

Лекция 1. Корпоративные информационные автоматизированные системы в энергетике.

Ведущий аналитик, к.т.н. Дичина О.В.

2 ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Автоматизированная система - система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций. В зависимости от вида деятельности выделяют:

- автоматизированные системы управления (АСУ),
- системы автоматизированного проектирования (САПР),
- автоматизированные системы научных исследований (АСНИ).

В зависимости от вида управляемого объекта (процесса) АСУ разделяют АСУ технологическими процессами (АСУТП) и АСУ предприятиями (АСУП)

- **Интегрированная автоматизированная система** - совокупность двух или более взаимоувязанных АС, в которой функционирование одной из них зависит от результатов функционирования другой (других) так, что эту совокупность можно рассматривать как единую АС
- **Компонент автоматизированной системы** - часть АС, выделенная по определенному признаку или совокупности признаков и рассматриваемая как единое целое
- **Функция автоматизированной системы**- совокупность действий АС, направленная на достижение определенной цели;
- **Задача автоматизированной системы** - функция или часть функции АС, представляющая собой формализованную совокупность автоматических действий, выполнение которых приводит к результату заданного вида;
- **Алгоритм функционирования автоматизированной системы** - алгоритм, задающий условия и последовательность действий компонентов автоматизированной системы при выполнении ею своих функций.

3 КОМПОНЕНТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

- **Техническое обеспечение автоматизированной системы** - совокупность всех технических средств, используемых при функционировании АС
- **Информационное обеспечение автоматизированной системы** - совокупность форм документов, классификаторов, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в АС при ее функционировании
- **Программное обеспечение автоматизированной системы** - совокупность программ и программных документов, предназначенная для отладки, функционирования и проверки работоспособности АС
- **Математическое обеспечение автоматизированной системы** - совокупность математических методов, моделей и алгоритмов, примененных в АС
- **Методическое обеспечение автоматизированной системы** - совокупность документов, описывающих технологию функционирования АС, методы выбора и применения пользователями технологических приемов для получения конкретных результатов при функционировании АС
- **Организационное обеспечение автоматизированной системы** - совокупность документов, устанавливающих организационную структуру, права и обязанности пользователей и эксплуатационного персонала АС в условиях функционирования, проверки и обеспечения работоспособности АС
- **Пользователь автоматизированной системы**- лицо, участвующее в функционировании АС или использующее результаты ее функционирования
- **Автоматизированное рабочее место (АРМ)** - программно-технический комплекс АС, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида

4 Нормативные документы для разработки ПО и АСУ

1. ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
2. ГОСТ 34.201–90. Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
3. РД 50-34.698-90 Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
4. Методология функционального моделирования IDEF0: руководящий документ. - Официальное издание Госстандарта России
5. МЭК 61970-301 "Интерфейс прикладных программ системы управления производством и передачей электроэнергии (Energy management system application program interface (EMS-API)) - Часть 301: Основы Общей информационной модели (Common information model (CIM))
6. СТО 56947007-29.240.036-2009 Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.
7. СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»
8. Рекомендации по применению основных структурных схем и требования к организации и функциям АСУ ТП подстанций 110 - 750 кВ с учётом функциональной достаточности и надежности. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012 № 286р

Описание объекта автоматизации. Сетевые компании.

- ПАО «Россети ФСК ЕЭС» (Федеральная сетевая компания – управляющая компания)
- Филиалы “ФСК ЕЭС” - магистральные электрические сети (МЭС): МЭС Центра, МЭС Волги, МЭС Север-Запада, МЭС Западной Сибири, МЭС Сибири, МЭС Урала, МЭС Юга, МЭС Востока, и входящие в их состав предприятия магистральных электрических сетей (ПМЭС) сети 220 кВ -750 кВ;
- Межрегиональные и региональные и сетевые компании МРСК, РСК - филиалы ПАО «Россети», обслуживают распределительные сети напряжением 110 кВ-35 кВ;
- Районы электрических сетей в составе МРСК и распределительные сетевые компании разной формы собственности (МУП, ОАО, ЗАО), которые называют ТСО, обслуживают распределительные сети напряжением 35 кВ - 6 кВ, сети напряжением до 1 кВ. Ранее назывались предприятиями электрических сетей (ПЭС).

