных обстоятельств (одиночные отключения и множественные отключения). С другой стороны, обычно лишь

очень немногие из возможных чрезвычайных ситуаций имеют на самом деле решающее значение, и поэтому большая часть вычислений может быть потрачена впустую. Для преодоления этой трудности, используется двухэтапный подход. Выполняются две подфункции SA:

- Скрининг непредвиденных обстоятельств (CS) определяет рейтинг непредвиденных обстоятельств из списка согласно ожидаемым нарушением пределов. Для этой цели выполняется быстрый расчет потока мощности (пользователь определяет количество итераций).
- Анализ последствий аварий (CA) проверяет непредвиденных обстоятельства из списка, сформированного подфункцией CS. Для каждого из этих непредвиденных обстоятельств выполняется полный расчет потока мощности.

Анализ безопасности поддерживает, среди прочих функций:

- Пользовательские непредвиденные обстоятельства и списки контролируемого оборудования
- Одиночные и множественные непредвиденные обстоятельства
- Автоматическое моделирование непредвиденных обстоятельств соответствующего нарушениям в реальном времени
- Условные непредвиденные обстоятельства
- Передача нагрузки и перераспределение генераторов
- Моделирование регулирующих контроллеров (LTC,...)
- Обход скрининга непредвиденные обстоятельства

Превентивный анализ безопасности (SL)
Реализует ту же функцию, что и SA, но учитывает в базовом случае отключения от графика отключений, которые запланированы в течение настраиваемого временного окна. SL предоставляет оператору воздействие плановых ремонтов на безопасность работы энергосистемы (которые могут отличаться от условий, используемых для проверки графика отключений). В случае, если запланированное отключение создаёт риск оперативной работе, оператор может принять решение об отмене отключения, переносе времени отключения или о принятии превентивных мер, позволяющих выполнить запланированное отключение в намеченные сроки.

Чувствительность сети (NS)
Цель этой функции заключается в вычислительной поддержке и управлении штрафными коэффициентами для использования в приложениях регулирования мощности (ПА) и приложениях планирования (SA). Штрафные коэффициенты используются для учета потерь в сети передачи в расчетах диспетчеризации генерации при минимизации стоимости. Эта функция NS выполняется автоматически как часть приложений сети, выполняемых в реальном времени. Она вычисляет чувствительность потерь системы к изменениям генерирующей мощности и сальдо-перетоках с соседними энергосистемами для текущего состояния сети. Затем она, с помощью экспоненциального сглаживания создает базу данных о чувствительности для ряда диапазонов нагрузки системы и диапазонов межсетевого обмена. В режиме реального времени NS функционирует с модулем оценки состояния сети, а в режиме исследования - с модулем расчета распределения потока мощности.

Расчет повреждений (FC)
Эта функция предназначена для расчёта тока короткого замыкания и вклада тока короткого замывания для одиночных или множественных повреждений (выбирается пользователем). Оператору предоставляется нарушение интенсивности отказов в месте короткого замыкания и вблизи него. Значения короткого замыкания сравниваются с номинальными значениями всех выключателей, подключенных к неисправной шине. Также рассчитывается вклад твклад тока короткого замыкания из ответвлений и генерирующих блоков вблизи неисправных шин, его тоже можно сравнить с соответствующими номинальными значениями. FC включает, среди прочих функций, влияние взаимно спаренных линий, моделирование сопротивления коротких замыканий и замыканий на землю, а также сочетание коротких замыканий с обрывом одной линии.

Тренажер оператора (OTS)

- В основе OTS лежат 4 ключевых компонента (рис. 7.1-9, раздел 7.1.1):
- Функция учебного управления
- Моделирование энергосистемы
- Модель телеуправления
- Система управления мощностью (копия)

Учебный компонент управления предоставляет инструменты для создания учебных сессий, выполнения учебных занятий и обзора деятельности обучаемого. Он предоставляет средства для:

- инициализации учебного занятия, например, на основании данных реального времени или сохраненного случая
- определения профиля нагрузки системы
- создания последовательности событий, например размыкания выключателя, сбой телеметрии и т.д., которые могут произойти либо по времени, либо по событию, либо по команде
- создания сценариев обучения, т.е. ряда последовательностей событий, которые будут активированы во время обучения.

Он также предоставляет функции пуска/останова и паузы/возобновления выполнения учебного занятия. Во время обучения тренер может создать новые события и/или модифицировать работающий сценарий.

Компонент моделирования энергосистемы обеспечивает реалистичное моделирование поведения энергосистемы в целях поддержки обучения, от нормального режима эксплуатации до режима чрезвычайной операции, включая условия секционирования энергосистемы и восстановления после отключения. Моделирование построено на основе долгосрочной динамической модели энергосистемы, включая:

- Моделирование нагрузки с зависимостью напряжения и частоты;
- Моделирования производства электроэнергии с моделями регулятора частоты вращения турбины, котла/турбины и генератора;
- Моделирование частоты;
- Моделирование регулятора напряжения;
- Моделирование реле защиты;
- Моделирование LFC внешней компании.

Компонент моделирования телеметрии обеспечивает моделирование передачи данных между энергосистемой и системой управления. Он передаёт результаты моделирования энергосистемы в копию системы управления как модель полевых устройств телеметрии. Также он обрабатывает все команды, выданные SCADA (оператором), LFC и т.д., и передает их в модель энергосистемы. Тренер может изменить эту модель телеметрии с помощью конструктора сценариев с учетом погрешности измерений, телеметрии или сбоев RTU, и т.д.

Тренажер оператора предлагает выделенную среду для обучаемого (оператора) и среду для преподавателя, которая позволяет преподавателю влиять на процесс с целью стимуляции ответов обучаемого. Интерфейс обучаемого идентичен системе управления, так что для обучаемого нет никакой разницы в функциональности и удобстве между обучением и реальной работой.

Приложения для управления распределением электроэнергии

Средства телеметрии в распределительных сетях относительно ограничены; при этом интенсивность отказов, равно как и частота изменений в сети остаются достаточно высокими. Для удовлетворения этих требований в Spectrum Power реализованы мощные функции поддержки эффективной и результативной работы оператора в распределительной сети.

Управление повреждениями
Управление повреждениями представляет собой набор приложений, используемых для обнаружения повреждений в системе, изолирования участков сети, либо аварийных, либо для плановых отключений, а также восстановления энергоснабжения на ранее отключенных участках.

Основные функции управления повреждениями:
- Обнаружение места повреждения
  Как можно более точный поиск неисправной секции или области сети
- Изоляция повреждения
  Изоляция планового отключения или неисправной секции или области сети
- Восстановление энергоснабжения
  Восстановление энергоснабжения в обесточенных неисправных областях сети
- Изоляция повреждений и немедленное восстановление
  Изоляция неисправных областей и немедленное восстановление энергоснабжения обесточенных областей изолированной сети без повреждений
- Восстановление нормального состояния или состояния перед повреждением
  Восстановление выбранного количества переключений в нормальное состояние или состояние перед повреждением

Обнаружение места повреждения, как часть приложения управления сбоями, помогает обнаружить место неисправности. Рассматриваются неисправности с отключением (например, короткие замыкания), а также неисправности без отключения (например, обрыв заземления). Обнаружение места повреждения выполняется с помощью измеренной (устройства РЗА, индикаторы неисправности) или заданной вручную (сообщения мобильных/ремонтных бригад) информации. Управление сбоями локализует неисправную секцию, насколько близко это возможно, на основе имеющихся данных реального времени от SCADA и/или мобильных бригад.

