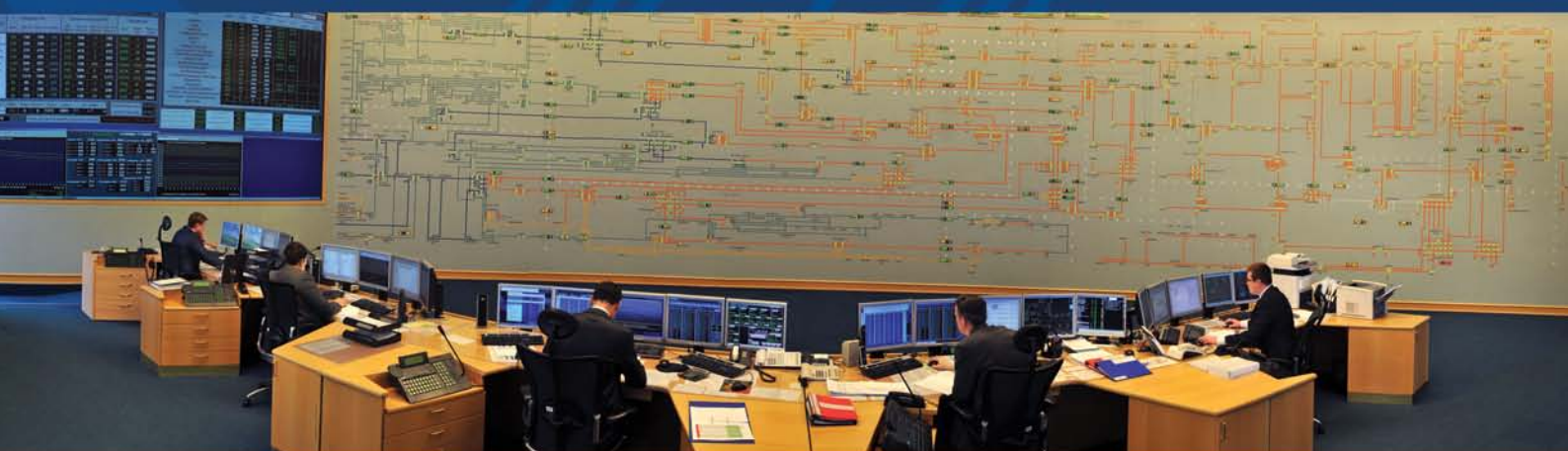


СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



В оформлении использованы фотографии работников,
удостоенных занесения на Доску Почета ОАО «СО ЕЭС» в 2013 году

Большее века отделяет нас от начала активного использования электрической энергии в повседневной жизни. Стремительно пройдя стадии чуда, научного опыта и технической новинки, электричество стало потребляться в промышленных масштабах, что привело к активному строительству электростанций, соединению их с потребителями и между собой линиями электропередачи – образованию электроэнергетических систем.

Одновременно с появлением первых энергосистем возникла потребность в оперативно-диспетчерском управлении, обеспечивающем возможность одновременной, согласованной совместной работы всех генерирующих источников, сетевых объектов и потребителей.

История оперативно-диспетчерского управления в отечественной энергетике насчитывает более 90 лет. Постоянное развитие, обусловленное увеличением сложности, масштаба и мощности энергосистемы, совершенствованием технологий производства и передачи электрической энергии, ростом требований к эффективности, стабильности и качеству работы энергетических объектов, выдвинуло современное оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике России на передний край энергетики.

С 2002 года за расчет, анализ и управление электроэнергетическим режимом, функционирование рынков электроэнергии, мощности и системных услуг, планирование перспективного развития отечественной энергосистемы отвечает ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».

Многое из того, что удалось реализовать за эти годы благодаря усилиям, компетенции и активной позиции Системного оператора, поддержанной руководством отрасли и страны, уже сегодня обеспечивает стабильную работу российской энергетики. Многое послужит фундаментом устойчивости электроэнергетики на долгие десятилетия вперед.

Главными достижениями первого десятилетия работы Системного оператора стали:

- единая прозрачная технология планирования, оперативного и автоматического управления электроэнергетическими режимами, составления балансов, рассмотрения заявок, планирования ремонтных кампаний, определения принципов действия и настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, позволяющая добиться устойчивой и эффективной работы объектов и энергосистем на уровне регионов, крупных энергообъединений и энергосистемы страны в целом;
- органичное внедрение современных рыночных принципов в сформировавшуюся на протяжении 80 лет модель взаимоотношений в отрасли, позволившее экономически стимулировать субъектов энергетики к действиям в интересах устойчивой работы энергосистемы, увязать управление электроэнергетическими режимами с оптимизацией затрат потребителей;
- стройная система управления перспективным развитием ЕЭС России, объединяющая ответственность регионов за достоверный прогноз роста потребления, инвестиционные программы крупнейших энергетических компаний, компетенцию Системного оператора, отвечающего за разработку схем и программ развития ЕЭС России, и стратегические планы руководства отрасли и страны в отношении электроэнергетического комплекса.

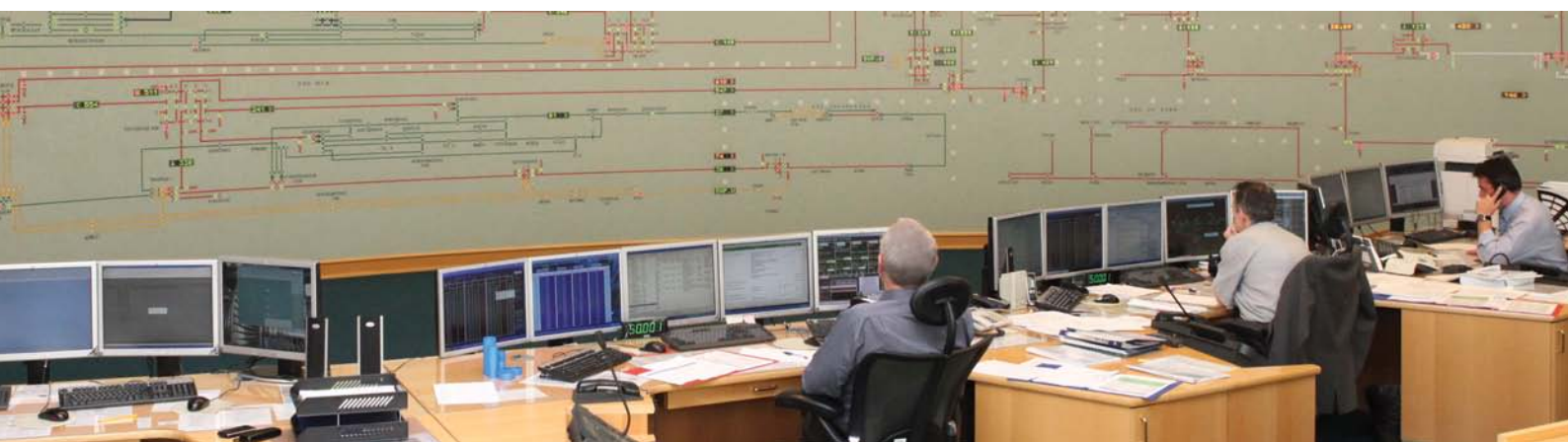
Представляем вашему вниманию издание, рассказывающее об основных задачах и функциях, полномочиях и регионах ответственности, истории и сегодняшнем состоянии, технологиях и людях Системного оператора, обеспечивающего стабильность и развитие одной из крупнейших энергосистем мира.



Оглавление

О компании	3
Задачи и функции	7
Ключевые деловые процессы ОАО «СО ЕЭС»	8
Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России	12
Обеспечение перспективного развития ЕЭС России	18
Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике	20
Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах	24
Технический контроллинг	26
Развитие международной диспетчеризации	27
Команда руководителей	29
Объект управления – ЕЭС России	31
Подготовка персонала	35
Филиалы	37
Восток	38
Сибирь	40
Урал	42
Средняя Волга	44
Юг	46
Центр	48
Северо-Запад	50
История	53
Нормативно-правовая база	57
Термины и определения	59
Контактная информация	63

О КОМПАНИИ



Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») – специализированная инфраструктурная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России. Функции и задачи Системного оператора в электроэнергетике установлены на законодательном уровне и закреплены рядом Федеральных законов и Постановлений Правительства Российской Федерации. Перечень основных документов приведен на странице 58. Полномочия, обязанности, функции и особый статус Системного оператора установлены Федеральным законом от 26.03.03 г. № ФЗ-35 «Об электроэнергетике», содержащим отдельную главу об оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике. Правила работы Системного оператора определяются Постановлениями Правительства Российской Федерации и другими нормативными правовыми актами.

Единая система оперативно-диспетчерского управления образует технологическую основу функционирования электроэнергетики. Кроме того, Системный оператор обеспечивает функционирование технологической инфраструктуры оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности.

Контроль за основной деятельностью Системного оператора и ее регулирование осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации. Соблюдение требований безопасности в электроэнергетике при осуществлении оперативно-диспетчерского управления контролируется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

ОАО «СО ЕЭС» – компания со 100-процентным государственным капиталом, входит в перечень стратегических предприятий России.

Полномочия Общего собрания акционеров Общества осуществляет Федеральное агентство по управлению государственным имуществом (Росимущество), решения единственного акционера Общества оформляются распоряжениями Росимущества.

Состав Совета директоров компании определяет Правительство Российской Федерации.

В соответствии с законодательством, ОАО «СО ЕЭС» не ведет коммерческую деятельность и не имеет собственных коммерческих интересов на рынке электроэнергии. Единственным источником финансирования деятельности Системного оператора является регулируемый тариф, размер которого ежегодно утверждает Федеральная служба по тарифам.



ОАО «СО ЕЭС» (до 06.02.08 г. – ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС») образовано 17 июня 2002 года на базе Центрального диспетчерского управления ЕЭС России и семи диспетчерских управлений объединенными энергосистемами. В последующие шесть лет в состав ОАО «СО ЕЭС» на правах филиалов вошли образованные на базе диспетчерских служб энергокомпаний и вновь созданные диспетчерские управления региональными энергосистемами.

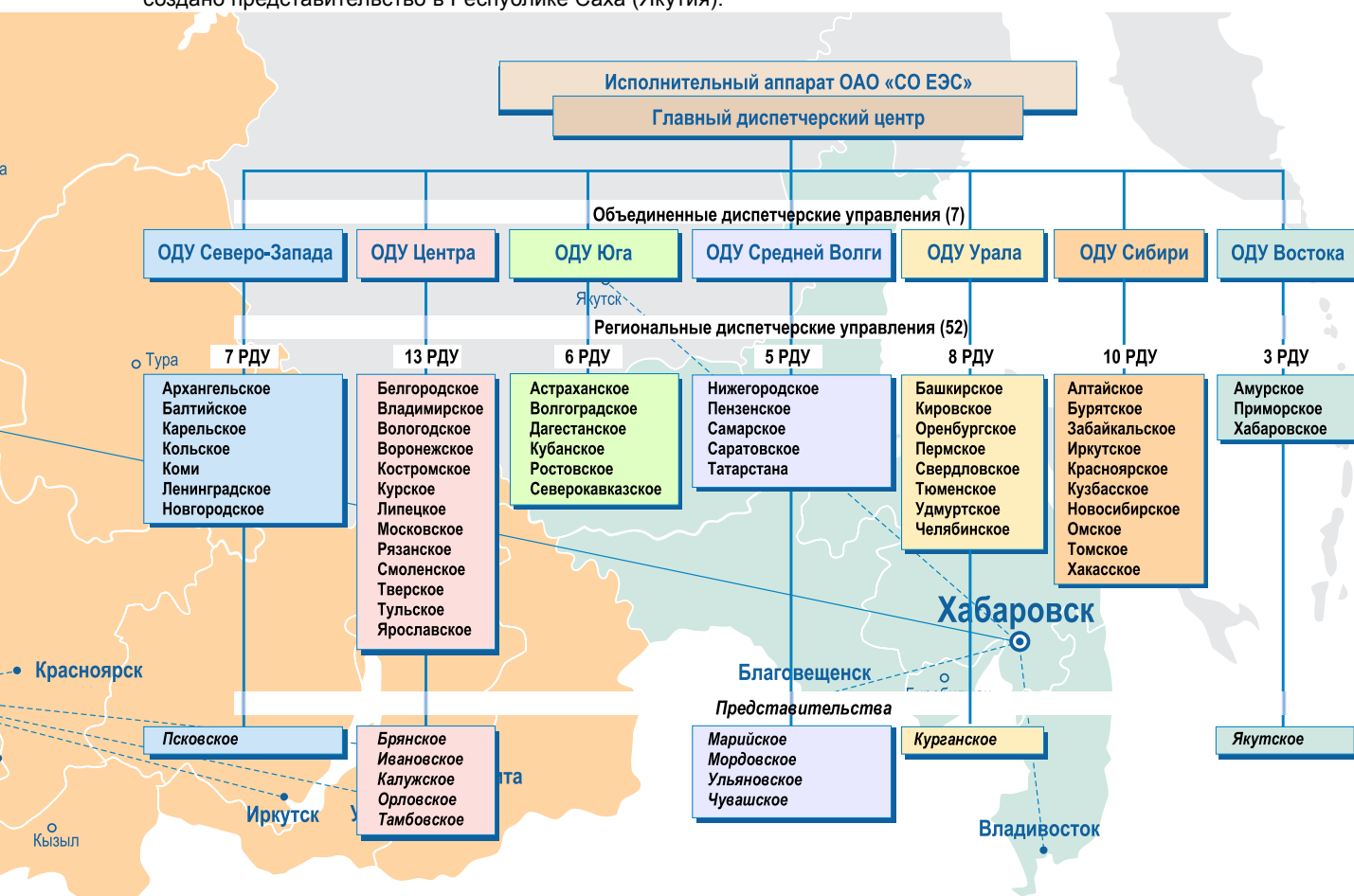
Структура Системного оператора в соответствии с иерархическим принципом оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России представляет собой единую трехуровневую вертикаль с четким разделением полномочий.

Верхний уровень – главный диспетчерский центр в Москве, который осуществляет оперативно-диспетчерское управление всей Единой энергетической системой России. С этого уровня координируется работа объединенных энергосистем и совместная работа с зарубежными энергосистемами, а также обеспечивается планирование развития ЕЭС России.

Второй уровень – 7 филиалов компании – объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), управляющих режимами работы объединенных энергосистем, генерирующими и сетевыми объектами, существенно влияющими на изменения режима энергообъединения, и координирующих деятельность филиалов третьего уровня.