Электростанции входят в состав Объединенных и территориальных генерирующих компаний, энергетических холдингов и выступают на оптовом рынке электроэнергии.

Энергосбытовые компании занимаются заключением договоров на электроснабжение и сбытом электроэнергии. Функции оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии выполняет НП “АТС” (НП “Совет рынка”).

Распределительные электросетевые компании

В зависимости от структуры и номинального напряжения обслуживаемых электрических сетей РСК делятся на три вида:

- **комплексные** обслуживают высоковольтные электрические сети напряжением 35 кВ и выше и распределительные сети 0,4 -10 кВ (в основном сельскохозяйственного назначения). Количество таких РСК составляет 93,5% от их общего числа. Это филиалы МРСК;
- **городские** обслуживают распределительные сети 0,4 -110 кВ городов. Это в основном кабельные электрические сети. Форма собственности таких предприятий обычно муниципальная. Число таких РСК составляет 4,5% от их общего количества и как правило они расположены в крупных городах;
- **высоковольтные** обслуживают только высоковольтные сети 35 кВ и выше. Их число составляет около 2%.

РСК (ТСО) является юридическим лицом и самостоятельно осуществляет производственно-хозяйственную деятельность при сохранении централизованного оперативно-диспетчерского и технического управления в вышестоящей сетевой компании.

Рассмотрим типовую организационную структуру предприятия электрических сетей, так как автоматизированная система управления должна строиться в соответствии с этой структурой.

Уровень автоматизации служб РСК на современном этапе:

- автоматизированы задачи бухгалтерии;
- автоматизированы задачи технологического присоединения в части подачи заявок и работы с абонентами;
- для диспетчерской службы решены задачи автоматического и оперативного управления, внедрены средства ТС, ТИ и режеле телеуправления (ТУ), вывод информации телеизмерений и положения выключателей на мониторы компьютеров диспетчера. Функции SCADA внедрены практически во всех компаниях. Для сетей напряжением 110 кВ и выше на подстанциях внедрены АСУ ТП;
- существуют программы для расчетов режимов и для расчетов потерь электроэнергии (RastrWin, РАП, РТП_3, и др.);
- на всех предприятиях сетей ведутся паспорта оборудования подстанций, кабельных линий (КЛ), воздушных линий (ВЛ), документация потребителей. В ПАО «Россети» система паспортизации оборудования эл. сетей и выполняемых работ и процессов сделана на основе ERP системы SAP;
- комплекты электрических схем ведутся в какой-либо стандартной графической программе (ACAD, Visio) или в специализированном графическом редакторе ПТК SCADA на основе Modus, Topaz, СК-11 и др.;
- существуют программы для автоматизации расчетов за электроэнергию с потребителями, базы данных потребителей (CRM-системы) в сетевых и энергосбытовых компаниях. Для этих компаний потребители одинаковые, но нет взаимосвязи базами потребителей.

Задачи современного уровня автоматизации:

- Согласованность данных всех технических служб сетевой компании возможна только на основе единой корпоративной интегрированной информационной среды;
- Интеграция данных различных информационных систем и бизнес-процессов, в том числе с использованием единой информационной шины;
- Согласованное прохождение изменений данных с разделением прав доступа с учетом обязанностей и полномочий персонала компании;
- Интеграция данных и бизнес-процессов между сетевыми компаниями различных уровней.

В основу создания автоматизированных систем управления сетевой компании должно быть положено единое информационное обеспечение всех подсистем на основе единой интегрированной распределенной среды, включающей интеграцию и взаимосвязь баз данных различных программных комплексов. Все службы предприятия должны использовать общие единые данные об оборудовании и проведенных эксплуатационных работах. Каждая техническая служба должна вносить и быть ответственна за свои данные. Это обеспечит одновременное прохождение изменений и состояние актуальности информации.

ЦЕЛИ ИНТЕГРАЦИИ ЗАДАЧ АСУ РСК

Создание функциональной структуры интегрированной АСУ РСК осуществляется путем развития функциональных структур локальных АСУ разных уровней в направлении их интеграции. В результате интеграции создаются многоуровневые автоматизированные системы, решающие взаимосвязанные задачи на основе единой информационной технологии.