Чтобы определить набор коммутационных операций, необходимых для изолирования участка сети, выполняется функция изоляции. Она инициируется путем указания неисправного участка, а также непосредственно через его выбор в интерфейсе пользователя и сводит к минимуму влияние неисправности на сеть.

Восстановление энергоснабжения предлагает возможный выбор коммутационных процедур, необходимых для восстановления питания. Для каждой коммутационной процедуры, предложенной системой, рассчитываются показатели эффективности на основе состояния сети.

Пользователь может выбрать способ ранжирования предлагаемых коммутационных процедур согласно одному или нескольким показателям эффективности, и выбрать лучший для восстановления энергоснабжения.

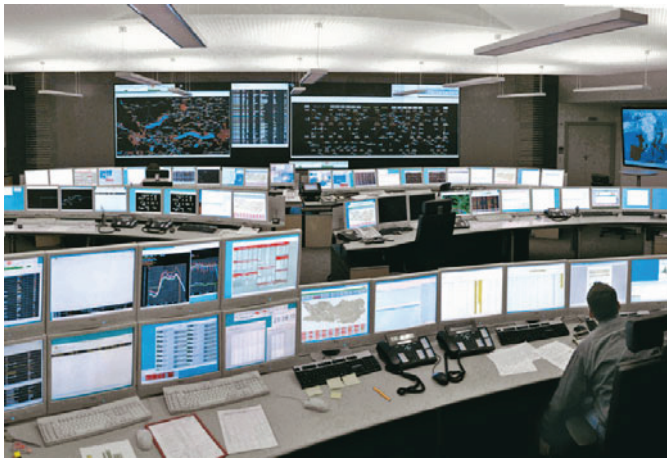


Рис. 7.2-14: **Вид центра управления энергосистемой большой мощности**

Коммутационные процедуры управления сбоями обычно передаются приложению управления коммутационными процедурами (SPM) для дальнейшей обработки, то есть, редактирования, обзора и реализации. Функции изоляции неисправностей и немедленного восстановления энергоснабжения могут также использоваться для изоляции сегмента по причине ремонтных работ.

Управление отключениями (OM)
Представляет собой набор функций, инструментов и процедур, которые оператор использует для управления обнаружением, определением местоположения, изоляции, коррекции и восстановления ошибок, возникающих в системе электроснабжения. OMS также используется для облегчения подготовки и разрешения плановых отключений сети. Эти процессы используются для ускорения выполнения задач, связанных с обработкой сбоев, которые влияют на сеть, а также обеспечивают поддержку операторов на всех этапах жизненного цикла неисправности, начиная от события, например, приема звонка о сбое или индикации неисправности SCADA, и до восстановления снабжения для всех потребителей. Этот процесс используется для решения об отключениях независимо от того, произошло ли отключение на уровне одного распределительного трансформатора, обеспечивающего снабжение одного или нескольких потребителей энергии, или на уровне первичной подстанции, обеспечивающей электроснабжения множества потребителей энергии. Все операции, разрешения и комментарии, которые происходят в этих процессах, документированы и собранных в журнале отказов. Эта информация становится доступным для внешних пользователей для дальнейшего статистического анализа и обработки. OMS обеспечивает автоматическую обработку журнала отказов, которая используется для отслеживания изменений в сети и имеет внутренний интерфейс для управления ремонтными бригадами или коммутационными процедурами. OMS также предоставляет интерфейс для внешних систем приема звонков о сбоях, а также SQL-интерфейс (рис. 7.2-14).
Управление коммутационными процедурами (SPM)
Позволяет оператору создавать, редактировать, выбирать, сортировать, печатать, выполнять и хранить коммутационные процедуры. Записи в системе управления коммутационными процедурами могут быть созданы вручную путем записи действий оператора в режиме моделирования путем изменения существующей процедуры или записи действий оператора в режиме

реального времени или автоматически приложениями, такими как FISR и системой OMS. Возможность управления коммутационными процедурами может использоваться для подготовки, изучения и выполнения восстановительных операций. Она также используется для выполнения коммутационных операций для смягчения условий сбоя и восстановления энергоснабжения после сбоя, а также оптимизации работы сети. SPM предоставляет возможности управления через лаконичные дисплеи и простые меню.

Управление ремонтными бригадами (CM)
Эта система обеспечивает удобный доступ к информации, необходимой для отслеживания, связи и назначения работ (журнал отказов) ремонтных бригад энергокомпании. Информация включает такие данные, как, например, название бригады, рабочее задание и место расположения.

Управление звонками о технической помощи (TCM)
Эта система обеспечивает удобный доступ и управление информацией, необходимой для ввода, отслеживания и обзора аварийных звонков, например документирование факта получения аварийного звонка, идентификация абонента. Предоставляется интерфейс для интерактивной работы с информацией во время аварийного звонка, например, получение сведений о клиенте и предварительный анализ аварии.

Приложения для распределительных сетей
Приложения для распределительных сетей (DNA) обеспечивают быстрый комплексный анализ и оптимизацию текущего состояния распределительной сети (рис. 7.2-15). Приложение расчет потока мощности в распредсети (DSPF) рассчитывает напряжения (величины и углы) для всех узлов (шин), активную/реактивную мощность для балансирующих узлов и углы реактивной мощности/напряжения для узлов с фотоэлектрическими генераторами. Все остальные электрические значения рассчитываются на основании напряжений узла и комплексных сопротивлений/проводимостей ответвления после решения DSPF. Наиболее важным результатом являются потоки активной/реактивной мощности через линии и трансформаторы, а также потери активной и реактивной мощности, которые позволяют обнаруживать потенциальные нарушения ограничений.

DSPF используется для вычисления состояний сети в условиях различной нагрузки и конфигурации:
- Вычисление фактического состояния распределительных сетей с помощью измерений реального времени и текущей топологии
- Вычисление состояния распределительной сети в ближайшем будущем (прогноз) с фактической топологией, но нагрузкой, характерной для заданного времени
- Изучение состояния распределительной сети в ближайшем будущем, с отличной топологией (то есть, в зависимости от запланированного обслуживания) и значениями нагрузки в заданное время

Оценщик состояния распределительной системы (DSSE) предоставляет решение для наблюдения за фактическим рабочим состоянием сети и обеспечивает полное сетевое решение для дальнейшего анализа, например, оптимизации профиля напряжения.

DSSE предоставляет статистические оценки наиболее вероятного значения активной и реактивной мощности нагрузки, с использованием существующих измеренных значений, коммутационных позиций и первоначального потребления активной и реактивной мощности нагрузкой энергосистемы.