Третий уровень вертикали – 52 филиала компании – региональных диспетчерских управлений (РДУ), осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации.

Для взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России в регионах, режимы энергосистем которых существуют только во взаимосвязи с соседними энергосистемами и управляются укрупненными РДУ, созданы представительства ОАО «СО ЕЭС». Представительства функционируют в Брянской, Ивановской, Калужской, Курганской, Орловской, Псковской, Тамбовской, Ульяновской областях и Республиках Марий Эл, Мордовия, Чувашия. В связи с началом реализации планов по присоединению к ЕЭС изолированных энергорайонов Якутской энергосистемы создано представительство в Республике Саха (Якутия).



Коллектив компании составляют профессионалы, способные организовать надежное оперативно-диспетчерское управление энергосистемами, выполнить точный расчет и анализ режимов их работы, обеспечить координацию эксплуатации и развития комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики, четко спрогнозировать потребление и производство электроэнергии и мощности, организовать процесс планирования перспективного развития энергосистем, обеспечить эффективную работу рынков электроэнергии, мощности и услуг по обеспечению системной надежности, специалисты по гидроэнергетическим режимам, информационным технологиям, а также профессионалы в других областях технологического управления в электроэнергетике. Все вместе они обеспечивают ответственное и качественное выполнение функций Системного оператора, возложенных на него государством.



Заместитель директора
по управлению режимами ЕЭС
ОАО «СО ЕЭС»
Ю.М. Вишневский



Начальник Службы
релейной защиты и автоматики
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Пензенское РДУ
В.А. Перавин



Ключевые деловые процессы ОАО «СО ЕЭС»

1

Создание и сопровождение математических моделей энергосистемы

- Сбор и актуализация информации о параметрах оборудования, электрических схемах объектов электроэнергетики.
- Совместное с субъектами электроэнергетики проведение контрольных, внеочередных и иных видов замеров потокораспределения, напряжения, мощности, нагрузок.
- Формирование и поддержание в актуальном состоянии математических моделей энергосистемы для расчетов:
 - установившихся режимов и определения предельных по статической устойчивости режимов;
 - оптимизированного суточного графика нагрузки станций;
 - электромеханических переходных процессов;
 - оценки состояния энергосистемы на основе телеметрической информации;
 - токов коротких замыканий и сложных несимметричных режимов.

2

Определение области допустимых электроэнергетических режимов энергосистемы

- Проведение расчетов статической устойчивости для определения предельных режимов.
- Определение наиболее тяжелых нормативных возмущений, возможных в планируемой схемно-режимной ситуации. Проведение расчетов статической и динамической устойчивости для этих возмущений с учетом действия автоматики.
- Определение величин максимально и аварийно допустимых перетоков мощности на основании результатов расчетов статической и динамической устойчивости, с учетом допустимых токовых нагрузок и уровней напряжения.
- Проведение расчетов электромеханических переходных процессов с учетом настройки систем автоматического регулирования возбуждения на электростанциях.



Заместитель главного диспетчера
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Юга
А.А. Корнов

3

Формирование информации о фактическом электроэнергетическом режиме энергосистемы на основе первичных сведений о технологическом режиме работы ЛЭП, оборудования и устройств

Прием и обработка телеметрической информации, формирование текущей модели энергосистемы для:

- управления электроэнергетическим режимом энергосистемы;
- эффективной работы рынков электроэнергии, мощности и услуг по обеспечению системной надежности.

4

Разработка балансов электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу с учетом результатов анализа фактических показателей балансов

- Сбор и обработка данных о перспективах ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, подключении новых потребителей.
- Прогнозирование потребления электрической энергии и мощности на планируемую неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу.
- Расчет рабочей мощности ТЭС и ГЭС с учетом графика ремонтов.
- Расчет и формирование сводного прогнозного баланса электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу.



Начальник Службы
долгосрочного планирования
энергетических режимов
ОАО «СО ЕЭС»
И.В. Тупицин

5

Составление сводных годового и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и устройств на основе предложений собственников

- Получение предложений о включении ЛЭП, оборудования и устройств в месячные и годовые графики ремонтов, оценка обоснованности сроков ремонта.
- Определение допустимости электроэнергетических режимов работы энергосистемы с учетом прогнозируемых балансов электроэнергии, мощности и реализации предложений по ремонтам.
- Утверждение графиков ремонта, представление мотивированного разъяснения по изменению сроков и условий ремонта.
- Мониторинг выполнения графиков ремонта.

6

Рассмотрение диспетчерских заявок на вывод в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств с учетом месячных графиков ремонта и реальной схемно-режимной ситуации

- Получение заявок на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов диспетчеризации (с указанием срока, длительности, уточнением планируемых схем, уточнением состава генерирующего оборудования, состояния устройств противоаварийной автоматики).
- Определение допустимости электроэнергетических режимов работы энергосистемы с учетом прогнозируемых балансов электроэнергии и мощности, реализации разрешенных заявок, аварийных и неотложных ремонтов.
- Разрешение заявок для их последующей реализации.

7

Подготовка режимных указаний с учетом плановых и неплановых ремонтов ЛЭП, оборудования и устройств, аварийных отключений

- Анализ режимных последствий рассматриваемых заявок, изучение планируемой схемно-режимной ситуации, прогноз балансов на рассматриваемый период.
- Разработка мероприятий, обеспечивающих возможность вывода в ремонт.
- Разработка на особо сложные ремонты оперативных указаний для диспетчера, определяющих порядок действий по вводу послеаварийного режима в допустимую область.

8

Разработка оптимального диспетчерского графика

- Получение данных о предлагаемом составе и параметрах генерирующего оборудования на сутки, формирование состава включенного генерирующего оборудования.
- Формирование актуальной расчетной модели энергосистемы на основе прогноза потребления, параметров генерирующего оборудования, топологии сети и сетевых ограничений.
- Оптимизация диспетчерского графика на основе полученной расчетной модели по заданным критериям оптимизации (минимизация стоимости электроэнергии, минимизация затрат на топливо, минимизация расходов топлива и т. п.).

9

Автоматическое управление электроэнергетическим режимом посредством централизованных систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (ЦС АРЧМ)

- Определение принципов и алгоритмов автоматического управления объектами генерации.
- Проведение расчетов для задания настроек ЦС АРЧМ (регулируемого диапазона электростанций, коэффициентов участия в регулировании, скоростей изменения активной мощности и др.).
- Размещение вторичных резервов на электростанциях, управляемых от ЦС АРЧМ.

10

Определение и выдача оптимальных управляющих воздействий (диспетчерских команд и распоряжений) для изменения электроэнергетического режима энергосистемы

- Выявление факторов, которые могут вызвать необходимость коррекции электроэнергетического режима:
 - отклонение потребления, изменение состава или параметров генерирующего и электросетевого оборудования и ЛЭП от учтенных в диспетчерском графике;
 - необходимость проведения оперативных переключений.
- Определение необходимых мест и объемов управляющих воздействий.
- Выдача диспетчерских команд и распоряжений.
- Осуществление контроля за выполнением команд и распоряжений.

11

Производство переключений в электроустановках

- Определение унифицированных подходов к производству переключений в электроустановках на всех уровнях оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления в ЕЭС России.
- Выдача диспетчерских команд на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы линий электропередачи и устройств РЗА, находящихся в управлении диспетчера.

12

Определение принципов действия, разработка технических решений, расчет уставок и обеспечение координации настройки релейной защиты и автоматики (РЗА)

- Анализ электрических режимов.
- Расчеты аварийных режимов электрооборудования (коротких замыканий, сложных несимметричных повреждений, неполнофазных режимов).
- Разработка технических требований к функционированию РЗА.
- Расчеты параметров настройки устройств РЗА.
- Разработка и выдача субъектам электроэнергетики заданий на создание или модернизацию устройств РЗА, согласование проектных решений.
- Координация работ по модернизации и внедрению новых устройств.

Задание объемов и настройки автоматической частотной разгрузки (АЧР), объемов графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), контроль за реализацией

В части АЧР:

- Определение вероятных аварийных ситуаций, проведение расчетов балансов и электрических режимов для определения необходимых объемов автоматического отключения потребителей.
- Задание объемов и уставок АЧР, частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).
- Проведение контрольных и внеочередных замеров для определения фактических величин нагрузок, подключенных к автоматике, достаточности и эффективности АЧР.

В части графиков аварийного ограничения режима потребления:

- Формирование прогнозного баланса энергосистемы на период прохождения предстоящего осенне-зимнего периода (ОЗП).
- Определение возможных аварийных возмущений, проведение расчетов балансов и электрических режимов для определения мест и объемов ввода аварийных ограничений.
- Выдача заданий на разработку ГАО.
- Согласование разработанных ГАО перед их утверждением сетевыми организациями.
- Контрольные и внеочередные замеры для определения фактически отключаемой нагрузки по ГАО.

Разработка и контроль противоаварийных мероприятий по повышению надежности работы ЕЭС России по результатам анализа аварийности

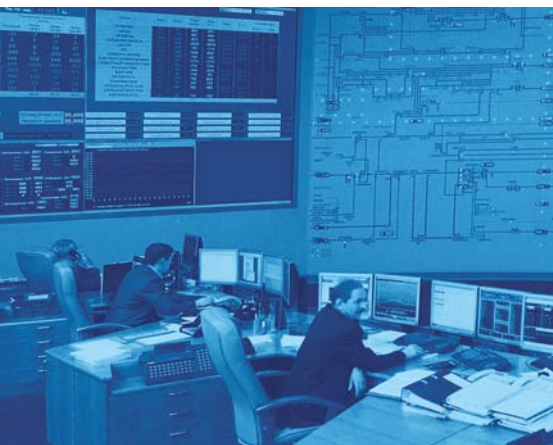
- Мониторинг аварийности на объектах электроэнергетики ЕЭС России.
- Расследование причин аварий в составе комиссий Ростехнадзора или собственников объектов электроэнергетики.
- Организация ведения отраслевой базы аварийности в электроэнергетике.
- Анализ показателей аварийности на оборудовании электрических станций установленной мощностью 25 МВт и более, ЛЭП и оборудования 110 кВ в электрических сетях.
- Разработка противоаварийных мероприятий по повышению надежности работы ЕЭС России и контроль за их выполнением.

Подготовка обоснований по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики с определением приоритетов в реализации проектов

- Подготовка исходной информации о перспективном развитии ЕЭС:
 - расчет прогноза потребления;
 - сбор данных о присоединяемой нагрузке потребителей, вводах, демонтаже, реконструкции и модернизации электросетевого и генерирующего оборудования.
- Определение параметров сетевого и генерирующего оборудования для включения в математическую модель энергосистемы.
- Расчет балансов мощности энергосистемы для характерных режимов (зима/лето, максимум/минимум).
- Расчет характерных режимов работы энергосистемы на каждый год планируемого периода.
- Формирование перспективных расчетных моделей ЕЭС с необходимым уровнем детализации.
- Расчеты установившихся режимов, статической и динамической устойчивости для поиска «опасных» сечений на планируемый период и определение допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях.
- Подготовка предложений и определение приоритетов по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики, направленных на устранение выявленных перспективных ограничений и «узких мест».

Осуществление тренажерной подготовки диспетчерского персонала

- Разработка и проведение противоаварийных тренировок.
- Разработка и эксплуатация программных средств: режимных тренажеров, тренажеров оперативных переключений и автоматизированных обучающих систем.
- Проведение курсов повышения квалификации.



Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России

Первые диспетчерские центры в энергосистеме создавались в 20-е годы XX века. Уже на заре реализации плана ГОЭЛРО стало понятно, что организовать совместную эксплуатацию станций, объединенных в энергосистему, может только специальный оперативный орган. Этому органу – оперативно-диспетчерской службе – было поручено выполнение функций, необходимых для безаварийной совместной работы генераторов, ЛЭП, подстанций и потребителей:

- составление диспетчерских графиков несения нагрузки электрическими станциями,
- распределение нагрузки между генераторами в режиме реального времени,
- контроль регулирования напряжения и частоты,
- проведение переключений в электрических сетях,
- координация вывода оборудования в ремонт,
- координация ввода в работу нового и реконструированного генерирующего и сетевого оборудования,
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима, создание надежных послеаварийных схем,
- эксплуатация диспетчерской связи и телесигнализации,
- расчет настроек релейной защиты и автоматики.

По мере развития энергосистем, укрупнения энергообъединений, образования связей между ними увеличивался объем ответственности и возрастала сложность оперативно-диспетчерского управления, но его основные функции остались неизменными.

Сегодня функции оперативно-диспетчерского управления в Единой энергетической системе России единолично выполняет ОАО «СО ЕЭС». С этой целью Системный оператор наделен уникальными правами:

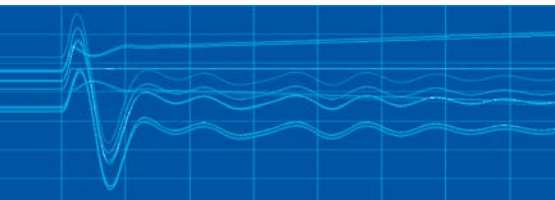
- определять перечень объектов диспетчеризации – оборудования энергообъектов, изменять режимы работы которых нельзя без его решения;
- планировать режимы работы этих объектов;
- отдавать субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательные для исполнения команды и разрешения.

Одна из особенностей электрической энергии состоит в том, что она не поддается накоплению в экономически значимых промышленных объемах и передается практически мгновенно – со скоростью распространения электромагнитного поля, то есть потребляется в момент производства.

Поэтому в каждый момент времени должно производиться ровно столько электроэнергии, сколько могут использовать потребители, и она должна быть доставлена от всех точек производства в каждую точку потребления. При этом передаваемая электрическая мощность не должна превышать пропускной и нагрузочной способности ЛЭП и трансформаторных подстанций.

В единый процесс производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в масштабах Единой энергосистемы России вовлечены одновременно сотни электростанций, тысячи линий электропередачи, электрических подстанций и миллионы потребителей. Обязанность и ответственность Системного оператора, обладающего необходимым инструментарием, технологиями и компетенцией, – заблаговременно рассчитать и спланировать режимы работы объектов электроэнергетики, а затем в реальном времени решить задачу управления непрерывным производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии так, чтобы обеспечить в каждый момент времени в каждой точке энергосистемы равенство между производством и потреблением электроэнергии и мощности.

Понятие «электроэнергетический режим» характеризует состояние электроэнергетической системы в каждый момент времени. Режим зависит от состава включенных элементов энергосистемы – генераторов электростанций, подстанций, ЛЭП – и их нагрузки. Процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии определяется значениями напряжения, мощности, частоты и силы тока. Эти значения называются параметрами режима.