АСУ РСК является составной частью интегрированной АСУ вышестоящих электросетевых предприятий и создается с учетом конкретных особенностей данного предприятия сетей с целью:

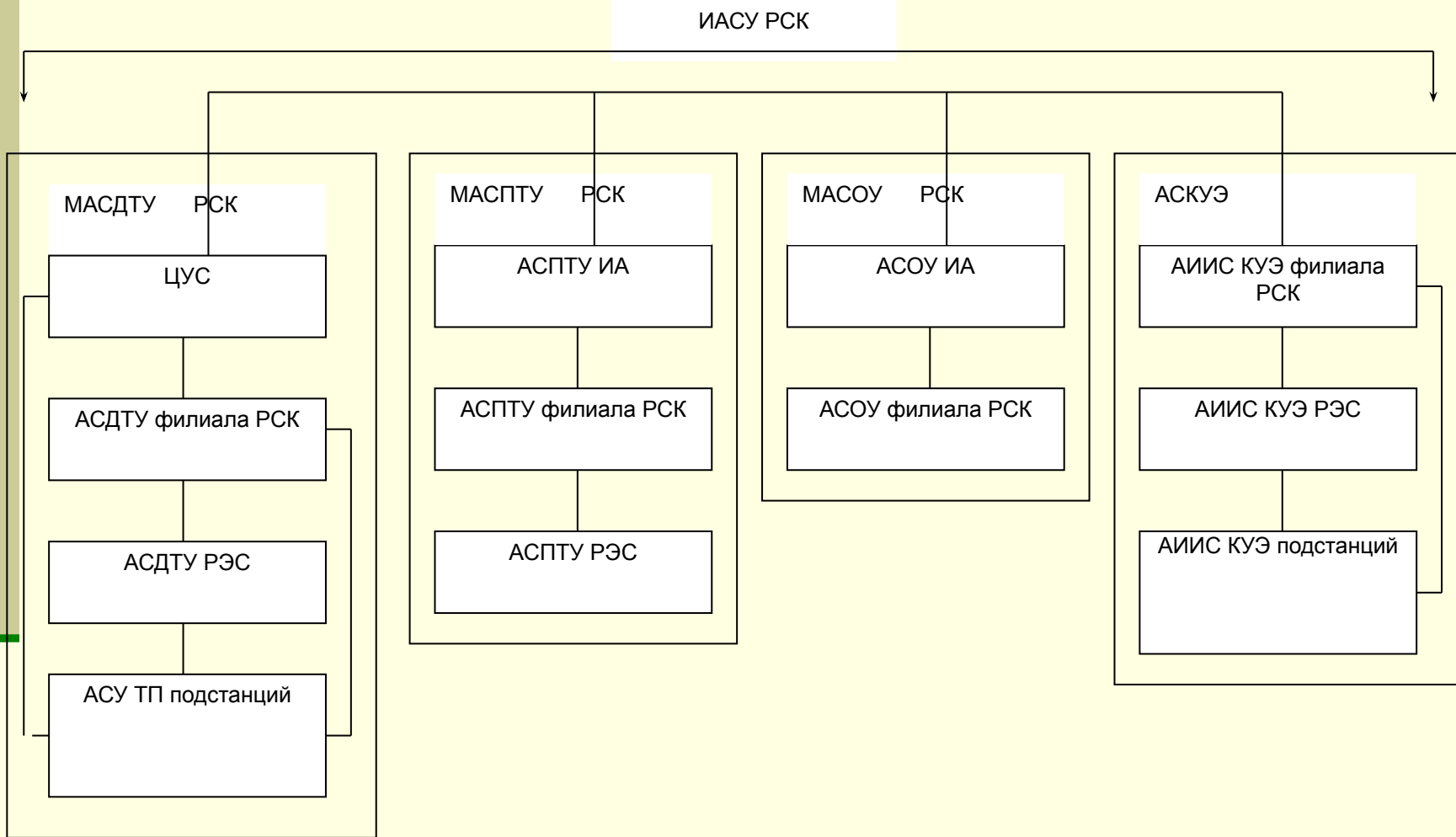
- повышения надежности электроснабжения потребителей и качества отпускаемой электроэнергии;
- оптимизации режимов работы распределительных электрических сетей 0,38-110 кВ, снижения потерь электроэнергии в них;
- повышения культуры и качества обслуживания электрических сетей, минимизации эксплуатационных затрат;
- повышения культуры и качества обслуживания потребителей, получающих питание от электрических сетей РСК.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ АСУ РСК