Значения первоначального потребления активной и реактивной мощности нагрузкой обеспечиваются статическими кривыми нагрузки или расписанием нагрузки (созданных на основе нагрузочных кривых и измеренных значений/показаний счетчиков). Кроме того, DSSE оценивает рабочее состояние сети реального времени с помощью измеренных значений.

DSPF и DSSE могут выполняться в симметричных сбалансированных и в несимметричных несбалансированных распределительных сетях. Результаты DSPF/DSSE представлены на схеме сети и в табличной форме.

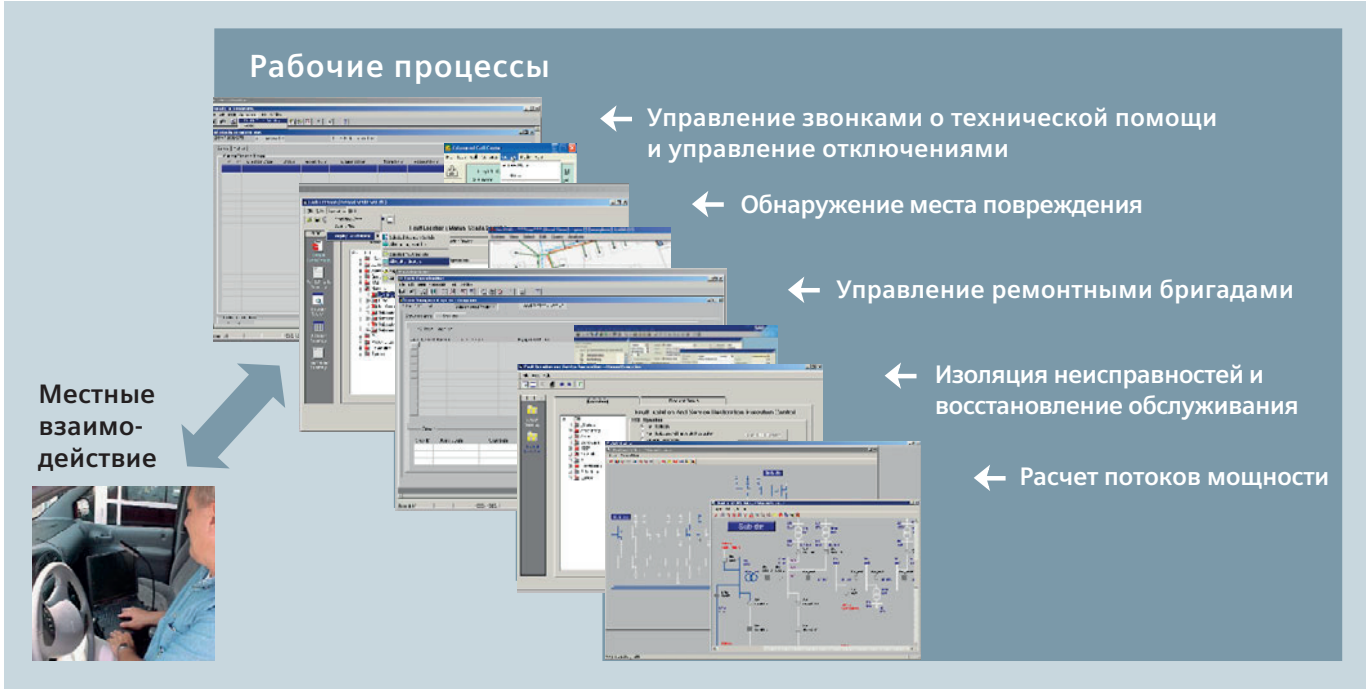


Рис. 7.2-15: **Типовой рабочий процесс управления распределительной сетью**

Расчет короткого замыкания (SCC)
Это приложение позволяет оператору обнаружить возможные проблемы, связанные с коротким замыканием, проверить возможности выключателей и проверить, находятся ли токи заземления в допустимых пределах. Основываясь на результатах и предупреждениях расчета SCC, пользователь может инициировать или отклонить изменения в топологии сети.

Расчет SCC выполняется для симметричных или асимметричных коротких замыканий в симметричных сбалансированных и в несимметричных несбалансированных распределительных сетях. Функция SCC используется, чтобы определить:
- Максимальный ток короткого замыкания, который определяет номинальные показатели электрического оборудования (обычно выключателя)
- Минимальный ток короткого замыкания, который может быть основой для проверки чувствительности защиты или выбора предохранителей
- Расчет короткого замыкания в отдельных местах

Поддерживаются следующие типы короткого замыкания, и в каждом из них может выполняться расчет переходного сопротивления в месте короткого замыкания или сопротивления заземления, в зависимости от потребностей пользователя:
- 3-фазное короткое замыкание без земли
- 3-фазное короткое замыкание с землей
- 2-фазное короткое замыкание без земли
- 2-фазное короткое замыкание с землей
- 1-фазное короткое замыкание на землю, с заземленной нейтралью или без неё

Расчет SCC может запускаться по требованию для вычисления одного замыкания, а также может работать в режиме скрининга, в котором проверяется размыкающая способность, чувствительность защиты и токи замыкания на землю для выбранного участка или всей распределительной сети. Результаты SCC представлены на схеме сети и в табличной форме.

7

Контроль напряжения и реактивной мощности (VVC)
Вычисляет оптимальные настройки регулятора напряжения LTC, состояния регуляторов напряжения и конденсаторов, оптимизирует работу согласно различных целей. Приложение поддерживает следующие цели:
- Свести к минимуму потери мощности распределительной системы
- Свести к минимуму потребность в мощности (уменьшить нагрузку при соблюдении заданного допуска напряжения)
- Максимизировать сгенерированную реактивную мощность в распределительных сетях (подача реактивной мощности на передающие/распределительные шины)
- Максимизировать доход (разница между продажей и стоимостью производства/закупки энергии)
- Поддерживать систему в пределах ограничений

Эксплуатационные ограничения системы, например, нагрузка на линии и ограничения напряжения потребителей, автоматически учитываются в виде штрафов. VVC поддерживает три режима работы:
- В режиме реального времени
  Этот режим призван обеспечить оптимальное решение, которое соответствует желаемой целевой функции.
  • Режим исследования VVC «Что если?»
  Этот режим призван обеспечить оптимальное решение, которое отражает текущее состояние распределительной сети с фактической топологией, но с различными значениями нагрузки.
  • Исследование VVC
  Цель этого режима - дать пользователю возможность выполнять краткосрочные оперативные исследования, с различными топологиями и различными значениями нагрузки.

На выходе приложения VVC выдается коммутационная процедура, реализующая решения и значения целевых функций до и после оптимизации. В режиме реального времени VVC поддерживает управление как в разомкнутом контуре (VVC предлагает коммутационные действия), так и в замкнутом контуре (VVC фактически инициирует команды для коммутационной аппаратуры). Результаты работы, например, значения потоков мощности, токов, напряжений и потерь отображаются на сетевых диаграммах и в табличном виде.