Расчет электроэнергетических режимов

Для эффективного и безопасного управления ЕЭС России Системный оператор осуществляет расчеты допустимых электроэнергетических режимов ЕЭС России и ее составных частей: объединенных и региональных энергосистем, отдельных энергорайонов и энергоузлов.

Точность расчетов, от которых зависит устойчивая и надежная работа электроэнергетического оборудования, достигается путем математического моделирования реальных физических процессов, происходящих в энергосистеме при различных событиях.

Специалисты всех диспетчерских центров Системного оператора:

- Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС:
 - ежедневно актуализируют детальную расчетную математическую модель, описывающую состояние энергосистемы. В модели учитываются: топология электрической сети, состав электросетевого оборудования, состав и параметры генерирующего оборудования, величины допустимых перетоков активной мощности и токовых нагрузок и другие показатели;

Расчетная модель ЕЭС на 1 октября 2014 г. включает 8596 узлов, 13297 ветвей, 2423 энергоблоков на 648 электростанциях, 837 сечений, 271 энергорайон.

- выполняют расчеты установившихся режимов и статической устойчивости, на основании которых определяют возможность возникновения перегрузок в электрической сети, недопустимых изменений напряжения на шинах электрических станций, подстанциях и энергообъектах потребителей. На основании расчетов разрабатывают мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима и рекомендации по действиям диспетчеров;

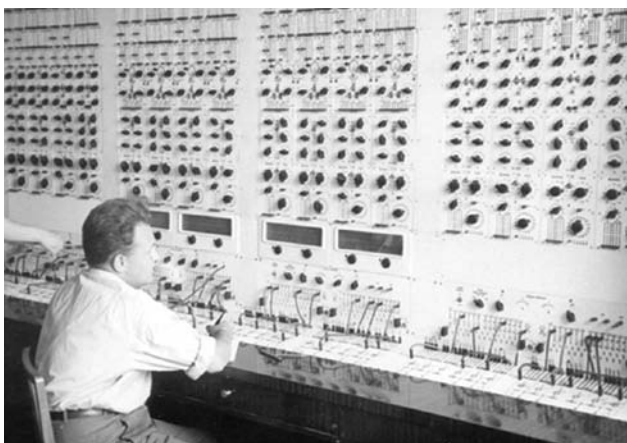
Переходный процесс – изменение параметров **электроэнергетического режима**, вызванное возникновением в энергосистеме какого-либо возмущения (изменения в условиях работы электроэнергетической системы, связанные с включениями, плановыми или аварийными отключениями, коротким замыканием или отказами ее отдельных элементов – ЛЭП, подстанций, генераторов и т. п.) и обусловленное сложным взаимным сочетанием электромагнитных и электромеханических процессов. Переходный процесс заканчивается или стабилизацией параметров электроэнергетического режима с переходом энергосистемы к установившемуся режиму, или неконтролируемым нарастанием изменений, распространением переходного процесса с последующим нарушением **устойчивости**.

Устойчивость – свойство энергосистемы обеспечивать совместную работу электрических станций в ее составе. Расчет **статической устойчивости** выявляет способность сохранять совместную работу электрических станций и обеспечивать возврат к установившемуся режиму после переходного процесса, вызванного малым возмущением (например, изменением нагрузки потребления или генерации). Расчет **динамической устойчивости** позволяет оценить способность сохранять совместную работу электростанций после значительных аварийных возмущений (отключения ЛЭП, электросетевого или генерирующего оборудования с коротким замыканием).

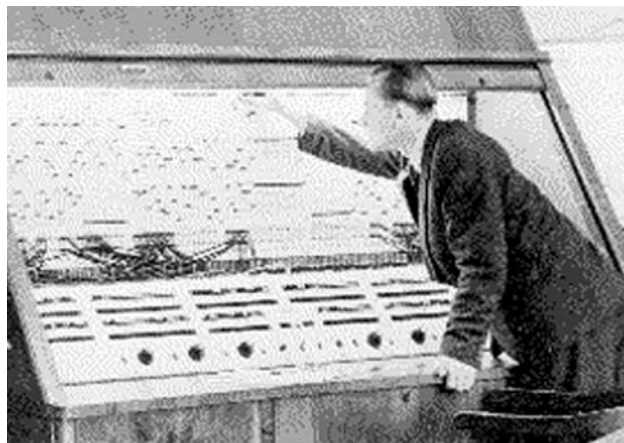
— выполняют расчеты электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций с подробным моделированием систем регулирования и управления. Таким образом определяются условия устойчивой работы генерирующего оборудования в энергосистеме при аварийных событиях;

— на основании расчетов установившихся режимов, статической и динамической устойчивости определяют максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, формируют инструктивные материалы и диспетчерскую документацию диспетчерских центров, разрабатывают требования к логике действия и настройке устройств противоаварийной и режимной автоматики.

- Для обеспечения перспективной надежности ЕЭС анализируют среднесрочные прогнозные электроэнергетические режимы для определения перечня мероприятий, реализация которых обеспечит надежное функционирование энергосистем при подключении новых потребителей, вводе в эксплуатацию нового генерирующего и сетевого оборудования, а также проверки корректности технических решений, разрабатываемых проектными организациями.



Расчетный стол постоянного тока службы РЗА для расчета токов короткого замыкания. 50-е годы XX века



Универсальная высокочастотная модель переменного тока для расчета электрических режимов энергосистемы. ОДУ Средней Волги, 1962 год



Ведущий эксперт
Службы электрических режимов
ОАО «СО ЕЭС»
А.Н. Чистяков



Главный бухгалтер
ОАО «СО ЕЭС»
М.С. Седякин



Планирование электроэнергетических режимов работы энергосистем

Планирование производится на период от каждого получаса внутри суток до 5 лет. При планировании учитываются факторы, способные повлиять на работу энергосистемы, среди которых:

- уровень потребления электрической энергии (мощности),
- характеристики генерирующего и сетевого оборудования, как действующего и находящегося в резерве, так и планируемого к вводу,
- заявки на ввод оборудования в работу, вывод его в ремонт и из эксплуатации,
- нормы расхода гидроресурсов в водохранилищах гидростанций,
- результаты торговли на оптовом рынке электроэнергии (мощности).

В основе планирования режимов лежит четкое прогнозирование потребностей в электроэнергии и мощности. Оно, в свою очередь, является результатом многофакторного анализа, основанного на применении современных технологий, накопленной статистической базы, знании зависимости величины потребления от климатических условий, собственной и внешней прогнозной информации о динамике изменения потребления субъектов РФ и крупнейших потребителей.

Собственная статистическая база, формируемая в рамках текущей деятельности, содержит информацию о потреблении, производстве и перетоках электроэнергии, фактических режимах работы объектов электроэнергетики, энергосистем субъектов Российской Федерации, ОЭС и ЕЭС России в целом.

Объект диспетчеризации – ЛЭП, оборудование электрических станций, электрических сетей, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, устройства РЗА, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне ДЦ и в отношении которых соответствующий ДЦ осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение в соответствии с перечнем таких объектов с их распределением по способу управления.

Годовой горизонт планирования электроэнергетических режимов используется при разработке режимных условий и координации вывода в ремонт объектов электросетевого хозяйства и генерации, а также ввода в эксплуатацию новых и реконструированных энергообъектов.

Системный оператор составляет скоординированные с владельцами оборудования годовые планы ремонта, определяя возможность обеспечения устойчивой работы энергосистемы при отключении и включении каждой единицы оборудования. При месячной корректировке план уточняется в зависимости от фактического и прогнозируемого электроэнергетического режима.

Суточный диспетчерский график – основной инструмент управления энергосистемой – является завершающим этапом процесса планирования режимов на сутки.



Начальник Службы
автоматизированных систем
диспетчерского управления
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Хабаровское РДУ
М.А. Колесников

Объекты диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС»

Линии электропередачи:

1. Воздушные ЛЭП
2. Кабельные ЛЭП
3. Кабельно-воздушные ЛЭП

Энергетическое оборудование:

4. Турбогенераторы с паровой или газовой турбиной
5. Гидрогенераторы
6. Энергоблоки атомных электрических станций

Электротехническое оборудование:

7. Системы шин
8. Высоковольтные выключатели
9. Трансформаторы, автотрансформаторы
10. Шунтирующие реакторы
11. Синхронные компенсаторы
12. Батареи статических конденсаторов

Релейная защита и противоаварийная автоматика:

13. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики
14. Устройства противоаварийной и режимной автоматики
15. Устройства регистрации аварийных событий и процессов

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления:

16. АСУТП энергосистем и энергообъектов
17. Устройства связи и телемеханики





Управление в режиме реального времени

Ежесуточно диспетчерам Системного оператора в среднем приходится сталкиваться и ликвидировать последствия до 70 крупных и средних аварий в ЕЭС. 80 % из них приходится на объекты электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, остальные – на электростанции установленной мощностью 25 МВт и выше. В 2013 году зарегистрировано более 24 500 таких аварий.

Благодаря корректному управлению режимом и оперативным действиям диспетчеров Системного оператора во взаимодействии с персоналом энергокомпаний, только 3 % аварий в ЕЭС России приводит к прекращению электроснабжения значительного количества потребителей электрической энергии. В 2013 году таких случаев зарегистрировано 763.

Непрерывное управление электроэнергетическими режимами ЕЭС России – исключительное право Системного оператора – реализуется через уникальный по сложности и уровню ответственности труд диспетчеров.

Результаты всей подготовительной работы, моделирования, расчетов, применения знаний и многолетнего опыта управления генерирующими и сетевыми объектами максимально концентрируются в тот момент, когда диспетчеру в ответ на изменение в энергосистеме необходимо проанализировать ситуацию, принять решение и отдать команду. Его решения определяют работу энергосистемы.

Управляя электроэнергетическим режимом, дежурные диспетчеры Системного оператора непрерывно следят по данным телеметрии за контролируемыми параметрами функционирования Единой энергетической системы России: частотой электрического тока, уровнями напряжения, потоками активной мощности, токовой загрузкой ЛЭП и оборудования.

Диспетчеры постоянно реагируют на изменения в энергосистеме и отдают дежурному персоналу объектов электроэнергетики команды на загрузку и разгрузку генерирующего оборудования, восстановление резервов активной и реактивной мощности, изменение конфигурации электрической сети.

Управление режимом в реальном времени основано на точном выполнении субъектами электроэнергетики диспетчерского графика и выполнении команд диспетчера.

Персонал объектов электроэнергетики обязан выполнять команды диспетчера Системного оператора. Согласно российскому законодательству, отказ от исполнения диспетчерских команд недопустим.

При управлении энергосистемой диспетчеры обязаны учитывать множество условий, среди которых ограничения пропускной способности сетевых элементов и контролируемых сечений, допустимая скорость изменения нагрузки и допустимый диапазон регулирования режимов работы электрических станций, требования к водному режиму ГЭС, наличие, объем и места размещения резервов мощности, многие другие факторы.



Генеральный директор
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Средней Волги
О.А. Громов



Обеспечение перспективного развития Единой энергетической системы России

Для своевременного развития и обеспечения в будущем надежного функционирования Единой энергосистемы России необходима разработка сбалансированных планов перспективного развития генерирующих и электросетевых объектов.

Потребность в генерирующих и электросетевых объектах определяется перспективным спросом на электроэнергию и мощность, в основе которого лежат прогнозы потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России и субъектах Российской Федерации, разрабатываемые Системным оператором.

Необходимость сооружения конкретных генерирующих и электросетевых объектов требует проведения расчетов перспективных электроэнергетических режимов, осуществляемых Системным оператором с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС России.

Указанные выше действия проводятся в рамках разработки Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период, ответственным за формирование которой в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 является Системный оператор совместно с Федеральной сетевой компанией. Помимо этого, Системный оператор принимает непосредственное участие в рассмотрении и согласовании Схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, разрабатываемых органами исполнительной власти в регионах.

Схемы и программы развития являются основой для:

- формирования инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- формирования территориальных программ развития электроэнергетики субъектов РФ;
- исходных данных, учитываемых при проведении конкурентного отбора мощности, анализе технологических параметров функционирования ЕЭС России и прогнозируемой пропускной способности сетей.



Заместитель директора
по информационным технологиям
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Томское РДУ
С.Л. Березницкий

Помимо разработки программы развития ЕЭС России и согласования программ развития электроэнергетики субъектов РФ Системный оператор принимает участие и в других важнейших направлениях перспективного развития, таких как:

- рассмотрение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- рассмотрение и согласование технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств и генерирующих объектов;
- рассмотрение и согласование проектной и рабочей документации на сооружение и реконструкцию объектов электроэнергетики;
- рассмотрение и согласование работ по технико-экономическому обоснованию объектов, схем внешнего электроснабжения присоединяемых крупных потребителей и схем выдачи мощности сооружаемых электростанций.

В течение 2013 года объем новых вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России составил 3 738,37 МВт, в том числе:

- 10 энергоблоков ПГУ общей установленной мощностью 1 841,867 МВт
- 17 ГТУ 786,871 МВт
- 2 гидрогенератора ГЭС общей установленной мощностью 666 МВт

В 2013 году в ЕЭС России введена в работу 71 линия электропередачи напряжением 220 кВ и выше, в том числе:

- 14 ЛЭП напряжением 500 кВ
- 1 ЛЭП 330 кВ
- 56 ЛЭП 220 кВ

Введено в работу более 30 единиц (авто)трансформаторного оборудования напряжением 220 кВ и выше.

Реализация вышеприведенных функций позволяет обоснованно принять технические решения, обеспечивающие техническую возможность технологического присоединения к электрическим сетям, допустимые параметры перспективных электроэнергетических режимов, скоординированность инвестиционных программ различных собственников и, как следствие, возможность своевременного ввода в эксплуатацию генерирующих и электросетевых объектов в соответствии с требованиями, предъявляемыми к работе в составе ЕЭС России.

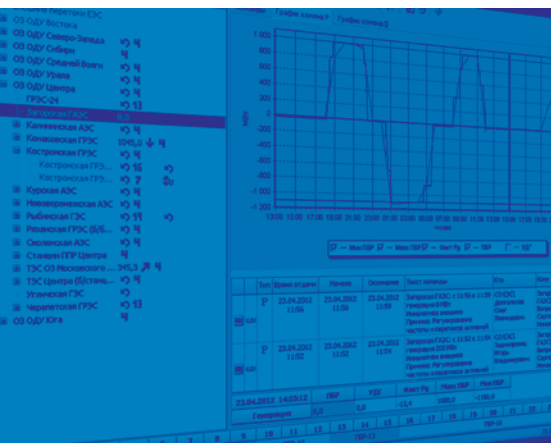
При проектировании каждого объекта электроэнергетики специалистами ОАО «СО ЕЭС» на всех уровнях диспетчерского управления осуществляется рассмотрение и согласование, в зависимости от параметров объекта, до 150 томов проектной и рабочей документации.