Автоматизированная система управления представляет собой многоуровневую интегрированную систему, сочетающую функции оперативно-технологического, производственно-технического и организационно-экономического управления и обеспечивает совместное согласованное функционирование АСУ на разных уровнях управления предприятием (управление РСК, районов и участков электрических сетей, подстанций).

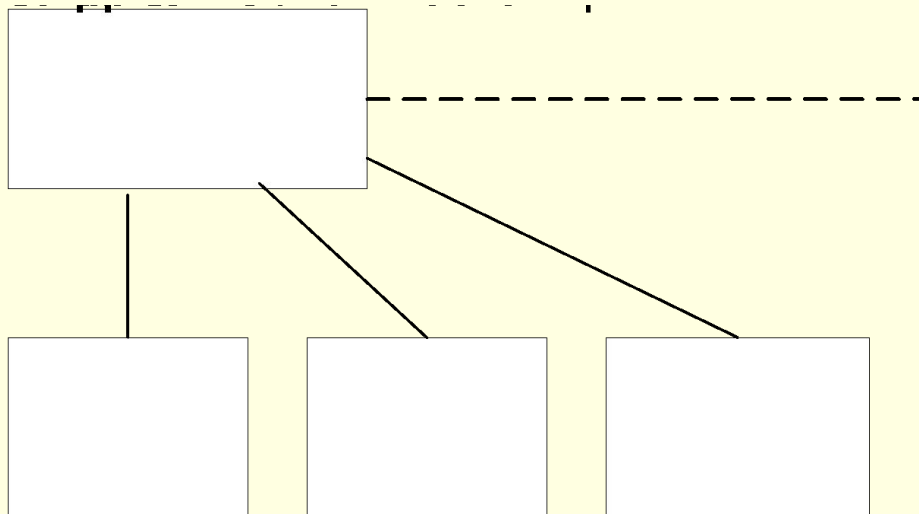
- многоуровневая автоматизированная система диспетчерского и технологического управления (МАСДТУ РСК), включающая ЦУС, АСДТУ РСК, АСДТУ РЭС и АСУТП подстанций;
- многоуровневая автоматизированная система производственно-технического управления (МАСПТУ РСК), охватывающая уровни исполнительного аппарата, филиала, районов электрических сетей;
- многоуровневая автоматизированная система организационно-экономического управления (МАСОУ РСК), охватывающая уровни исполнительного аппарата и филиала;
- автоматизированная система контроля и управления потреблением энергии (АИИС КУЭ), охватывающая уровни филиалов РСК, РЭС и подстанций.

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА АСУ РСК



ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА АСУ РЭС

Функциональная структура АСУ должна соответствовать назначению, функциям и задачам структурных подразделений данного предприятия:



- **АСДТУ** - автоматизированная система диспетчерского технологического управления РЭС;
- **АСПТОУ** - автоматизированная система производственно-технического и организационно-экономического управления РЭС;
- **АСКУЭ** - автоматизированная система контроля и управления электропотреблением РЭС, или более современный термин – автоматизированная информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии (АИИС КУЭ). Термины АИИС КУЭ и АСКУЭ в данном тексте используются как синонимы.