Оптимальная конфигурация фидеров (OFR)
Цель данного приложения заключается в повышении надежности работы распределительной системы, качества мощности и эффективности распределительной системы путем перенастройки питающих фидеров. OFR выполняет многоуровневую перенастройку для достижения одной из следующих целей:
- Оптимально разгрузить перегруженный участок (удаление нарушений ограничений)
- Выполнить балансировку нагрузки между питающими трансформаторами подстанции
- Минимизация потерь питающей линии
- Сочетание последних двух целей (балансировка нагрузки и минимизация потерь), где каждая цель включена в общую сумму с указанным пользователем весовым коэффициентом или весовым коэффициентом, указанным по умолчанию

Эксплуатационные ограничения системы, например, нагрузка на линии и ограничения напряжения потребителей, автоматически учитываются в виде штрафов. OFR поддерживает два режима работы: В интерактивном режиме приложение использует существующие измерения в реальном времени и текущую топологию. В режиме исследования оператор может имитировать краткосрочные оперативные изменения топологии и/или измерений. На выходе приложения OFR выдается коммутационная процедура, реализующая изменение конфигурации и значения целевых функций до и после перенастройки.

Оптимальное размещение конденсатора (OCP)
Цель данного приложения заключается в оптимизации размещения конденсаторов – рассчитываются оптимальные места установки (выбор шин), оптимальные уставки регулятора и оптимальные характеристики конденсаторных батарей.

OCP может оптимизировать размещение как мобильных конденсаторов для плановых и неплановых отключений, так и стационарных конденсаторов. При определении шинопроводов, на которых должны быть размещены конденсаторные батареи, калибровке конденсаторов и определении положения регуляторов конденсаторных батарей, OCP учитывает минимизацию потерь активной мощности, а также пределы коэффициента мощности и напряжения. OCP запускается по запросу пользователя.

Результаты OCP представляются на схеме сети и в табличной форме.

Анализ безопасности распределительной сети (DSA)
Цель данного приложения заключается в определении влияния сбоев (незапланированных отключений), а также плановых отключений на безопасность распределительной сети.

DSA оценивает
- Безопасность N-1 во всех частях распределительной сети
- Безопасность процедур упрощенного восстановления энергоснабжения на основании текущего резерва
- Безопасность сценариев перенастройки (обратный ток, стыковка подстанций и т.д.)
- Безопасность предопределенных процедур восстановления
- Безопасность запланированных коммутационных процедур

DSA имитирует одиночные, множественные и каскадные / условные отключения, а также отключения распределенных генерирующих мощностей.

Приложения экспертной системы
Экспертная система Spectrum Power поддерживает оператора в решении критических и сложных задач в области анализа неисправностей и работы сети (рис. 7.2-16). Приложение экспертной системы Spectrum Power реализует две функции, интеллектуальной обработки сигнализации (IAP) и экспертной системы интеллектуальной эксплуатации сети (ANOP).

IAP предоставляет сведения о месте неисправности в случае нарушений в работе сети. Он основан на иерархической, многоуровневой архитектуре решения проблем, которая сочетает в себе методы моделирования и эвристические методы, и работает с объектно-ориентированной структурой данных. В рамках диагностики IAP определяет местоположение и тип нарушений работы электрических сетей, например, неисправность в трансформаторе. Модель, используемая IAP, соответствует модели системы защиты. Это обеспечивает дополнительные преимущества мониторинга исправности работы системы защиты. Результаты диагностики отображаются в списке отчета XPS.

Интеллектуальная эксплуатации сети (ANOP)
Эта система поддерживает следующие операции диспетчера сети:
- Автоматически срабатывающие операции для:
  – Автоматической изоляции неисправностей и восстановления энергоснабжения
  – Автоматического снятия перегрузки
- Операции, включаемые вручную для:
  – Ручной изоляции неисправностей и восстановления энергоснабжения (сбой триггера)
  – Плановых отключений (вывода из строя)
  – Ослабления нагрузки
  – Пополнение (включение)

Алгоритм ANOP управляет всеми типами распределительных сетей – для городских или сельских, небольших сетей или больших сетей, с радиальной или контурной конфигураций. Он может использоваться в сетях с телеметрией, а также в сетях без телеметрии. Алгоритм полностью универсальный, учитывает фактическое состояние сети (топология, значения, пометки оператора) и представляет достоверное и комплексное решение для данной задачи, принимая во внимание все электрические и эксплуатационные требования. Алгоритм разрабатывает лучшую стратегию для данной ситуации и рассматривает все необходимые шаги для достижения решения, которое выполняет задачу безопасным, полным и эффективным образом.

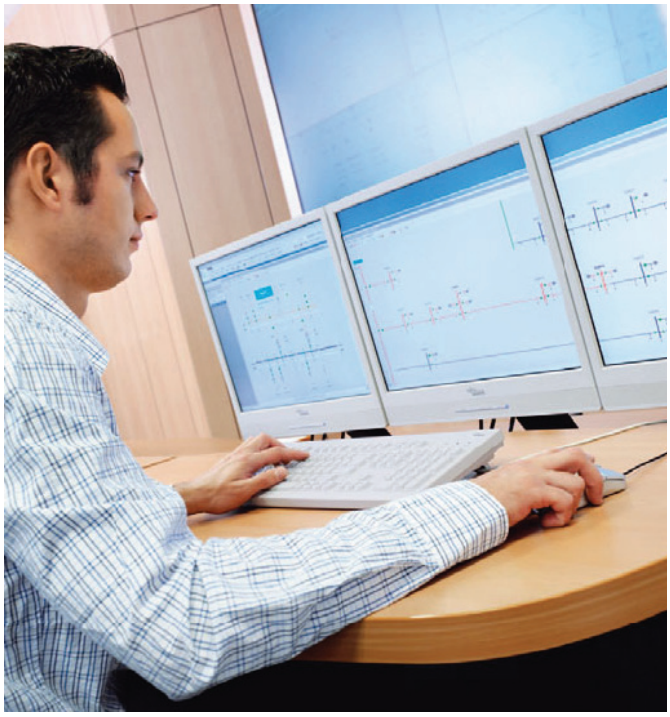


Рис. 7.2-16: **Экспертная система Spectrum Power поддерживает оператора в решении критических и сложных задач**

Каждый шаг проверяется расчетом соответствующего распределения потока мощности; учитывается выбранное оборудование. Предлагаемое решение изменяет фактическую топологию сети минимальным образом. В исключительных случаях, в которых полное решение недоступно в фактических обстоятельствах, оценивается частичное решение, снова принимая во внимание все электрические и эксплуатационные требования. Результаты отображаются в списке отчета XPS и в списке баланса XPS, создаётся коммутационная процедура и вставляется в приложение управления коммутационными процедурами.