Проводимый комплекс мероприятий по перспективному развитию в отношении каждого объекта электроэнергетики завершается процедурой ввода объекта в работу после проведения комплексного опробования вновь вводимого оборудования.

При реализации указанных процедур специалисты ОАО «СО ЕЭС» выполняют расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА технологически связанных объектов ЕЭС. Выполняемые расчеты позволяют учесть все возможные схемно-режимные ситуации и осуществить весь комплекс работ по вводу нового оборудования без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых и генерирующих компаний.

Во исполнение требований Постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» специалистами ОАО «СО ЕЭС» за 2013 и 6 месяцев 2014 года рассмотрено более 100 инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Во исполнение требований постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» в 2013 и 2014 годах ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» разработаны Схемы и программы развития ЕЭС России на 2013–2019 годы и 2014–2020 годы, а также оказана поддержка 78 субъектам РФ в разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ.



Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике

Основной механизм взаимодействия между крупнейшими потребителями и производителями в ЕЭС России – оптовый рынок.

Рыночные механизмы экономически стимулируют субъектов электроэнергетики действовать в интересах устойчивого функционирования энергосистемы – поддерживать баланс производства и потребления электроэнергии и мощности при нормальном режиме работы электросетевых объектов.

Условием существования энергосистемы является обеспечение **баланса производства и потребления электрической энергии и мощности** – постоянного равенства между генерацией и потреблением в любой момент времени. Одновременность процессов производства и потребления при постоянном изменении мощности нагрузки и генерации, невозможность накопления запасов электроэнергии в промышленном масштабе приводят к тому, что для создания возможности постоянно удерживать баланс в энергосистеме необходимы резервы генерирующих мощностей и пропускной способности электрических сетей.

Соблюдение Системным оператором основного рыночного принципа – первоочередного задействования наиболее экономичных источников электроэнергии и мощности при повышении нагрузки потребителей и разгрузки наиболее «дорогих» генераторов при ее снижении – вместе с учетом технологических ограничений обеспечивает надежную и эффективную работу энергосистемы.

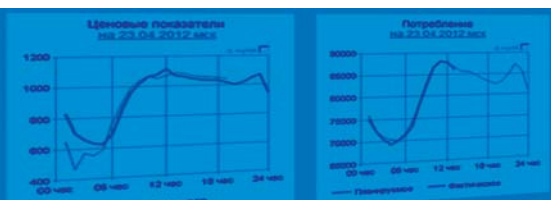
Правила, в соответствии с которыми осуществляется оптовая торговля электроэнергией и мощностью в ЕЭС, утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации.

Рыночные процедуры проводятся более чем на 80% территории ЕЭС России. На остальной территории условия для конкурентного ценообразования отсутствуют и действует тарифное регулирование.

Основу работы оптового рынка электроэнергии и мощности составляют технологические процессы, выполняемые Системным оператором:

- подготовка расчетных моделей для проведения конкурентных отборов рынка на сутки вперед,
- формирование детальных математических моделей, описывающих энергосистему,
- выбор состава включенного генерирующего оборудования,
- отборы ценовых заявок для балансирования системы,
- конкурентные отборы мощности,
- расчет объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности и показателей соблюдения объема и сроков проведения ремонтов объектов генерации и электросетевого хозяйства.





Рынки электроэнергии

Рынок на сутки вперед

Рынок на сутки вперед (РСВ) – конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов на каждый час наступающих суток.

На РСВ цена зависит от часа суток, дня недели, периода года. Главный критерий, по которому отбираются поставщики электроэнергии на ближайшие сутки, – конкурентоспособность ценовых заявок. Это дает поставщикам электроэнергии прямую экономическую заинтересованность в использовании всех своих технологических возможностей для снижения стоимости.

Отбор заявок проводит коммерческий оператор – ОАО «Администратор торговой системы». Системный оператор отвечает за формирование актуализированной расчетной модели для проведения коммерческим оператором конкурентного отбора, функционирование системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования.

Балансирующий рынок

Все изменения уровня потребления, сетевых ограничений, состояния генерирующего оборудования невозможно спрогнозировать заранее с абсолютной точностью. При управлении режимом работы энергосистемы в реальном времени необходимо компенсировать возникающие отклонения от режима, запланированного сутки назад. Расчет и доведение до электростанций графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени реализуются в рамках балансирующего рынка.

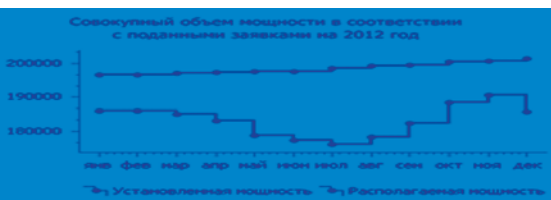
В течение суток Системный оператор многократно проводит формирование прогнозов потребления, актуализацию расчетной модели, с учетом изменившихся системных условий. На основании данной информации проводятся конкурентные отборы ценовых заявок поставщиков, обеспечивающие экономическую эффективность загрузки станций и требования к надежности.

Управление режимами в реальном времени основано на минимизации стоимости поставки электроэнергии, а также мерах, делающих невыгодными самовольные отклонения от плановых значений и стимулирующих выполнение команд диспетчера.

На балансирующем рынке при возникновении отклонений фактического потребления или выработки от плановых значений участники рынка «штрафуются», если отклонения обусловлены собственной инициативой, или «премируются», если они являются следствием исполнения команды Системного оператора.



Заместитель директора
по энергетическим рынкам –
начальник Службы сопровождения
рынков ОАО «СО ЕЭС»
О.Л. Лонщакова



Рынок мощности

Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет потребителю оптового рынка право требовать от поставщика мощности поддерживать генерирующее оборудование в готовности к выработке электроэнергии.

Рынок мощности основан на ежегодно проводимых конкурентных отборах мощности (КОМ), в рамках которых ОАО «СО ЕЭС» определяет:

- прогнозируемый спрос на мощность с учетом необходимых объемов резервов,
- предельные величины поставки между зонами свободного перетока с учетом развития сетевой инфраструктуры и иных технологических параметров ЕЭС

и осуществляет отбор генерирующих мощностей в объеме, необходимом для покрытия спроса, с учетом технических и технологических ограничений.

В КОМ на 2014 год для покрытия 189 тыс. МВт прогнозного спроса Системным оператором было отобрано 160,2 из 163,3 тыс. МВт предложенных к отбору мощностей. Кроме того, покрытие спроса обеспечивается за счет подлежащих обязательной покупке на оптовом рынке 20,7 тыс. МВт мощностей, построенных по Договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и новых АЭС и ГЭС, а также 7,7 тыс. МВт генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.

Суммарный объем мощности, отобранный по результатам КОМ, с учетом мощности, подлежащей обязательной покупке на оптовом рынке, а также поставляемой в «вынужденном» режиме, составил 188,6 тыс. МВт.

В КОМ на 2014 год не отобрано 3,1 тыс. МВт мощностей из-за высокой цены.

По результатам КОМ у собственников генерирующего оборудования формируются на предстоящий год обязательства своевременно ввести новые и поддерживать в готовности к работе действующие генерирующие мощности в обмен на обязательства их оплаты со стороны потребителей.

Оплата осуществляется в объеме фактически поставленной на оптовый рынок за месяц мощности, определяемой ОАО «СО ЕЭС» с учетом выполнения технических требований, включая участие в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие ГЭС в регулировании частоты, состояние систем связи, соблюдение состава и параметров генерирующего оборудования.

Рынок предусматривает меры, делающие невыгодной для поставщиков неготовность к выдаче в любой момент времени всей законтрактованной мощности, и стимулирующие заблаговременное уведомление Системного оператора о фактах неготовности генерирующего оборудования к работе.

По состоянию на 1 января 2014 года, Системный оператор осуществляет ежечасный контроль за выполнением обязательных технических требований в отношении каждой из 1 979 зарегистрированных на оптовом рынке единиц генерирующего оборудования 412 электростанций участников оптового рынка.



Директор
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Свердловское РДУ
О.А. Ефимов



Рынок системных услуг

Рынок системных услуг позволяет экономически стимулировать владельцев к модернизации электростанций и оснащению их оборудованием со специфическими, не обязательными для всех объектов характеристиками. Рынок системных услуг формирует источник для возмещения затрат участников рынка на поддержание надежности, связанных с такими мероприятиями, как размещение резервов активной мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, регулирование напряжения, и прочими действиями, которые не могут быть компенсированы в рамках рынков электроэнергии и мощности.

Системный оператор осуществляет отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключение с такими субъектами договоров и оплату услуг, а также координацию действий участников рынка. Средства на оплату услуг поступают от покупателей оптового рынка в соответствии с установленным ФСТ специальным тарифом.

Виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены постановлением Правительства Российской Федерации.

В настоящее время в ЕЭС России осуществляется оказание следующих видов системных услуг:

- нормированное первичное регулирование частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (НПРЧ);
- автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (АВРЧМ);
- регулирование реактивной мощности без производства электрической энергии.

По итогам проведенного ОАО «СО ЕЭС» в начале 2014 года конкурентного отбора энергоблоков для оказания системных услуг по АВРЧМ был отобран 21 энергоблок на пяти электростанциях: Кармановской ГРЭС (ОАО «БГК»), Сургутской ГРЭС-1, Киришской и Ставропольской ГРЭС (ОАО «ОГК-2»), Заинской ГРЭС (ОАО «Генерирующая компания»). Суммарная величина резервов для участия тепловых станций в АВРЧМ в 2014 году составила ± 238 МВт. Эта величина позволит в период паводка обеспечить предоставление более половины объема резервов вторичного регулирования, необходимого для автоматического вторичного регулирования частоты в ЕЭС России. Оставшаяся часть резервов для АВРЧМ по-прежнему будет размещаться на ГЭС. Максимально эффективное использование гидроресурсов в паводковый период не только целесообразно с экономической точки зрения, но и минимизирует ряд технических и экологических проблем в период интенсивного половодья.



Заместитель начальника
Службы сопровождения рынка
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Сибири
Е.А. Политов



Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах

Для достижения требуемой надежности работы ЕЭС России Системный оператор разрабатывает и осуществляет единую техническую политику по вопросам развития и повышения надежности функционирования релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, координируя действия субъектов электроэнергетики по этому направлению.



Релейная защита

Устройства релейной защиты ЛЭП и электрооборудования электрических станций и подстанций позволяют выявлять повреждения элементов энергосистемы при коротких замыканиях и отключать их от остальной – неповрежденной – части энергосистемы. Релейная защита также сигнализирует дежурному персоналу о возникновении недопустимого режима работы оборудования, который может привести к его повреждению с последующим его отключением.

При возникновении коротких замыканий в энергосистеме релейная защита обеспечивает быстросействующую локализацию места повреждения и тем самым способствует сохранению устойчивости энергосистемы, а также сокращает объемы повреждения ЛЭП и электрооборудования при коротких замыканиях на них, а устройства сетевой автоматики обеспечивают высокую надежность электрических сетей, восстанавливая схемы электроснабжения потребителей электроэнергии и собственных нужд электрических станций и подстанций.

ОАО «СО ЕЭС» разрабатывает технические требования к оснащению объектов электроэнергетики устройствами релейной защиты и сетевой автоматики и определяет параметры их настройки. Это обеспечивает оптимальное, с точки зрения надежности, построение и функционирование системы релейной защиты ЕЭС России.



Противоаварийная автоматика

Противоаварийная автоматика предназначена для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Централизованные системы, локальные устройства и комплексы противоаварийной автоматики обеспечивают:

- предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;
- ликвидацию асинхронных режимов;
- ограничение снижения и повышения частоты и напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

ОАО «СО ЕЭС», решая задачи обеспечения надежности работы энергосистемы, определяет идеологию построения противоаварийной автоматики в ЕЭС России, разрабатывает нормативно-методическую базу.

Для повышения эффективности противоаварийного управления и минимизации управляющих воздействий Системный оператор создает централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) в объединенных и крупных региональных энергосистемах. В настоящее время они функционируют в ОЭС Урала, Средней Волги, Юга, Сибири и Тюменской энергосистеме. В ОЭС Востока введена в эксплуатацию ЦСПА нового поколения, обладающая расширенными функциональными возможностями, включающими расчет управляющих воздействий по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости.



Выбор параметров настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики

Устройства релейной защиты и устройства противоаварийной автоматики размещаются непосредственно на объектах электроэнергетики.

Специалисты ОАО «СО ЕЭС» проводят необходимые расчеты, на основе которых осуществляют выбор параметров настройки (уставок) для этих устройств, а также систематически проверяют соответствие заданных ранее настроек текущим схемам и режимам работы энергосистемы. Выбор уставок проводится при реконструкции и модернизации энергообъектов, технических комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики, при вводе в работу нового генерирующего и сетевого оборудования, актуализируется при изменении схемно-режимных условий работы сети.

Уставки передаются собственникам объектов электроэнергетики, которые отвечают за реализацию этих настроек в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики и за работоспособность этих устройств.



Регулирование частоты электрического тока

Частота электрического тока – показатель соблюдения баланса производства и потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме. Нестабильность потребления, аварийные отключения генерирующего оборудования, отключения потребителей в результате аварий – все это может привести к изменению частоты и отклонению межсистемных перетоков мощности от плановых значений.

Системный оператор управляет режимом энергосистемы с использованием центральной координирующей и централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦКС/ЦС АРЧМ) – программно-аппаратных комплексов, установленных в главном диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС» в Москве и в ряде ОДУ и РДУ.

Регулирование выполняется несколькими крупными электростанциями с высокоманевренным генерирующим оборудованием, оснащенными системами автоматического управления мощностью. По командам, полученным от ЦКС/ЦС АРЧМ, они изменяют выработку, поддерживая баланс мощности и частоту в ЕЭС. Благодаря точной работе автоматики, частота электрического тока в ЕЭС России постоянно поддерживается в пределах $50 \pm 0,05$ Гц.



Ведущий эксперт
Службы автоматизированных систем
диспетчерского управления
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Средней Волги
А.В. Десятников



Технический контроллинг

Объективным следствием высокой сложности энергосистемы, разнородности составляющих ее элементов и непредсказуемости внешних факторов воздействия является возникновение аварий и иных нештатных ситуаций.