ЦЕЛЬ СОЗДАНИЯ АСУ сетевой компании

Конечная цель создания АСУ сетевой компании — построение единой распределенной вычислительной среды, интеграция всей информации, описывающей объект управления на основе международных и отраслевых стандартов:

- создание целостной информационной модели
- интеграция программного и информационного обеспечения в рамках служб и департаментов одного предприятия
- интеграция программного и информационного обеспечения для сетевых компаний разного уровня подчинения в целях создания единой информационной среды для ЭЭС.
- интеграция математического описания элементов ЭЭС для создания единой среды для моделирования и расчетов режимов на уровне ПАО «Россети» (на основе CIM-модели)

Реализация поставленной цели может быть рассчитана на несколько лет и поэтому должна быть разбита на этапы, постепенно развивающие архитектуру технических средств, программного и информационного обеспечения.


ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ ЧАСТЬ АСУ

Обеспечивающая часть АСУ включает:


- Техническое обеспечение.
- Информационное обеспечение.
- Программное обеспечение

Составляющие технического обеспечения:

- оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИК) - ПТК SCADA
- система сбора и передачи технологической информации (ССПТИ).
- технические средства АИИС КУЭ
- система обеспечения единого времени (СОЕВ)
- система отображения информации (СОИ)
- автоматизированная система связи (АСС)
- система гарантированного электропитания (СГЭ)



**Оперативно-
технологическое управление,
АСДТУ**



ИЕРАРХИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Иерархическая структура системы диспетчерского управления имеет следующие ступени :

- Центральное диспетчерское управление (**СО-ЦДУ ЕЭС**)
- Объединенные диспетчерские управления (**ОДУ** - филиалы СО-ЦДУ ЕЭС) объединенными энергосистемами (ОЭС). В составе ЕЭС России работают 8 ОЭС: Центра, Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Сибири, Западной Сибири. ОЭС Востока в настоящее время работает изолированно.
- Центральные диспетчерские службы (**РДУ** филиалы СО-ЦДУ ЕЭС) для управления энергосистемой регионов
- Оперативно-технологическое управление (ОТУ) на уровне регионов и районов электрических сетей (**ЦУС, ОДС**) для управления электрическими сетями распределительных компаний
- Районные диспетчерские пункты (**РДП**).

Оперативное управление распределительными сетями крупных энергосистем, как правило, организовано по двух или трехступенчатой структуре и осуществляется диспетчерами филиалов ПАО «Россети», персоналом крупных подстанций и районными диспетчерскими пунктами (**РДП**), в составе которых есть оперативно-выездные бригады (**ОВБ**). Диспетчерские службы районов электрических сетей подчиняются объединенным диспетчерским службам (**ОДС**) и центрам управления сетями (**ЦУС**) филиалов ПАО «Россети».

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

В основе построения диспетчерского управления лежат следующие принципы:

- разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций с обеспечением независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственного руководства энергокомпаниями;
- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой иерархии;
- предоставление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокого уровня;
- четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных нарушений;
- диспетчерская дисциплина.

Автоматизированная система диспетчерского и технологического управления (АСДТУ)

АСДТУ предназначена для повышения эффективности диспетчерского и оперативно-технологического управления нормальными и аварийными режимами электрических сетей и подчиненным оперативно-ремонтным персоналом за счет внедрения новейших средств телемеханики, автоматики, связи, вычислительной техники и соответствующего программного обеспечения.

По временной декомпозиции задачи АСДТУ можно разделить на три группы:

- задачи планирования режимов,
- задачи оперативного управления,
- задачи автоматического управления.

Оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению субъектам оптового рынка

Системный оператор осуществляет следующие функции:

- Обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электроэнергии;
- Управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики;
- Среднесрочное и долгосрочное прогнозирование объема производства и потребления электроэнергии;
- Участие в формировании резерва производственных энергетических мощностей;
- Согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого и энергетического хозяйства;
- Разработка оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России;
- Регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики;

Оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (продолжение)

- Организация и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и энергетических систем иностранных государств;
- Участие в формировании и выдаче при технологическом присоединении субъектов электроэнергетики к единой национальной (общероссийской) электрической сети и территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе ЕЭС России.

Услуги оказываются на основании двухстороннего договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, заключаемого с потребителями услуг, т.е. субъектами оптового рынка. В договоре указываются установленные СО технические требования, необходимые ему для управления режимами ЕЭС России, а также сроки их выполнения.