7.2.2 Система управления общей информационной моделью (CMMS)

Параллельно с либерализацией энергетических рынков, постоянно растет потребность совместного использования данных, не только для того, чтобы обслуживать собственные предприятия, но и для реакции на потребности внешних субъектов. Иногда эти потребности определяются промышленными предприятиями. А в последнее время все чаще обусловлены требованиями отрасли, принятыми контролирующими органами, например Национальной комиссией регулирования электроэнергетики и Федеральной комиссией по регулированию в области энергетики США.

Компания Siemens готова к использованию общей информационной модели и интеграции платформ для оптимизации преимуществ, а также для реализации интеллектуальных сетей на основании распределительных энергосетей. При разработке первого в своем роде продукта, Система управления общей информационной модели (Spectrum Power CMMS), компания Siemens собрала в одну модель данных модели планирования и эксплуатации сетей распределения и передачи, а также представила возможности редактирования и отслеживания модели с синхронизацией по времени, позволяя получить модель системы, в любой временной точке в будущем или в прошлом, при планировании или эксплуатации.

Теперь компания Siemens меняет мышление разработчиков моделей, которые ранее мыслили в категориях традиционной модели сети, где свойства отдельных активов объединяются в более крупный компонент модели (то есть заграждающий фильтр, подземные кабельные сегменты, сегменты воздушных линий, которые объединяются в одну «Линию передачи» в модели сети – в результате отдельные активы теряют свои уникальные свойства), к категориям сети, которые на самом деле являются равноправными взаимосвязанными активами. Такой переход мышления приводит к оптимизации надежности, эффективности и потребления ресурсов.

Система Siemens Spectrum Power CMMS предоставляет инструменты и средства автоматизации для эффективного управления обменом, проверкой, утверждением и вводом в эксплуатацию изменений модели передающей сети в рамках TSO/ISO и отделами планирования и эксплуатации поставщиков передающих и распределительных услуг. CMMS позволяет создавать, управлять и синхронизировать данные модели сети из одного общего источника - поддерживая системы и приложения энергопредприятия, например планирование сети, рациональное использование энергии, рыночные операции, права на доходы в случае перегрузки, планирование отключений и т.д.

CMMS также обеспечивает основу для управления информацией в интеллектуальных сетях. Архитектура на базе CIM предоставляет единую модель, проверяемые записи изменения модели, уровень утверждения для изменения модели, а также широкие возможности документирования модели. Она обеспечивает хронологическое отслеживание модели в полностью открытой среде, позволяя всем приложениям совместно использовать сервисы и данные. Это значительно уменьшает количество ошибок моделирования, улучшает координацию и рационализирует процессы изменений передающей сети. Это обеспечивает обмен информацией на уровне гораздо выше бумажного документооборота или обмена файлами, которые используются сегодня.

CMMS интегрирует продукты Управление информационной моделью (IMM) и Модели расширений Siemens (MOD) в едином пакете. IMM формирует и поддерживает изменения действующей сетевой модели, в то время как MOD отслежи вает модели планирования и планирование всех изменений. Комплексный пакет предоставляет согласованные, скоординированные модели для любой точки во времени, основанные на датах запланированных изменений в системе (рис.7.2-17). Модели на моменты времени могут быть экспортированы в требуемые приложения на основе CIM (МЭК 61970 и МЭК 61968).

Основные функции и возможности:
- Представление модели на базе промышленного стандарта CIM
- Синхронизированное хронологическое отслеживание модели из будущего в прошлое
- Единая модель, интегрирующая планирования, проектирование, эксплуатацию, рынок и т.д.
- Отправка изменений модели сети в электронном виде упрощает обмен между TSO/ISO и региональными DSO.
- Разработка модели планирования для TSO /ISO, объединяющая текущие региональные рабочие модели с предлагаемыми планами в регионе. Эта модель может использоваться в качестве основы для оценки надежности сети, с реализацией изменений сети с течением времени.
- Электронные утверждения/ уведомления об отклонении предоставляют электронные уведомления DSO, когда план будет утвержден или отклонен. Если план будет отклонен, будут определены причины отклонения, чтобы DSO смог своевременно изменить и повторно представить план.
- Утвержденные планы находятся в хранилище с безопасным доступом. DSO может получить доступ к утвержденным планам из хранилища и использовать их для разработки эксплуатационного плана, необходимого для работы.

Управляемые изменения между планированием и работой в пределах DSO обеспечивают упрощённую электронную координацию планирования изменения модели, которая будет введена в эксплуатацию как операционная модель реального времени.

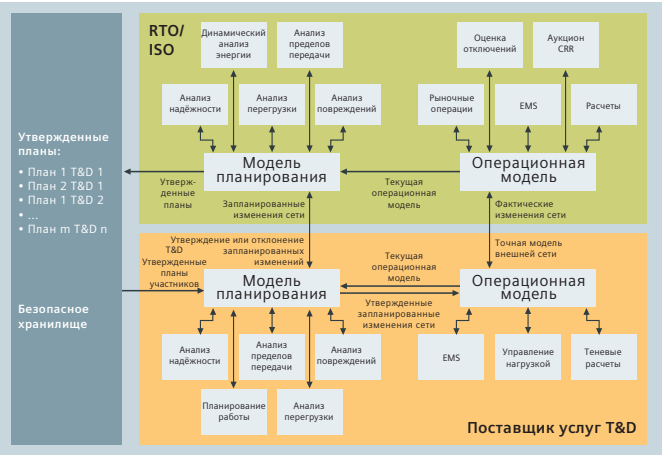


Рис. 7.2-17: **Методология общей модели**

7.2.3 Децентрализованная система управления энергией (DEMS)

Параллельно с либерализацией энергетических рынков, децентрализации производства электроэнергии, тепла и холода становится все более важной. Производство этих видов энергии рядом с потребителями предлагает экономические и экологические преимущества. В этом контексте интерес направляется на так называемые виртуальные электростанции. Виртуальная электростанция представляет собой совокупность малых и очень малых децентрализованных энергоблоков, контролируемых и управляемых системой управления производством и распределением энергии более высокого уровня. В общем случае, эти блоки производят не только электричество, но и тепло и холод (рис. 7.2-18).

Успешная работа виртуальной электростанции требует следующего технического оборудования:

1. Система управления производством и потреблением энергии, которая отслеживает, планирует и оптимизирует работы децентрализованных силовых агрегатов

2. Система прогнозирования нагрузки, которая способна рассчитывать очень краткосрочные прогнозы (1 час) и краткосрочные прогнозы (до 7 дней)

3. Система прогнозирования производства возобновляемых источников энергии. Этот прогноз должен уметь использовать прогнозы погоды для того, чтобы предсказать производительность ветряных электростанций и солнечных батарей

4. Система управления энергетическими данными, которая собирает и хранит данные, которые требуется для оптимизации и прогнозирования, например, профилей производства и нагрузки, а также контрактных данных для снабжения потребителя

5. Мощный интерфейс связи системы управления производством и потреблением энергии с децентрализованными силовыми агрегатами

Во-первых, виртуальной электростанции требуется двунаправленная связь между децентрализованными силовыми агрегатами и центральной системой управления производством и потреблением энергии. Для более крупных установок можно использовать обычные системы телеметрии, основанные на протоколах МЭК 60870-5-101 или 60870-5-104. В будущем, с увеличением числа небольших децентрализованных энергоблоков, каналы связи и протоколы будут играть более важную роль. Вполне вероятно, что обычное дорогостоящее оборудование телеметрии будет заменено другими методами на основе простых адаптеров TCP/IP или на основе силовых линий в качестве транспорта данных. Компания Siemens способствует введению нового стандарта «МЭК 61850-7-420 ред.1: Коммуникационные сети и системы на подстанциях - часть 7-420: Коммуникационные системы для распределенных энергетических ресурсов (DER) - Логические узлы».