Подразделения технического контроллинга Системного оператора участвуют в расследовании аварий на объектах электроэнергетики в комиссиях, организуемых Ростехнадзором и собственниками объектов, проводят анализ причин их возникновения. Профессиональный анализ и расследование позволяют выявить первопричины возникновения и развития аварии, а также разработать необходимые противоаварийные мероприятия для предотвращения их повторения.

Актуальная информация о работе энергетических объектов, получаемая Системным оператором в процессе управления электроэнергетическим режимом, и компетенция его работников в вопросах оперативно-диспетчерского управления и технической эксплуатации генерирующих и электросетевых объектов повышают эффективность расследования.

Выполняемые специалистами технического контроллинга в тесном взаимодействии с другими производственно-технологическими службами систематизация и анализ результатов расследования схожих аварий на различных объектах позволяют определить системные мероприятия для включения в программы развития и производственные программы организаций электроэнергетики, направленные на повышение надежности функционирования ЕЭС России и отдельных объектов электроэнергетики.

Для повышения надежности функционирования ЕЭС России в процессе расследования и анализа причин аварий, а также в процессе мониторинга работы объектов электроэнергетики осуществляется контроль фактического эксплуатационного состояния оборудования и анализ готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки и функционированию в составе энергосистемы.

Обязанности по участию Системного оператора в расследовании крупных и системных аварий и систематизации результатов расследования всех аварий определены Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846.

Одной из важных задач, выполняемых для повышения надежности функционирования энергосистемы, является контроль соответствия построенных, реконструированных объектов электроэнергетики требованиям работы в составе ЕЭС России перед вводом таких объектов в эксплуатацию. При проверке выполнения технических условий на технологическое присоединение или основных технических решений (при собственном строительстве электроустановок и присоединении их к собственным электрическим сетям сетевой организацией) проверяется соответствие фактически реализованной первичной схемы основного оборудования, технических характеристик основного оборудования, устройств РЗА и технологического управления установленным нормативным требованиям и согласованной проектной документации.

Участие Системного оператора в проверке выполнения технических условий на технологическое присоединение построенных или реконструированных электроустановок и осмотрах (обследованиях), проводимых Ростехнадзором для выдачи разрешений на допуск к эксплуатации, определено Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

При планировании и управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России необходима достоверная информация об обеспечении тепловых электростанций топливом, включая наличие запасов топлива в объемах, соответствующих утвержденным нормативным значениям, мониторинг исполнения которых осуществляется подразделениями технического контроллинга Системного оператора.



Развитие международной диспетчеризации

ЕЭС России работает в синхронном режиме с единой частотой электрического тока с энергосистемами Беларуси, Украины, Казахстана, Латвии, Литвы, Эстонии, Азербайджана, Грузии и Монголии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии, а через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществляется обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии. Совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работает энергосистема Финляндии. От электрических сетей России осуществляется электроснабжение выделенных районов Китая. Параллельно с энергосистемой Финляндии работают отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы, а с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы.

ОАО «СО ЕЭС» является координатором параллельной работы энергосистем в синхронной зоне стран СНГ и Балтии.

Важнейшими условиями обеспечения устойчивой совместной работы является наличие общей нормативно-технической базы и обязательность выполнения установленных условий и правил всеми энергосистемами.

С момента создания компании в 2002 году при участии ОАО «СО ЕЭС» разработано 7 правовых документов в области электроэнергетики, утвержденных Советом глав правительств СНГ и правительствами государств – участников Единого экономического пространства, более 30 правовых и нормативно-технических документов, утвержденных Электроэнергетическим Советом СНГ, 12 нормативно-технических документов в рамках Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ и более 50 трех- и двухсторонних документов, определяющих условия совместной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств.

Обязательность исполнения условий совместной работы достигается путем заключения двух- и многосторонних договоров в виде межправительственных соглашений об обеспечении параллельной работы энергосистем. В настоящее время подписаны и действуют четыре межправительственных соглашения о мерах по обеспечению совместной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, а также меморандум о взаимопонимании между Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством энергетики Грузии о мерах по обеспечению параллельной работы Единой энергетической системы России и энергетической системы Грузии.

Системный оператор ЕЭС России совместно с зарубежными системными операторами разрабатывает новые и актуализирует действующие нормативно-технические документы.

Ввод в работу вновь сооружаемых (реконструируемых) объектов электросетевого хозяйства для выдачи мощности электростанций и усиления межсистемных связей, определяющих изменение схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в синхронной зоне, развитие электроэнергетических рынков, продолжающиеся реформы электроэнергетики государств, энергосистемы которых работают синхронно с ЕЭС России, требуют регулярного обновления нормативно-технических документов.

Технологической основой обеспечения совместной работы энергосистем являются совместимые технологии управления электроэнергетическими режимами в реальном времени, скоординированное планирование электроэнергетических режимов на базе общих расчетных моделей, использование современных цифровых средств диспетчерского и технологического управления и диспетчерско-технологической связи, обмена статистической и оперативной телеметрической и диспетчерской информацией, проведение международных противоаварийных тренировок оперативно-диспетчерского персонала.

Реализацию всех указанных мероприятий ОАО «СО ЕЭС» осуществляет во взаимодействии с Минэнерго России, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Россети», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и с зарубежными системными операторами энергосистем сопредельных государств в рамках межправительственных органов, международных отраслевых и научно-технических организаций, постоянного двух- и многостороннего рабочего взаимодействия.

Работы в данном направлении проводятся в рамках:

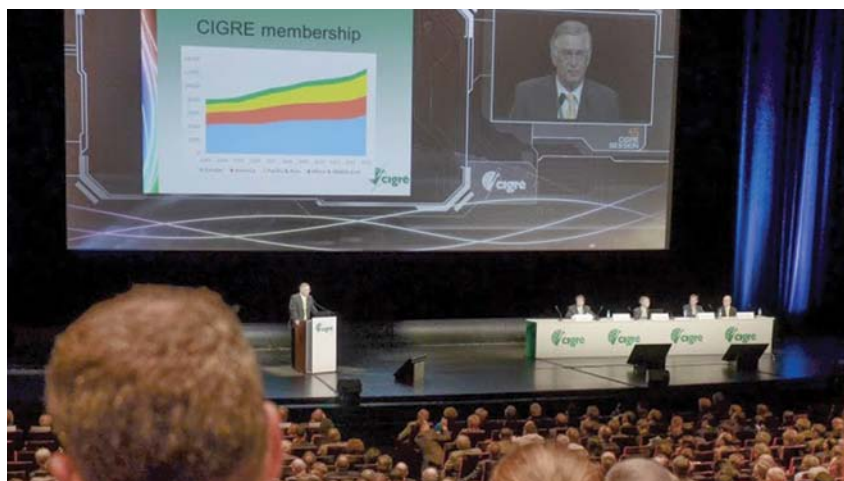
- Электроэнергетического Совета СНГ (ЭЭС СНГ) и Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) – рабочего органа, сформированного ЭЭС СНГ.
- Комитета энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы (Комитета ЭС БРЭЛЛ) – рабочего органа, сформированного Сторонами Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) от 7 февраля 2001 года.
- Евразийской экономической комиссии (ЕЭК).
- Сотрудничества системных операторов ОЭС Беларуси, ОЭС Украины и ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в целях реализации положений «Технического соглашения об обеспечении параллельной работы ОЭС Беларуси, ЕЭС России и ОЭС Украины», подписанного 17 июня 2010 года ГПО «Белэнерго», РУП «ОДУ», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и НЭК «Укрэнерго».
- Сотрудничества ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» и Fingrid Oyj – системного оператора и владельца магистральных сетей единой энергосистемы Финляндии, предоставляющего услуги по передаче электроэнергии для всех участников электроэнергетического рынка Финляндии, в законодательном порядке отвечающего за функционирование и надежность всей энергосистемы Финляндии.
- Сотрудничества ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» и системных операторов энергосистем Азербайджана, Казахстана, Китая и Монголии.

Системный оператор участвует в разработке новых вариантов и направлений электрических соединений ЕЭС с зарубежными энергосистемами для развития международного энергетического сотрудничества. Проектные решения о сооружении новых, модернизации и реконструкции существующих энергетических и электросетевых объектов, влияющих на режимы параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, подлежат обязательному согласованию Системным оператором ЕЭС России на стадии принятия решений о строительстве, модернизации или реконструкции.

Активное участие в работе международных организаций, объединяющих ученых и специалистов в области электроэнергетических систем, – CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения) и GO-15 (ранее – Very Large Power Grid Operators, VLPGO – ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем) – дает Системному оператору возможность вести заинтересованный диалог с ведущими специалистами стран других государств и международных организаций, получать «из первых рук» новейшую информацию о существующих тенденциях и путях развития электроэнергетики, своевременно учитывать накопленный мировой опыт в своей работе.



Президент CIGRE
Андре Мерлен
в главном диспетчерском центре
ОАО «СО ЕЭС», 2011 год



45-я сессия СИГРЭ,
2014 год

КОМАНДА РУКОВОДИТЕЛЕЙ





Аюев Борис Ильич
Председатель Правления



Шульгинов Николай Григорьевич
Первый заместитель Председателя Правления

Организация и управление производственно-технологической деятельностью Общества



Опадчий Федор Юрьевич
Заместитель Председателя Правления

Развитие инноваций, информационных технологий, обеспечение работы рынков электроэнергетики



Полоус Андрей Григорьевич
Заместитель Председателя Правления

Вопросы внешних связей и безопасности Общества



Алексеев Павел Анатольевич
Член Правления, Директор по техническому контроллингу

Технический аудит и контроль соблюдения требований надежности функционирования ЕЭС России



Ильенко Александр Владимирович
Член Правления, Директор по управлению развитием ЕЭС

Управление развитием ЕЭС России, развитие международной диспетчеризации



Павлушко Сергей Анатольевич
Член Правления, Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер

Оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России



Селютин Алексей Михайлович
Член Правления, Директор по правовым вопросам

Корпоративные и правовые сервисы, управление персоналом



Солонарь Ирина Львовна
Член Правления, Директор по финансам и экономике

Финансово-экономическая деятельность

ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ – ЕЭС РОССИИ



Единая энергетическая система России по своим количественным и качественным характеристикам представляет собой одно из крупнейших и уникальных энергообъединений, созданных в мировой электроэнергетике.

Территория, занимаемая объектами ЕЭС России, охватывает десять часовых зон. На площади свыше 15,3 млн кв. км проживает 144 млн человек. В электроэнергетический комплекс по состоянию на 1 января 2014 года входит около 700 электростанций мощностью более 5 МВт. Их суммарная установленная мощность составляет 226,5 тыс. МВт. В 2013 году электростанции ЕЭС выработали 1 023,5 млрд кВт·ч электроэнергии. Протяженность линий электропередачи класса напряжения 110–750 кВ в ЕЭС России составляет около 500 тыс. км. Электросетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 12 тысяч электрических подстанций класса напряжения 110–750 кВ. Значительная часть электроэнергетических объектов ЕЭС России работает в сложных климатических условиях Севера и Крайнего Севера.

Важной особенностью системообразующей электрической сети ЕЭС России является большое количество протяженных ЛЭП, в ряде случаев имеющих недостаточную пропускную способность. Стабильная работа энергосистемы, имеющей «слабые» межсистемные связи в некоторых районах, требует широкого применения систем противоаварийной и режимной автоматики, оперативно-диспетчерское управление которыми осуществляет Системный оператор.

Единая энергосистема России включает 69 региональных энергосистем. Региональные энергосистемы образуют 7 объединенных энергетических систем: ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Сибири и Востока. Энергообъединения связаны между собой межсистемными линиями электропередачи. Энергетическими режимами объединенных энергосистем управляют 7 филиалов Системного оператора – Объединенных диспетчерских управлений.



Энергосистемы Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского АО, части Республики Саха (Якутия) работают обособленно, их электроэнергетические режимы не оказывают влияния на ЕЭС России. До тех пор, пока они изолированы от Единой энергосистемы, все функции оперативно-диспетчерского управления в них выполняют региональные энергетические компании.

Климатические условия и наличие в стране разведанных природных запасов топлива, необходимых для тепловой генерации, определили развитие отечественной электроэнергетики. 68% установленной мощности ЕЭС России — это тепловые электростанции (ТЭС), работающие на органическом топливе. Многие ТЭС являются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), обеспечивающими потребителей централизованным теплоснабжением.

На долю атомных электростанций, имеющих более низкую себестоимость вырабатываемой электроэнергии, приходится 11% установленной мощности всей ЕЭС России. Доля атомной энергетики в совокупной установленной мощности Единой энергосистемы России в последние годы постоянно росла, и, согласно стратегии развития электроэнергетики, этот рост продолжится.

В составе генерирующего оборудования ЕЭС России находит отражение и большой гидроэнергетический потенциал России: на ГЭС приходится 21% совокупной установленной мощности Единой энергосистемы. Гидрогенерация также выполняет важнейшую дополнительную функцию — обеспечивает функционирование системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России, необходимой для постоянного поддержания баланса производства и потребления электроэнергии.