Планирование режимов работы энергосистем

Задачи долгосрочного планирования режимов, выполняемые ЦДУ ЕЭС:

- Разработка годовых, квартальных, месячных балансов мощности для ЕЭС; планов выработки и перетоков электроэнергии между ОЭС
- Разработка годовых и сезонных схем регулирования каскадов ГЭС, ведения их режимов, графики сработки и наполнения водохранилищ;
- Расчет и анализ обеспеченности топливными ресурсами, анализ гидроресурсов;
- Прогноз электропотребления и типовые суточные графики долгосрочного планирования;
- Расчеты энергетических режимов для характерных дней года, графики покрытия нагрузок, необходимые для оптимальных планов выработки и перетоков мощности между ОЭС;
- Годовые планы-графики капитальных и средних ремонтов основного оборудования электростанций, ОЭС и ЕЭС в целом;
- Расчеты режимов в основной сети ЕЭС, потерь электроэнергии:
- Оптимизация режимов: использование средств регулирования напряжения
- Расчеты устойчивости, токов КЗ, асинхронных режимов;
- Расчет уставок РЗА, АЧР, ЧАПВ

Краткосрочное планирование режимов работы энергосистем

- Прогнозирование суточных графиков нагрузки по ОЭС (от суток до недели) ;
- Прием оперативных заявок на ввод в работу и ремонт электротехнического оборудования, РЗА, ПА;
- Определение по данным ОДУ рабочей мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС, значений выработки ГЭС ;
- Указания по подготовке режима (максимально допустимым перетокам) контролируемых связей, по использованию и настройке РЗ и ПА;
- Расчеты по оптимизации краткосрочных электрических режимов;
- Разработка и утверждение суточных планов-графиков работы ЕЭС, графиков нагрузки потребляемой мощности по ОЭС и ЕЭС, суммарной мощности электростанций, перетоков мощности по связям между ОЭС, значений горячего резерва мощности.

Оперативное управление энергетическим режимом ЕЭС

Диспетчер ЦДУ ЕЭС:

- Регулирует энергетический режим ЕЭС, управляя параллельной работой ОЭС;
- Оперативно руководит реализацией оптимального суточного плана-графика работы ЕЭС;
- Контролирует выполнение заданных ЦДУ графиков перетоков мощности между ОЭС, суммарных мощностей ОЭС и каскадов ГЭС, значений горячего резерва мощности;
- При отклонениях условий работы ОЭС от уточненных в плане изменяет диспетчерские графики в целях “дооптимизации”, корректируя распределение мощностей между ОЭС с учетом требований надежности и качества электроэнергии;
- Вносит в энергетический режим корректировку, вызванную непредвиденным изменениями в топливоснабжении;
- Контролирует схему и основной режим сети ЕЭС (связи между ОЭС, линии 500-750 кВ внутри ОЭС) при необходимости изменяет схему и режим по условиям надежности;
- Координирует действия персонала по выполнению графиков напряжения, использованию средств регулирования, обеспечивая оптимизацию режима;
- Контроль за выводом в ремонт и вводом оборудования в соответствии с разрешенными заявками.

Задачи диспетчера распределительных электрических сетей:

- оперативно-диспетчерское управление сетью, обеспечивающее бесперебойное электроснабжение потребителей;
- руководство всеми плановыми переключениями в сети, координация действий одновременно работающих в сети бригад;
- принятие немедленных мер по восстановлению электроснабжения потребителей при авариях, погашениях, ликвидации ненормальных режимов.

Под оперативной ликвидацией аварии следует понимать выделение поврежденного оборудования и линий, а также производство операций с целью:

- предотвращения развития аварии;
- устранения опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого аварией;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей;
- создание надежной послеаварийной схемы;
- выяснения состояния отключенного во время аварии оборудования и возможности включения его в работу, организация аварийно-восстановительных работ.