Для всех приложений операционного планирования и составления диспетчерских графиков требуются достаточно точные прогнозы. Для параметрирования прогноза используется несколько операционных показателей, таких, как средняя погрешность прогноза в день или абсолютная погрешность в день или на периоде прогнозирования. В зависимости от основной цели виртуальной электростанции, требования к методам прогнозирования могут изменяться. Если основная цель состоит в снижении пиковой нагрузки или балансировании энергии, прогноз должен быть очень точным в пиковое время или время с высокими ценами на балансирующую энергию. Кроме того алгоритмы прогнозирования должны уметь быстро приспосабливаться к новым ситуациям. Например, виртуальная электростанция, эксплуатируемая энергосервисной компанией должна иметь возможность рассматривать изменения в структуре клиентов.

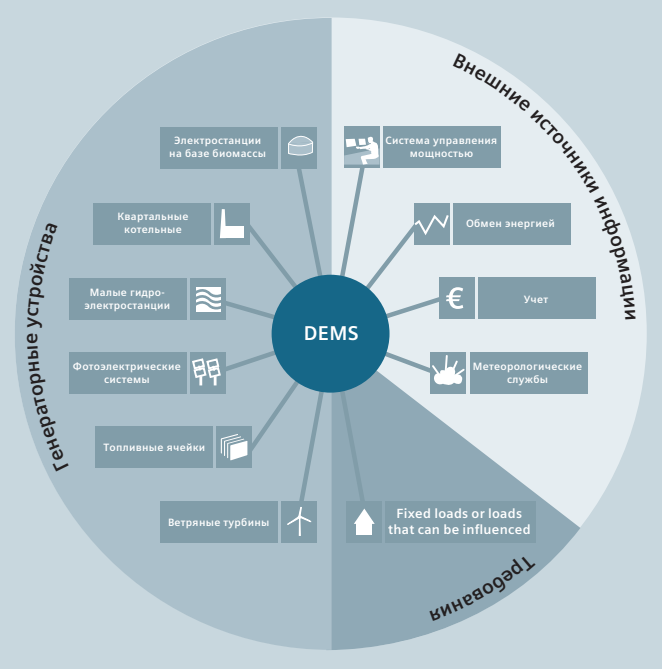


Рис. 7.2-18: **Элементы децентрализованной системы управления энергией (DEMS)**

На основе результатов работы алгоритмов прогноза и фактического положения виртуальной электростанции, нагрузка в зоне ответственности может снабжаться с помощью децентрализованных силовых агрегатов и существующих энергетических контрактов. Это сложная и повторяющаяся задача. Поэтому используются компьютерные методы исследования и оптимизации. Это самый важный компонент виртуальной электростанции, потому что он реализует и использует возможности оптимизации.

Специальная структура виртуальной электростанции предъявляет высокие требования к математической модели оптимизации. Модели должны быть очень точными, потому что грубые модели могут дать результаты оптимизации, которые не могут быть реализованы в энергосистеме. Поскольку виртуальная электростанция должна работать в автоматическом режиме для оперативного управления децентрализованными силовыми агрегатами, например, для компенсации дисбаланса, оператор не может проверить и исправить результаты. Кроме того, возможности оптимизации могут использоваться только в случае, если пакет оптимизации сможет определить решение циклически в течение расчетного периода.

Исходя из требований, определенных в предыдущем разделе, был разработан пакет программного обеспечения для управления децентрализованной генерацией под названием DEMS. Система DEMS не предназначена быть заменой для всего возможного оборудования автоматизации, необходимого для функционирования компонентов виртуального электростанции. Должно работать, по крайней мере, локальное оборудование автоматизации, которое будет реализовывать основные операции децентрализованных силовых агрегатов для обеспечения безопасности компонента и личной безопасности в отсутствие системы DEMS.

Компоненты/блоки виртуальной электростанции и топология их энергетического потока топологии моделируются в DEMS в некоторых классах элементов модели, например, конвертер единиц, контракты, единиц хранения, возобновляемые станции и гибкие нагрузки.

Приложение планирования DEMS моделирует все затраты/доходы и потоки энергии и теплоносителя с учетом ограничений, независимо от их типа (например, электричество, горячая вода, пар, охлаждение, выбросы, водород).

ППриложения управления DEMS обеспечивают контроль и надзор за мощностью всех энергоблоков, единиц хранения и гибким спросом, а также возможностью управления для поддержания согласованного профиля обмена электроэнергией. На рис. 7.2-19 показана модель децентрализованной системы производства электроэнергии с элементами модели DEMS (прямоугольные объекты с названием модулей) и их соединение через балансирующие узлы (круглые объекты с указанием номеров узлов).

Функции DEMS (рис. 7.2-20) можно разделить на функции планирования и функции управления. К соответствующим функциям планирования относятся прогноз погоды, прогноз нагрузки, прогноз производства и обязательства группы. Кроме того, DEMS обеспечивает управление производством и потреблением энергии, а также контроль, оптимизацию и координацию в реальном времени.

Функции планирования рассматривают период времени от одного до семи дней с временным разрешением в зависимости от расчетного периода продажи и покупки энергии, например, 15, 30 или 60 минут. Функции планирования выполняются циклически (например, один раз в день или реже), по запросу вручную или вызываться спонтанно.

Функция прогноза погоды DEMS обеспечивает импорт/расчет данных прогноза погоды, которые используется в качестве входных данных для других функциональных модулей DEMS. Функция прогноза погоды имеет возможность импорта прогноза (и, возможно, также исторических данных) метеорологических данных из внешних источников, например, метеорологических служб. Если на виртуальной электростанции установлено метеорологическое оборудование, внешний импортируемый прогноз погоды адаптируется к локальному измерительному узлу с помощью алгоритма коррекции скользящим средним, который минимизирует разность отклонения между внешним прогнозом и локально измеренными фактическими метеорологическим данными. Получающийся в результате внутренний прогноз погоды поставляется как входные данные для других функций планирования DEMS.

Прогноз нагрузки DEMS обеспечивает расчет для нескольких классов нагрузки. Основные данные — это непрерывные исторические данные измеренной нагрузки с разрешением, соответствующим функции планирования. Настроена кусочно-линейная модель, моделирующая поведения нагрузки как функции таких переменных, как тип дня, погода или графики производства от промышленной нагрузки. Коэффициенты уравнения модели циклически оцениваются каждый день после того, как становятся доступны новые измерения.