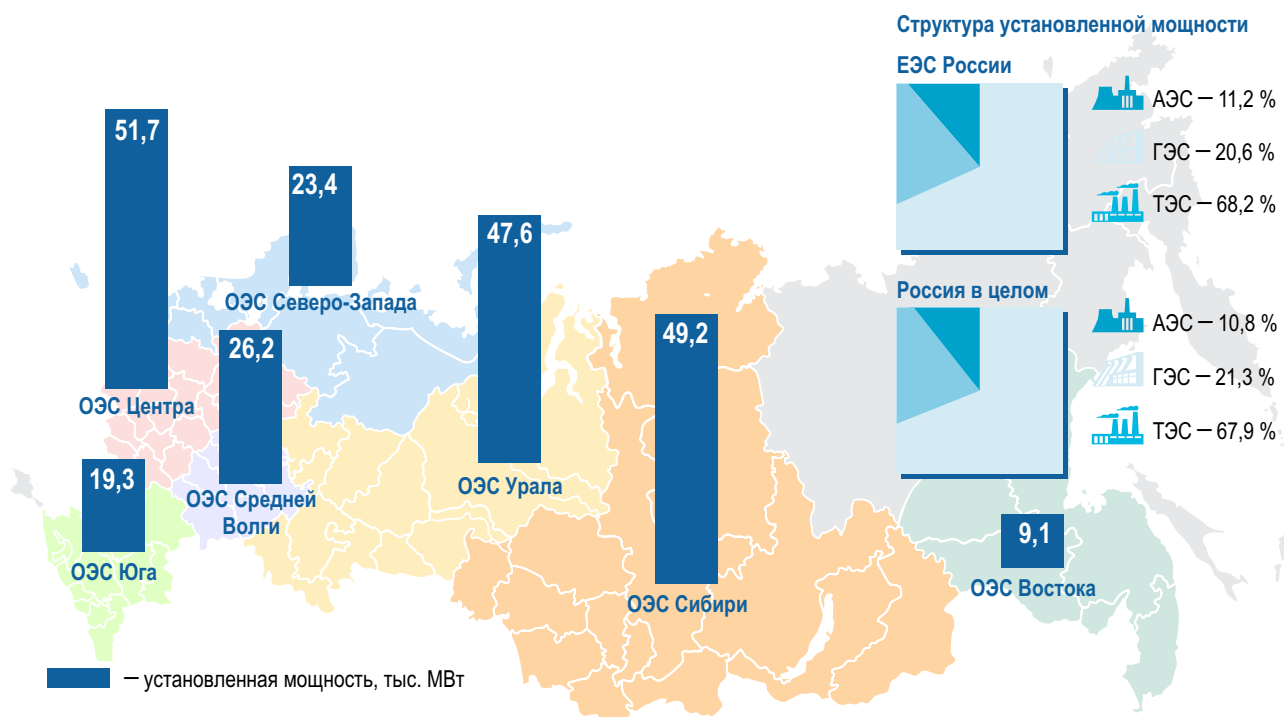


ЕЭС России:

- суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2014 г. — 226,47 тыс. МВт

Россия в целом:

- суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2014 г. — 233,56 тыс. МВт

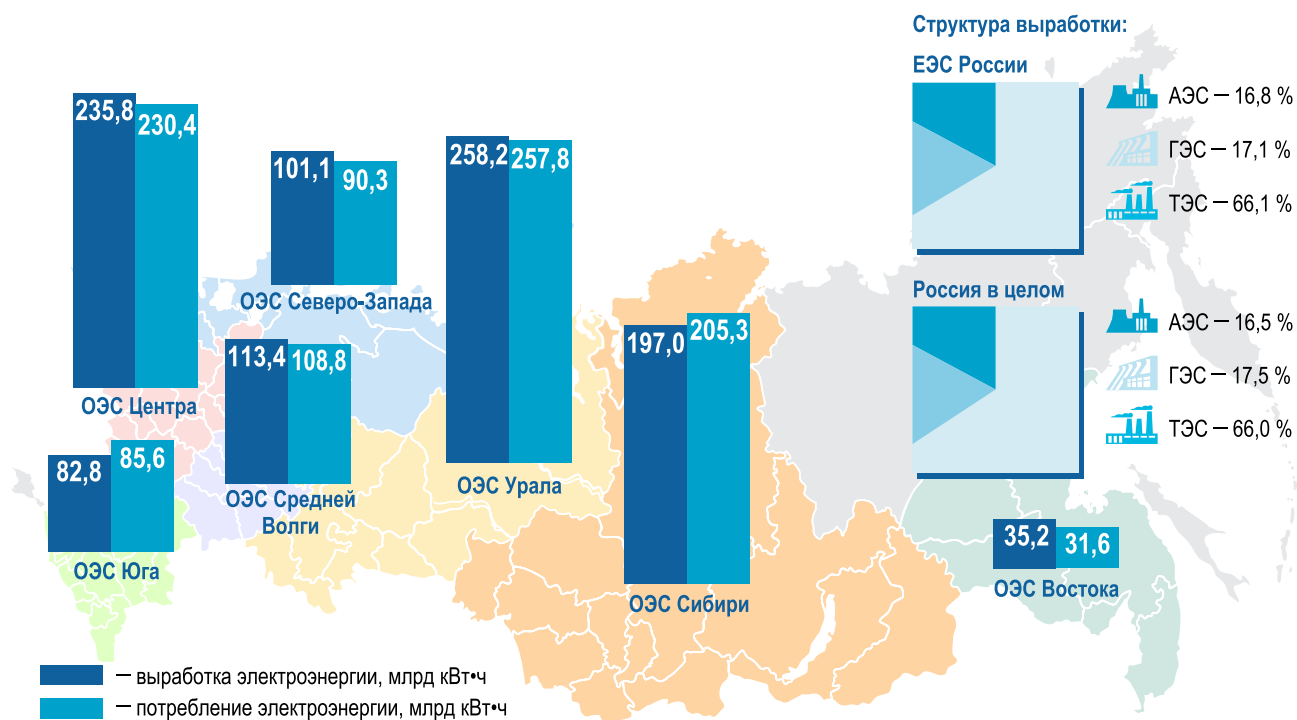


ЕЭС России:

- выработка электроэнергии за 2013 год — 1 023,5 млрд кВт•ч
- суммарное потребление электроэнергии за 2013 год — 1 009,8 млрд кВт•ч

Россия в целом:

- выработка электроэнергии за 2013 год — 1 045,0 млрд кВт•ч
- суммарное потребление электроэнергии за 2013 год — 1 031,3 млрд кВт•ч



ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА



Процессы непрерывного мониторинга состояния объектов электроэнергетики, оценки и расчета электроэнергетических режимов выполняются с использованием специализированных вычислительных комплексов Системного оператора, однако ответственность за окончательное решение и выдачу диспетчерской команды несет человек.

Действия каждого диспетчера оказывают значительное влияние на состояние ЕЭС России, поэтому надежность ее работы находится в прямой зависимости от квалификации персонала Системного оператора.

Диспетчер – специалист, обладающий огромным объемом базовых знаний и оперативной информации, обязанный в кратчайшие сроки оценить ситуацию и, на основании полученных данных, принять единственно правильное решение. Для выполнения этой работы необходимо обладать тремя качествами. Первое – аналитические способности для быстрой и точной оценки сложившейся ситуации, понимания произошедшего и оценки возможных последствий. Второе – умение постоянно держать в голове значительный объем инструкций и нормативов, мгновенно выбрать из них подходящие к конкретной ситуации. Третье – способность сосредоточиться и выполнять работу в критической ситуации.

Все специалисты технологических служб кроме глубоких знаний в области физики, теоретических основ электротехники, электродинамики, управления крупными энергосистемами и навыков выполнения больших объемов расчетных работ в условиях ограниченного времени должны обладать самой высокой в отрасли компетенцией в вопросах своей профессиональной сферы, среди которых расчет и анализ режимов работы энергетических систем, функционирование генерирующих и сетевых объектов, релейная защита и противоаварийная автоматика, прогнозирование производства и потребления электроэнергии, гидроэнергетические режимы, информационные технологии, функционирование электроэнергетических рынков. При этом они обязаны постоянно актуализировать свои знания, анализировать и учитывать в работе передовой научный и практический опыт.

Для поддержания этих способностей на должном уровне сотрудники Системного оператора периодически проходят подготовку в учебных центрах. К примеру, регулярная подготовка диспетчеров в текущем режиме включает в себя участие в учебных противоаварийных и противопожарных тренировках, решение теоретических и практических режимных задач с применением различных типов тренажеров, инструктажи по вопросам соблюдения правил технической эксплуатации, производственных и должностных инструкций, тестирование по всем этим направлениям, участие в разработке программ противоаварийных тренировок для оперативного персонала энергообъектов и нижестоящих диспетчерских центров. Не реже одного раза в два месяца диспетчеры проходят техническую учебу — лекции и семинары по различным вопросам функционирования энергосистемы. Контрольные тренировки, предназначенные для оценки готовности диспетчерского персонала к ликвидации технологических нарушений, проводятся каждые три месяца.

Не реже одного раза в два года диспетчеры проходят стажировки на энергообъектах, один раз в три года предусмотрены плановые курсы повышения квалификации.

Одной из форм поддержания квалификации и оценки уровня профессиональной подготовки персонала Системного оператора являются региональные, всероссийские и международные соревнования профессионального мастерства диспетчеров, каждые из которых устраиваются один раз в три года.

Тренировки и обучение проводятся на базе связанных между собой тренажерных центров, расположенных в Пунктах тренажерной подготовки в каждом РДУ, Центрах тренажерной подготовки в каждом ОДУ и главном диспетчерском центре. Учебные центры максимально воссоздают условия рабочего места диспетчера.

Сеть учебных центров, оснащенная мощным многофункциональным программно-аппаратным комплексом и дающая возможность осуществлять подготовку высококвалифицированных специалистов, также играет роль резервной системы управления ЕЭС.

В связи с особым характером работы, высоким уровнем ответственности и полномочий при управлении режимами работы крупных электроэнергетических объектов, около 900 сотрудников Системного оператора, выполняющих функции диспетчеров и организующих их работу, обязаны не только постоянно подтверждать свою квалификацию в процессе тренировок, но и регулярно проходить аттестацию в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору). Допуск к работе осуществляется только после успешного прохождения аттестации.



Международная противоаварийная тренировка с участием организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике России, Беларуси, Литвы, Латвии и Эстонии, 2014 год

ФИЛИАЛЫ

ОЭС Северо-Запада	27.05.12 11:00:00	2919,15	1727,24	196,72	0,00	995
ОЭС Центра	27.05.12 22:00:00	2249,48	1842,42	93,20	47,69	266
ОЭС Юга	27.05.12 22:00:00	1834,73	1130,34	307,36	0,00	397
ОЭС Средней Волги	27.05.12 22:00:00	4495,28	2767,38	1727,90	0,00	0,
ОЭС Урала	27.05.12 21:00:00	2418,96	2038,93	28,99	0,00	351
ОЭС Сибири	27.05.12 19:00:00	4570,80	2553,90	1881,60	0,00	135
ОЭС Востока	27.05.12 14:00:00	284,70	284,70	0,00	0,00	0,
		101,13	78,73	36,00	0,00	66



Объединенная энергетическая система Востока

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока»

Генеральный директор — Другов Сергей Геннадьевич

Заместитель генерального директора — Козуб Владимир Львович

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Кузнецова Наталья Юрьевна



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Амурского — энергосистемы Амурской области и южной части Республики Саха (Якутия)
- Приморского — энергосистема Приморского края
- Хабаровского — энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 2 060
- в каждом РДУ — от 2 060 до 2 195



Установленная мощность электростанций: 9 061,0 МВт

Доля в ЕЭС России: 4,0 %



Выработка электроэнергии: 35,2 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 3,4 %



Потребление электроэнергии: 31,6 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 3,1 %



Количество электростанций 5 МВт и выше: 19

Доля в ЕЭС России: 2,8 %



Количество электрических подстанций 110–500 кВ: 412

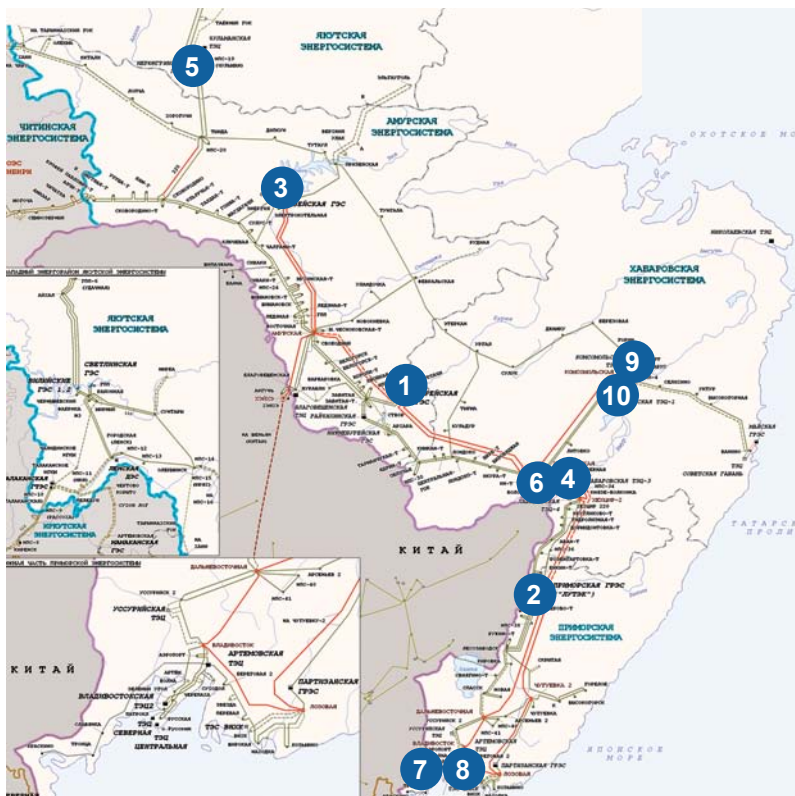
Доля в ЕЭС России: 3,6 %



Количество ЛЭП 110–500 кВ: 481

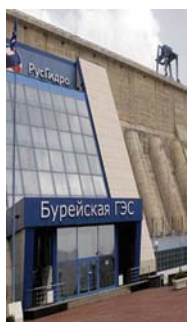
Доля в ЕЭС России: 3,7 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 24,9 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «РАО ЭС Востока»
- ОАО «РусГидро»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока
- ОАО «ДРСК»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Бурейская ГЭС (2 010 МВт, ОАО «РусГидро»)
2. Приморская ГРЭС (1 467 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
3. Зейская ГЭС (1 330 МВт, ОАО «РусГидро»)
4. Хабаровская ТЭЦ-3 (720 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
5. Нерюнгринская ГРЭС (570 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
7. Владивостокская ТЭЦ-2 (497 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
6. Хабаровская ТЭЦ-1 (435 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
8. Артемовская ТЭЦ (400 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
9. Комсомольская ТЭЦ-3 (360 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)
10. Амурская ТЭЦ-1 (285 МВт, ОАО «РАО ЭС Востока»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Амурская, Чугуевка-2, Хабаровская, Комсомольская, Хехцир-2, Лозовая, Дальневосточная, Владивосток
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, 2, Амурская – Хэйхэ, Амурская – Бурейская ГЭС, Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1, 2, Хабаровская – Хехцир-2, Хабаровская – Комсомольская, Владивосток – Лозовая, Лозовая – Чугуевка-2, Приморская ГРЭС – Дальневосточная



Перспективные объекты генерации

ОАО «РусГидро»:

- Нижне-Бурейская ГЭС (4 ГА по 80 МВт)
- Совгаванская ТЭЦ (блоки № 1, 2 по 60 МВт) ОАО «РАО ЭС Востока»:
- ГТУ-ТЭЦ на площадке центральной пароводяной бойлерной (блоки № 1, 2, 3 по 46,5 МВт)
- Благовещенская ТЭЦ (блок № 4, 110 МВт)