Задачи планирования режимов для ОДС, РДП

- обработка и достоверизация замеров нагрузок;
- определение статических характеристик нагрузок;
- прогноз нагрузок в узлах электрических сетей на характерные периоды;
- расчет и анализ нормальных, послеаварийных и типовых ремонтных режимов разомкнутых электрических сетей напряжением 6 кВ - 35 кВ и замкнутых сетей 35 кВ и выше;
- расчет токов короткого замыкания (к.з.) в электрических сетях 110 кВ и выше;
- расчет токов к.з. и емкостных токов замыкания на землю в сети 6-10 кВ;
- расчет уставок релейной защиты и автоматики в распределительных сетях 6 кВ, 110 кВ и выше;
- определение эквитоковых зон при коротких замыканиях в электрических сетях с целью отыскания и локализации поврежденных участков, выбор оптимальной стратегии поиска повреждений в сетях 6-10 кВ;
- оценка режимных последствий ввода в работу новых объектов и подключения их к электрическим сетям;
- разработка и корректировка нормальной и ремонтной схем сетей;
- разработка типовых ремонтных схем;

Задачи планирования режимов (продолжение)

- расчет, анализ и прогноз надежности схем электроснабжения;
- расчет, анализ и прогноз качества электроэнергии в электрических сетях;
- расчет, анализ, нормирование и прогноз потерь электроэнергии в электрических сетях;
- разработка организационных и технических мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей, снижению потерь электроэнергии, повышению пропускной способности электрических сетей на основе оптимизации режимов электрических сетей по уровням напряжения и реактивной мощности (оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания),
- выбор ответвлений трансформаторов распределительных сетей,
- оптимизация режимов работы конденсаторных батарей, установленных в электрических сетях предприятия и у потребителей);
- расчетов оптимальных точек размыкания электрических сетей по критерию минимума потерь электроэнергии (мощности);
- прогнозирование и анализ загрузки трансформаторов и выбор режима их работы

Задачи оперативного управления:

- контроль схем электрических сетей;
- регистрация изменений телесигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ);
- телеуправление;
- оценка состояния работы электрических сетей;
- достоверизация телеизмерений;
- фиксация параметров режима при возникновении к.з. и определение расстояния до места повреждения;
- регистрация аварийных ситуаций (РАС);
- ретроспективный анализ аварийных ситуаций;
- контроль параметров режима (по надежности, качеству электроэнергии, по отклонениям от плановых значений);
- оперативный прогноз нагрузок;
- формирование и контроль баланса активной мощности;
- формирование и контроль баланса электроэнергии;
- оперативный контроль за потреблением энергии и мощности крупными предприятиями;

Задачи оперативного управления (продолжение):

- оперативный расчет и оптимизация режимов электрических сетей в реальном времени;
- оперативный расчет потерь электроэнергии;
- представление диспетчеру рекомендаций по устранению возможных отклонений от нормального режима (при перегрузке ВЛ и трансформаторов, при отклонениях напряжений в контрольных точках);
- накопление и выдача ретроспективных данных;
- ведение суточной диспетчерской ведомости;
- обнаружение и ликвидация гололедных образований.

Задачи оперативного управления решаются на часовых и внутрисуточных интервалах и могут быть разделены на подсистемы: информационно-управляющую (SCADA) и информационно-вычислительную с расчетно-аналитическими функциями (DMS). Основным назначением SCADA является сбор, первичная обработка и отображение информации о текущем режиме, а также контроль допустимости режима и состояния элементов электрической сети. В функции расчетно-аналитической подсистемы DMS входят более сложные вычислительные алгоритмы помощи диспетчеру с расчетом режимов on-line, проверки допустимости послеаварийных режимов, ремонтных заявок, коммутационных переключений и т.п.

Задачи автоматического управления:

- релейная защита электрических сетей;
- автоматическое управление средствами первичной коммутации для локализации аварий и восстановления электроснабжения (автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР), автоматический ввод резерва (АВР), автоматическое секционирование электрических сетей и т.п.);
- автоматическое управление средствами регулирования напряжения и реактивной мощности;
- автоматическое управление средствами первичной коммутации для оптимизации установившихся режимов электрических сетей.

Основными техническими средствами решения задач оперативного и автоматического управления являются производственно-технические комплексы (ПТК) АСУ технологических процессов (АСУ ТП), размещаемых на подстанциях (ПС) и на электростанциях, а также сформированные на их базе оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИК), в современной терминологии - ПТК SCADA.