Для каждой метки времени дня (например, 96 отметок времени для 15-минутного разрешения по времени) выполняется отдельный анализ коэффициентов. Данные, используемые для анализа, начинаются со вчерашнего дня до заданного временного диапазона в прошлом (от 0 до 84 дней). Математический метод расчета коэффициентов модели представляет собой фильтр Калмана. С помощью фильтра Калмана можно выполнять прогноз с использованием полностью динамической, частично статической и полностью статической модели.

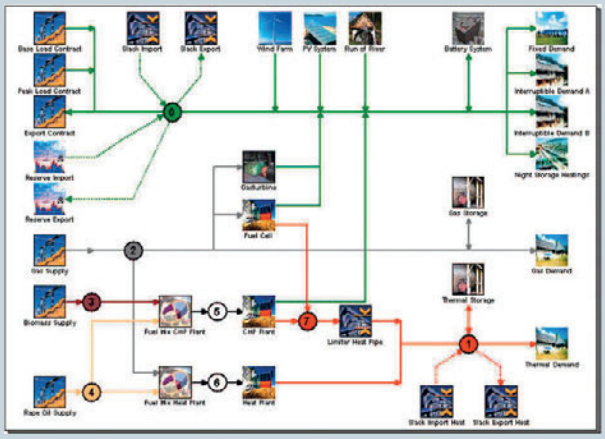


Рис. 7.2-19: **Топология системы с элементами модели DEMS (прямоугольные объекты с названием модулей) и их соединение через балансирующие узлы (круглые объекты с указанием номеров узлов)**

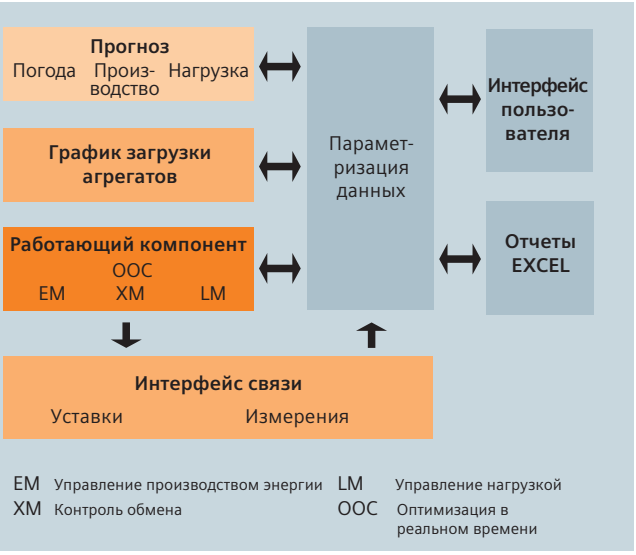


Рис. 7.2-20: **Функции DEMS**

Прогноз генерации в DEMS вычисляет ожидаемый выход возобновляемых источников энергии, в зависимости от прогнозируемых погодных условий. В качестве алгоритма прогнозирования используется кусочно-линейное преобразование двух метеорологических переменных в ожидаемую мощность согласно матрице данного преобразования (например, скорость и направление ветра для ветровых силовых агрегатов, интенсивности света и температура окружающего воздуха для фотоэлектрических систем). Матрица преобразования может быть настроена согласно техническим спецификациям установки и/или оценке на основе исторических показаний мощности и метеорологических измерений путем применения нейросетевых алгоритмов (в шаге автономного анализа).

Функция диспетчерских графиков в DEMS вычисляет оптимизированные графики (включая обязательства) для всех адаптируемых установок, таких как контракты, энергоблоки, хранилища и гибкие требования. Функция цели состоит в разнице доходов за вычетом расходов, прибыли. Планирование учитывает параметры элементов модели и их топологические связи, которые определяют финансовую информацию, а также технические, экологические и договорные параметры и ограничения виртуальной электростанции. Для вычисления результатов задачи оптимизации модуль расчета диспетчерских графиков использует частично-целочисленное линейное программирование.

Функция управления производством электроэнергии DEMS предусматривает контроль и надзора за всеми генерирующими мощностями и устройствами хранения виртуальной электростанции. В зависимости от режима управления соответствующего блока (независимый, ручной, по расписанию или режим управления) и параметров блока (минимальная/максимальная мощность, градиент мощности, энергоёмкость), фактического состояния (в работе, в ожидании, удаленный запуск, дистанционное управление, сбой) и фактической мощности блока, рассчитываются команды на пуск/останов и уставки мощности для блоков и передаются через командный интерфейс. Кроме того, производится контроль и сигнализация ответа на команду состояние уставки.

В случае неисправности блока, функция управления производством электроэнергии может начать расчет спонтанных обязательств блока для изменения плана оставшихся блоков в изменившихся условиях, рассматривая при этом все неотъемлемые ограничения. Функция управления потреблением электроэнергии DEMS предусматривает контроль и надзора за всей гибкой нагрузкой виртуальной электростанции. Класс гибкой нагрузки класс может содержать один или несколько групп нагрузки с одинаковым приоритетом, когда одна группа нагрузки может быть включена или выключена полностью с помощью одной коммутационной команды. В зависимости от режима управления класса нагрузки (независимый, по расписанию или в режиме управления) и фактического коммутационного состояния, состояния фактического элемента управления, фактического энергопотребления и допустимого времени управления групп нагрузки, рассчитываются необходимые команды на переключение для обеспечения уставки общей нагрузки и передается через командный интерфейс (применяется циклическое отключение нагрузки группы нагрузка одного класса). Оптимизация расписания класса нагрузки, определяемая функцией обязательства блока, являются основой для управления классом нагрузки в режимах работы «расписание» и «контроль».

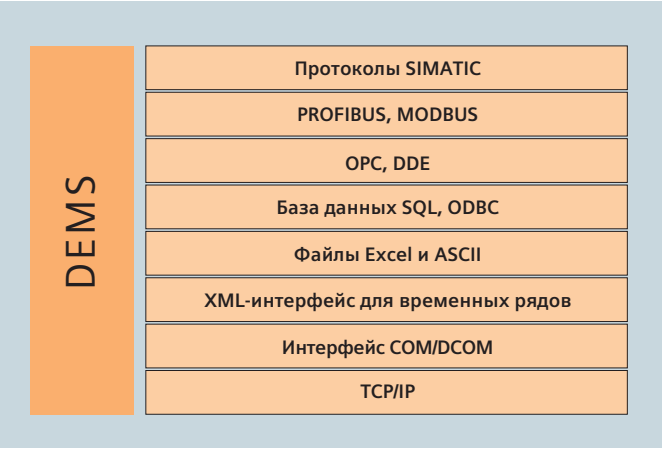


Рис. 7.2-21: **Интерфейсы DEMS**

Функция мониторинга энергообмена DEMS вычисляет ожидаемое отклонение согласованного графика обмена энергией в текущий учетный период (15, 30 или 60 минут) и значение необходимой коррекции мощности для поддержки обмена по графику. На основе фактического энергопотребления в текущем отчетном периоде и фактической тенденции обмена мощности, в конце отчетного периода рассчитывается предполагаемая энергии обмена. Разница между этим значением и значением согласованного обмена, поделенное на оставшееся время отчетного периода, дает значение необходимой общей коррекции мощности, которая необходима для поддержания графика согласованного обмена в конце расчетного периода. Это значение передается функции оптимизации и координации в реальном времени для дальнейшей обработки.