Перспективные электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 220 кВ НПС-15, Тамбовка (Журавли)
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах – Томмот – Майя, Призейская – Эльгауголь, НПС-14 – НПС-15 – НПС-16, Комсомольская – Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селехино, Благовещенская – Тамбовка (Журавли) – Варваровка, Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная

Структура выработки

- ГЭС — 13 444,5 млн кВт·ч (38,2 %)
- ТЭС — 21 788,8 млн кВт·ч (61,8 %)

Структура расхода топлива

- Газ — 4 798,0 млн м³ (40,8 %)
- Уголь — 15 750,6 тыс. т (57,9 %)
- Мазут — 122,6 тыс. т (1,3 %)



Объединенная энергетическая система Сибири

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири»

Генеральный директор — Хлебов Алексей Васильевич

Заместитель генерального директора — Шломов Михаил Валентинович

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Денисенко Александр Витальевич



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Алтайского — энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай
- Бурятского — энергосистема Республики Бурятия
- Забайкальского — энергосистема Забайкальского края
- Иркутского — энергосистема Иркутской области
- Красноярского — энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва
- Новосибирского — энергосистема Новосибирской области
- Омского — энергосистема Омской области
- Томского — энергосистема Томской области
- Хакаского — энергосистема Республики Хакасия
- Кузбасского — энергосистема Кемеровской области

Количество объектов диспетчеризации:

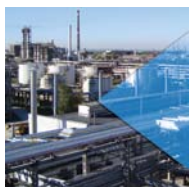
- в ОДУ — 3 781
- в каждом РДУ — от 1 443 до 5 377



Установленная мощность электростанций: 49 241,7 МВт
Доля в ЕЭС России: 21,7 %



Выработка электроэнергии: 197,0 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 19,2 %



Потребление электроэнергии: 205,3 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 20,3 %



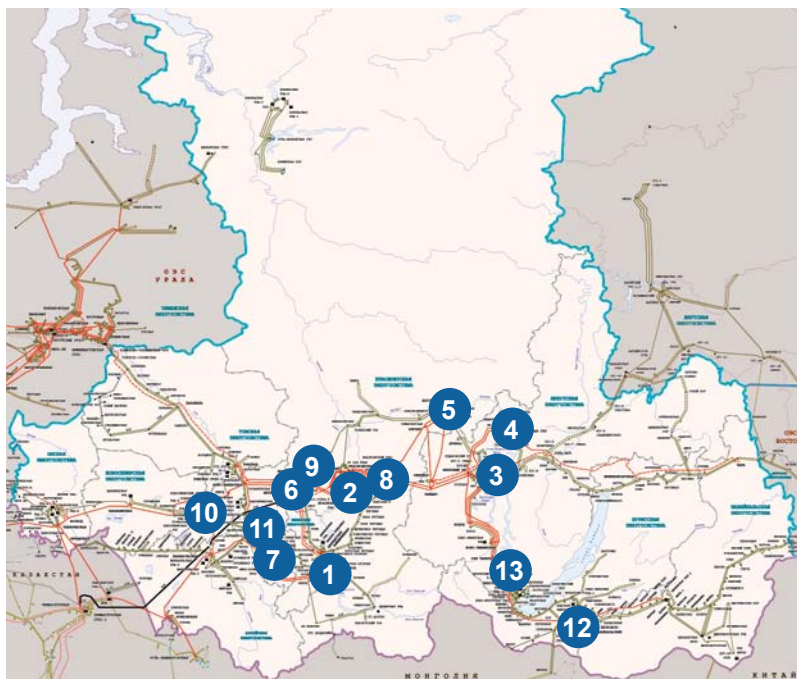
Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 96
Доля в ЕЭС России: 14,0 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 1 942
Доля в ЕЭС России: 17,1 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–1 150 кВ: 2 236
Доля в ЕЭС России: 17,3 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 93 372 км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»
- ОАО «Э.ОН Россия»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ТГК-11»
- ООО «Сибирская генерирующая компания»
- ОАО «ТГК-14»
- ОАО «СИБЭКО»
- ОАО «Иркутскэнерго»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири
- ДЗО ОАО «Россети» ОАО «МРСК Сибири»
- ОАО «Иркутская электросетевая компания»
- ОАО «РЭС» (Новосибирск)
- ОАО «Богучанская ГЭС»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Саяно-Шушенская ГЭС (6 400 МВт, ОАО «РусГидро»)
2. Красноярская ГЭС (6 000 МВт, ОАО «Красноярская ГЭС»)
3. Братская ГЭС (4 500 МВт, ОАО «Иркутскэнерго»)
4. Усть-Илимская ГЭС (3 840 МВт, ОАО «Иркутскэнерго»)
5. Богучанская ГЭС (2 997 МВт, ОАО «Богучанская ГЭС»)
6. Березовская ГРЭС (1 600 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
7. Томь-Усинская ГРЭС (1 272 МВт, ОАО «Сибирская генерирующая компания»)
8. Красноярская ГРЭС-2 (1 250 МВт, ОАО «ОГК-2»)
9. Назаровская ГРЭС (1 243 МВт, ОАО «Назаровская ГРЭС»)
10. Новосибирская ТЭЦ-5 (1 200 МВт, ОАО «СИБЭКО»)
11. Беловская ГРЭС (1 200 МВт, ОАО «Сибирская генерирующая компания»)
12. Гусиноозерская ГРЭС (1 130 МВт, ОАО «ИнтерРАО – Электрогенерация»)
13. Иркутская ТЭЦ-10 (1 100 МВт, ОАО «Иркутскэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 1150 кВ Итатская, Алтай
- ПС 500 кВ Таврическая, Новокузнецкая, Красноярская, Камала-1
- ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская, Алтай – Экибастузская, Итатская – Томская, Барнаулская – Рубцовская
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая № 1, 2

ОАО «Иркутская электросетевая компания»:

- ПС 500 кВ Братский ПП, Иркутская, Озерная
- ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская



Перспективные объекты генерации

- Березовская ГРЭС (блок № 3, 800 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
- Кузнецкая ТЭЦ (блоки № 14, 15 по 140 МВт, ОАО «Сибирская генерирующая компания»)

Перспективные электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Енисей, Восход, Усть-Кут, Нижнеангарская
- ВЛ 500 кВ Витязь – Восход, Итатская – Абаканская № 2, Богучанская ГЭС – Озерная, Усть-Кут – Нижнеангарская
- Перевод ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим на номинальное напряжение 500 кВ с заходом на ПС 500 кВ Усть-Кут

КГУ «ДКР НП»:

- ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная

Структура выработки

-  ГЭС — 94 726,9 млн кВт·ч (48,1 %)
-  ТЭС — 102 292,9 млн кВт·ч (51,9 %)

Структура расхода топлива

-  Газ — 3 715,2 млн м³ (8,2 %)
-  Уголь — 64 502,6 тыс. т (91,3 %)
-  Мазут — 148,5 тыс. т (0,5 %)



Объединенная энергетическая система Урала

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала»

Генеральный директор — Павлов Владимир Иванович

Заместитель генерального директора — Измайлов Руслан Кимович

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Филинков Александр Николаевич



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Башкирского — энергосистема Республики Башкортостан
- Кировского — энергосистема Кировской области
- Оренбургского — энергосистема Оренбургской области
- Пермского — энергосистема Пермского края
- Свердловского — энергосистема Свердловской и Курганской областей
- Тюменского — энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов
- Удмуртского — энергосистема Республики Удмуртия
- Челябинского — энергосистема Челябинской области

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 4 557
- в каждом РДУ — от 1 516 до 9 476



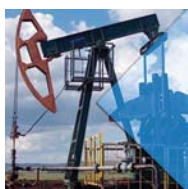
Установленная мощность электростанций: 47 587,5 МВт

Доля в ЕЭС России: 21,0 %



Выработка электроэнергии: 258,2 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 25,2 %



Потребление электроэнергии: 257,8 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 25,5 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 158

Доля в ЕЭС России: 23,0 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 3 315

Доля в ЕЭС России: 29,2 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 3 046

Доля в ЕЭС России: 23,6 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 117,7 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»
- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «Энел Россия»
- ОАО «Э.ОН Россия»
- ОАО «Фортум»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ТГК-5»
- ОАО «ТГК-9»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ООО «Башкирская генерирующая компания»
- Филиалы ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Западной Сибири, МЭС Урала
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Волги», ОАО «МРСК Центра и Приволжья», ОАО «МРСК Урала», ОАО «Тюменьэнерго»
- ОАО «Башкирская сетевая компания»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Сургутская ГРЭС-2 (5 597,1 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
2. Рефтинская ГРЭС (3 800 МВт, ОАО «Энел Россия»)
3. Сургутская ГРЭС-1 (3 268 МВт, ОАО «ОГК-2»)
4. Ириклинская ГРЭС (2 400 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
5. Пермская ГРЭС (2 400 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
6. Нижневартовская ГРЭС (1 988 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
7. Кармановская ГРЭС (1 806,4 МВт, ОАО «Башкирская генерирующая компания»)
8. Среднеуральская ГРЭС (1 656,5 МВт, ОАО «Энел Россия»)
9. Троицкая ГРЭС (1 574 МВт, ОАО «ОГК-2»)
10. Верхнетагильская ГРЭС (1 497 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
11. Яйвинская ГРЭС (1 024,6 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
12. Воткинская ГЭС (1 020 МВт, ОАО «РусГидро»)
13. Няганская ГРЭС (845,14 МВт, ОАО «Фортум»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Козырево, Магнитогорская, Холмогорская, Белозерная
- ВЛ 500 кВ БАЗ – Тагил, Северная – БАЗ, Южная – Шагол, Няганская ГРЭС – Ильково, Няганская ГРЭС – Луговая, Холмогорская – Тарко-Сале

ОАО «Башкирская генерирующая компания»:

- ПС 500 кВ Буйская
- ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская



Перспективные объекты генерации

- Белоярская АЭС (блок № 4, 880 МВт, ОАО «Концерн «Росэнергоатом»)

ОАО «ОГК-2»:

- Троицкая ГРЭС (блок № 10, 660 МВт)
- Серовская ГРЭС (блоки № 9, 10 по 420 МВт)

ОАО «Фортум»:

- Няганская ГРЭС (блок № 3, 418 МВт)
- Челябинская ГРЭС (блоки № 9, 10 по 247,5 МВт)

ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»:

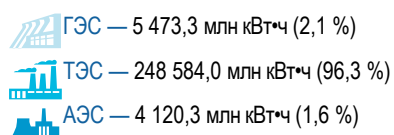
- Пермская ГРЭС (блок № 4, 800 МВт)
- Верхнетагильская ГРЭС (блок № 12, 420 МВт)
- Южно-Уральская ГРЭС-2 (блок № 2, 400 МВт)

Перспективные электросетевые объекты

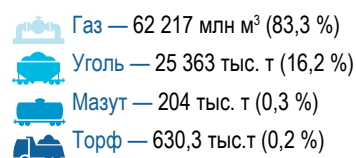
ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Святогор, Преображенская
- ВЛ 500 кВ Витязь – Восход, Красноармейская – Газовая, Курчатовская (Белоярская АЭС-2) – Исеть
- Заходы ВЛ 500 кВ Южная – Шагол в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Курчатовская (Белоярская АЭС-2), Рефтинская ГРЭС – Козырево на ПП 500 кВ Исеть, Троицкая ГРЭС – Шагол в РУ 500 кВ Южноуральской ГРЭС-2 (Аркаимской ГРЭС)

Структура выработки



Структура расхода топлива





Объединенная энергетическая система Средней Волги

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Средней Волги»

Генеральный директор — Громов Олег Александрович

Заместитель генерального директора — Крицкий Виктор Анатольевич

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Гребенников Дмитрий Владимирович



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Нижегородского — энергосистема Нижегородской области, Республик Марий Эл и Чувашии
- Пензенского — энергосистема Пензенской области и Республики Мордовия
- Самарского — энергосистема Самарской и Ульяновской областей
- Саратовского — энергосистема Саратовской области
- Татарстана — энергосистема Республики Татарстан

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 3 133
- в каждом РДУ — от 2 647 до 4 475



Установленная мощность электростанций: 26 209,7 МВт

Доля в ЕЭС России: 11,6 %



Выработка электроэнергии: 113,4 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 11,1 %



Потребление электроэнергии: 108,8 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 10,8 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 59

Доля в ЕЭС России: 8,6 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 984

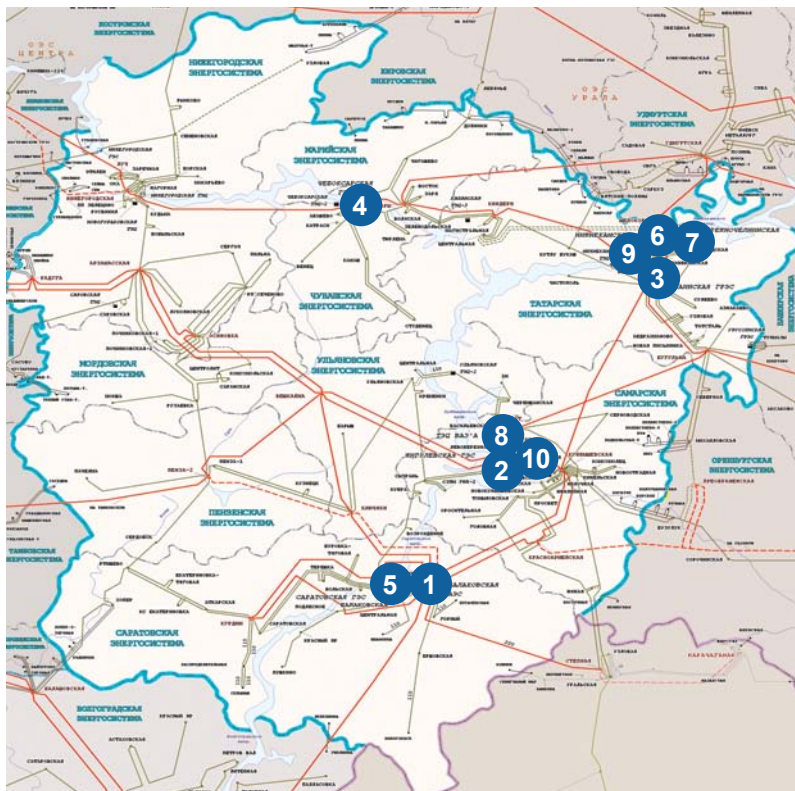
Доля в ЕЭС России: 8,7 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 1 149