Функция оптимизации и координации в реальном времени DEMS отправляет общее значение коррекции энергии на все отдельные энергоблоки, устройства хранения и гибкие классы нагрузки, которые работают в режиме управления. Алгоритм распределения работает по следующим правилам: Сначала учитываются фактические ограничения генерации (например, минимальные и максимальные мощности, ёмкость хранилища, ограничения нарастания мощности). Во-вторых, как можно быстрее рассчитывается общее значение коррекции мощности. И, в-третьих, для действий управления используются самые дешевые блоки. «Дешевые» в данном контексте означает, что учитываются затраты добавочной мощности блоков при их плановых рабочих точках. Дополнительные средства регулирования мощности отдельных блоков рассчитываются функцией диспетчерских графиков с учетом соответствующего расписания поставки электроэнергии. Значения коррекции мощности отдельных блоков передаются для выполнения функции управления производством и функции управления потреблением. Система DEMS основана на широко распространённых программных компонентах, работающих на компьютерах с операционной системой Microsoft Windows, со стандартизированными интерфейсами и протоколами (рис. 7.2-21). Это защищает владельца инвестиций в виртуальную электростанцию, потому что это облегчает расширение системы новыми модулями.

На рис. 7.2-22 показаны основные компоненты DEMS. В качестве основного механизма SCADA используется SIMATIC WinCC (центр управления Windows).

Алгоритмы приложений реализованы в Siemens ECANSE (среда для компьютеризированной разработки программного обеспечения нейронных сетей). Для ввода и вывода данных временных рядов используется интерфейс Microsoft Excel. Данные временных рядов хранятся в технологической базе данных WinCC (с помощью коммерческой реляционной СУБД). Для решения задач частично-целочисленное программирования в DEMS используется CPLEX. Путем настройки WinCC, ECANSE и файлов Excel, можно настроить конкретную систему приложений DEMS согласно специфической структуре виртуальной электростанции.

Пользовательский интерфейс играет важную роль в восприятии оператора. Он должен быть удобен для уменьшения затрат на подготовку и во избежание ошибочных операций. Поэтому пользовательский интерфейс DEMS создается с использованием конструктора интерфейсов WinCC (рис. 7.2-23).

Кроме того, для более сложного и гибкого графического анализа данных временных рядов, для презентации результатов могут использоваться отчеты в файлах Excel. С помощью инструмента программного обеспечения удаленного рабочего стола или с помощью веб-навигатора WinCC, возможен удаленный доступ к системе DEMS по ISDN или через интернет. На рис. 7.2-23 приводятся некоторые примеры пользовательского интерфейса.

Как только что отмечалось, интерфейс и протоколы связи важны для успеха системы управления производством и потреблением электроэнергии на виртуальный электростанции. Таким образом, DEMS предоставляет несколько интерфейсов и протоколов для технологических данных:

- OPC
- Набор протоколов MODBUS, последовательный MODBUS
- PROFIBUS DP, PROFIBUS FMS
- SIMATICS5, S7, TI
- Windows DDE
- Протоколы ПЛК

Кроме того, DEMS оборудован XML-веб-интерфейсом на основе SOAP, который обеспечивает обмен данными технологического процесса и данными временных рядов между DEMS или между DEMS и веб-приложениями. Кроме того, DEMS позволяет импортировать/экспортировать значения технологических параметров и данных временных рядов в источники данных ODBC, файлы Excel и ASCII.

- Электронная синхронизация операционных моделей T&D и TSO/ISO передаёт TSO /ISO готовые к введению в эксплуатацию изменения операционной модели DSO.

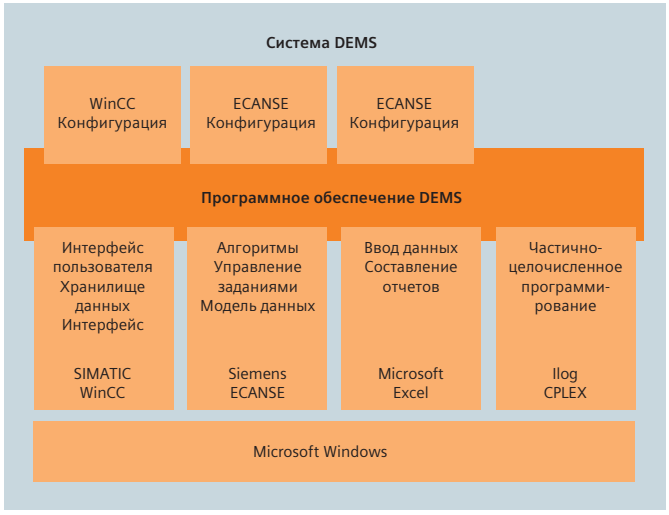


Рис. 7.2-22: **Компоненты DEMS**

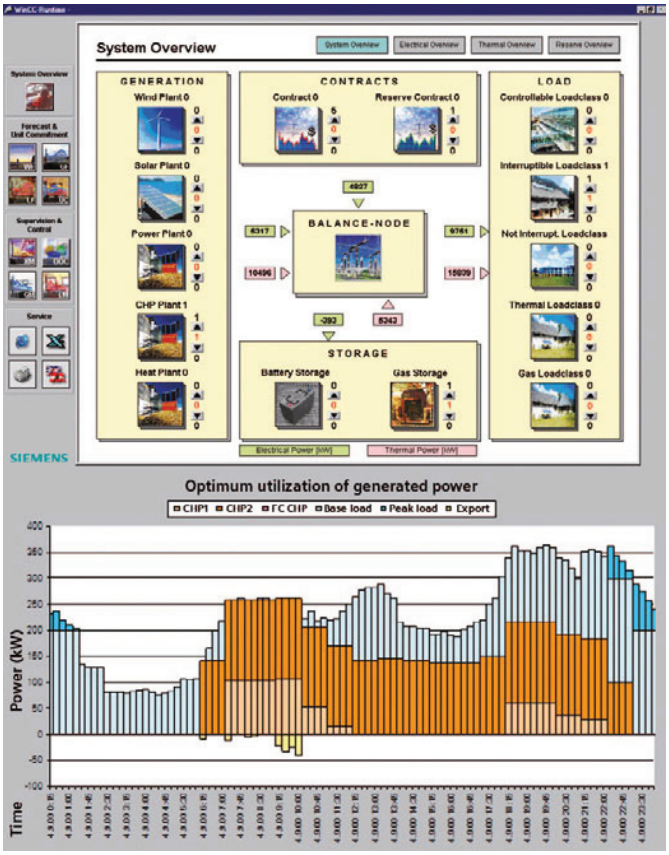


Рис. 7.2-23: **Интерфейс пользователя DEMS**