Доля в ЕЭС России: 8,9 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 38,8 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ТГК-5»
- ОАО «ТГК-6»
- ОАО «Волжская ТГК»
- ОАО «ТГК-16»
- ОАО «Генерирующая компания»
- ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС»
- ООО «Нижнекамская ТЭЦ»
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»
- ЗАО «Саровская генерирующая компания»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Волги»,
ОАО «МРСК Центра и Приволжья»
- ОАО «Сетевая компания»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Балаковская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Жигулевская ГЭС (2 362,0 МВт, ОАО «РусГидро»)
3. Заинская ГРЭС (2 200 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
4. Чебоксарская ГЭС (1 370 МВт, ОАО «РусГидро»)
5. Саратовская ГЭС (1 369 МВт, ОАО «РусГидро»)
6. Нижнекамская ГЭС (1 205 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
7. Набережночелнинская ТЭЦ (1 180 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
8. ТЭЦ ВАЗа (1 172 МВт, ОАО «ТГК-7 (Волжская ТГК)»)
9. Нижнекамская ТЭЦ-1 (880 МВт, ОАО «ТГК-16»)
10. Тольяттинская ТЭЦ (620 МВт, ОАО «Волжская ТГК»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Арзамасская, Вешкайма, Куйбышевская
- ВЛ 500 кВ схемы выдачи мощности Балаковской АЭС
- ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная, Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная, Чебоксарская ГЭС – Нижегородская, Заинская ГРЭС – Киндери, Помары – Удмуртская

ОАО «Сетевая компания»:

- ПС 500 кВ Киндери, Бугульма, Щёлоков



Перспективные объекты генерации

- Новогорьковская ТЭЦ (блоки № 9, 10 по 165 МВт, ЗАО «КЭС»)
- Казанская ТЭЦ-2 (блок № 10, 230 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)

Перспективные электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская, Красноармейская – Газовая



Структура выработки

- ГЭС — 23 556,8 млн кВт·ч (20,8 %)
- ТЭС — 55 739,9 млн кВт·ч (49,2 %)
- АЭС — 34 083,7 млн кВт·ч (30,1 %)



Структура расхода топлива

- Газ — 24 374,2 млн м³ (98,9 %)
- Уголь — 35,0 тыс. т (0,1 %)
- Мазут — 200,7 тыс. т (1,0 %)



Объединенная энергетическая система Юга

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»

Генеральный директор — Шишкин Сергей Васильевич

Заместитель генерального директора — Афанасьев Вячеслав Валериевич

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Епишев Юрий Анатольевич



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Астраханского — энергосистема Астраханской области
- Волгоградского — энергосистема Волгоградской области
- Дагестанского — энергосистема Республики Дагестан
- Кубанского — энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края
- Ростовского — энергосистемы Ростовской области и Республики Калмыкия
- Северокавказского — энергосистемы республик Ингушетия, Северная Осетия – Алания, Кабардино-Балкарской, Карачаево-Черкесской, Чеченской и Ставропольского края

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 5 731
- в каждом РДУ — от 1 875 до 5 766



Установленная мощность электростанций: 19 302,4 МВт

Доля в ЕЭС России: 8,5 %



Выработка электроэнергии: 82,8 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 8,1 %



Потребление электроэнергии: 85,6 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 8,5 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 104

Доля в ЕЭС России: 15,2 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 1 685

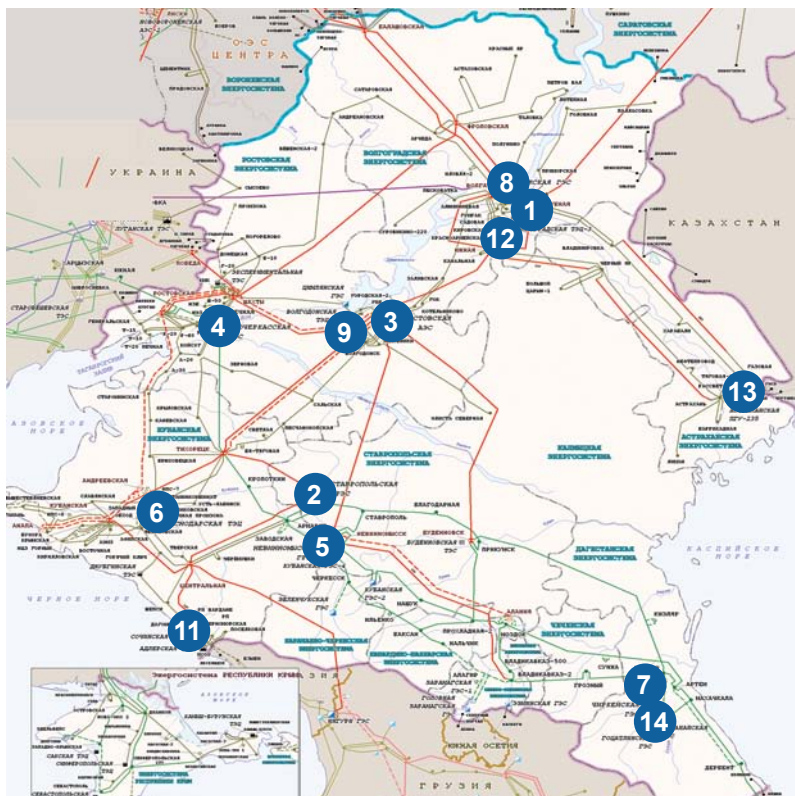
Доля в ЕЭС России: 14,9 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–800 кВ: 1 526

Доля в ЕЭС России: 11,8 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 56,2 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «Энел Россия»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «ЛУКОЙЛ»
- Филиалы ДЗО ОАО «Россети»
 - ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Юга, МЭС Центра
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Юга», ОАО «МРСК Северного Кавказа»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Волжская ГЭС (2 629 МВт, ОАО «РусГидро»)
2. Ставропольская ГРЭС (2 400 МВт, ОАО «ОГК-2»)
3. Ростовская АЭС (2 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
4. Новочеркасская ГРЭС (1 884 МВт, ОАО «ОГК-2»)
5. Невинномысская ГРЭС (1 700,2 МВт, ОАО «Энел Россия»)
6. Краснодарская ТЭЦ (1 120 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)
7. Чиркейская ГЭС (1 000 МВт, ОАО «РусГидро»)
8. Волжская ТЭЦ (541 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»)
9. Волгодонская ТЭЦ-2 (420 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)
10. Астраханская ТЭЦ-2 (380 МВт, ОАО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)
11. Адлерская ТЭС (351 МВт, ОАО «ОГК-2»)
12. Волгоградская ТЭЦ-2 (300 МВт, ОАО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»)
13. Центральная Астраханская котельная (233 МВт, ОАО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»)
14. Ирганайская ГЭС (200 МВт, ОАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Тихорецк, Буденновск, Балашовская, Невинномыск, Шахты
- ВЛ 500 кВ схемы выдачи мощности Ростовской АЭС
- ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, Тихорецк – Кубанская, Кубанская – Центральная



Перспективные объекты генерации

- Ростовская АЭС (блоки № 3, 4 по 1 070 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
- Новочеркасская ГРЭС (блок № 9, 330 МВт, ОАО «ОГК-2»)

Перспективные электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Тамань, Моздок (Алания)
- ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань, Ростовская – Тамань, Ростовская АЭС – Ростовская, Невинномыск – Моздок (Алания), Ростовская АЭС – Тихорецк № 2



Структура выработки

- ГЭС — 22 048,6 млн кВт·ч (26,6 %)
- ТЭС — 43 657,7 млн кВт·ч (52,7 %)
- АЭС — 17 135,7 млн кВт·ч (20,7 %)



Структура расхода топлива

- Газ — 18 417 млн м³ (91,0 %)
- Уголь — 3 437 тыс. т (8,7 %)
- Мазут — 55,7 тыс. т (0,3 %)



Объединенная энергетическая система Центра

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Центра»

Генеральный директор — Сюткин Сергей Борисович

Заместитель генерального директора — Литвинов Владимир Валерьевич

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Алюшенко Игорь Дмитриевич



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Белгородского — энергосистема Белгородской области
- Владимирского — энергосистема Владимирской области
- Вологодского — энергосистема Вологодской области
- Воронежского — энергосистема Воронежской области
- Костромского — энергосистема Костромской и Ивановской областей
- Курского — энергосистемы Курской и Орловской областей
- Липецкого — энергосистема Липецкой и Тамбовской областей
- Московского — энергосистемы Москвы и Московской области
- Рязанского — энергосистема Рязанской области
- Смоленского — энергосистемы Смоленской, Брянской и Калужской областей
- Тверского — энергосистема Тверской области
- Тульского — энергосистема Тульской области
- Ярославского — энергосистема Ярославской области

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 5 336
- в каждом РДУ — от 1 875 до 17 959



Установленная мощность электростанций: 51 681,8 МВт

Доля в ЕЭС России: 22,8 %



Выработка электроэнергии: 235,8 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 23,0 %



Потребление электроэнергии: 230,4 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 22,8 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 146

Доля в ЕЭС России: 21,3 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–750 кВ: 1 907

Доля в ЕЭС России: 16,8 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 3 070

Доля в ЕЭС России: 23,8 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 85 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «Энел Россия»
- ОАО «Э.ОН Россия»
- ОАО «ТГК-2»
- ОАО «Квадра»
- ОАО «ТГК-6»
- ОАО «Мосэнерго»
- Филиалы ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Центра,
МЭС Северо-Запада
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Центра»,
ОАО «МРСК Центра и Приволжья»,
ОАО «МРСК Северо-Запада»,
ОАО «МОЭСК»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Курская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Калининская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
3. Костромская ГРЭС (3 600 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
4. Смоленская АЭС (3 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
5. Рязанская ГРЭС (2 650 МВт, ОАО «ОГК-2»)
6. Конаковская ГРЭС (2 520 МВт, ОАО «Энел Россия»)
7. Каширская ГРЭС (1 910 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
8. Нововоронежская АЭС (1 834 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
9. Шатурская ГРЭС (1 493 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
10. ТЭЦ-26 (1 840,9 МВт), ТЭЦ-21 (1 765 МВт), ТЭЦ-23 (1 420 МВт), ТЭЦ-25 (1 370 МВт) (ОАО «Мосэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 750 кВ Белозерская, Белый Раст, Владимирская, Грибово, Металлургическая, Новобрянская
- ПС 500 кВ Бескудниково, Западная, Очаково, Чагино, Михайловская, Липецкая
- ВЛ 750 кВ схем выдачи мощности Калининской АЭС, Курской АЭС, Смоленской АЭС
- ВЛ 500 кВ схем выдачи мощности Конаковской ГРЭС, Костромской ГРЭС, Рязанской ГРЭС



Перспективные объекты генерации

- Нововоронежская АЭС-2 (блоки № 1, 2 по 1 198,8 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
- Загорская ГАЭС-2 (4 ГА по 210 МВт, ОАО «РусГидро»)
- Черепетская ГРЭС (блоки № 8, 9 по 225 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
- Череповецкая ГРЭС (блок № 4, 420 МВт, ОАО «ОГК-2»)
- ТЭЦ-16 (блок № 8, 420 МВт)
- ТЭЦ-20 (блок № 11, 420 МВт)
- ТЭЦ-12 (блок № 10, 220 МВт)

Перспективные электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Ярцево, Обнинская, Белобережская
- ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская
- ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1, 2, Нововоронежская АЭС-2 – Елецкая, Загорская ГАЭС-2 – Трубино № 2, Нововоронежская АЭС-2 – Старый Оскол № 2, Калужская – Обнинская, Дорохово – Обнинская, Костромская ГРЭС – Нижегородская

Структура выработки

- ГЭС — 3 453,8 млн кВт·ч (1,5 %)
- ТЭС — 144 921,1 млн кВт·ч (61,5 %)
- АЭС — 87 433,0 млн кВт·ч (37,1 %)

Структура расхода топлива

- Газ — 43 456,0 млн м³ (93,1 %)
- Уголь — 5 230,1 тыс. т (6,6 %)
- Мазут — 142,0 тыс. т (0,3 %)



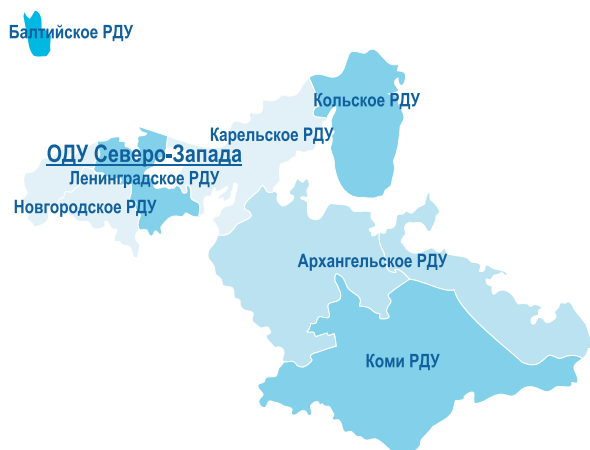
Объединенная энергетическая система Северо-Запада

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северо-Запада»

Генеральный директор — Синянский Василий Иванович

Заместитель генерального директора — Могин Артем Викторович

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Говорун Михаил Николаевич



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Архангельского — энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа
- Балтийского — энергосистема Калининградской области
- Карельского — энергосистема Республики Карелия
- Кольского — Кольская энергосистема (Мурманская область)
- Коми — энергосистема Республики Коми
- Ленинградского — энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области
- Новгородского — энергосистемы Новгородской и Псковской областей

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 3 343
- в каждом РДУ — от 962 до 6 527



Установленная мощность электростанций: 23 386,3 МВт

Доля в ЕЭС России: 10,3 %



Выработка электроэнергии: 101,1 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 9,9 %



Потребление электроэнергии: 90,3 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 8,9 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 104

Доля в ЕЭС России: 15,2 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–750 кВ: 1 095

Доля в ЕЭС России: 9,7 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 1 395

Доля в ЕЭС России: 10,8 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 43,8 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «ТГК-1»
- ОАО «ТГК-2»
- ОАО «ТГК-9»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «Ленэнерго»,
ОАО «МРСК Северо-Запада»,
ОАО «Янтарьэнерго»
- ОАО «Юго-Западная ТЭЦ»
- ОАО «Монди СЛПК»
- ОАО «Архангельский ЦБК»
- ОАО «Котласский ЦБК»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Ленинградская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Киришская ГРЭС (2 595 МВт, ОАО «ОГК-2»)
3. Кольская АЭС (1 760 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
4. Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) (1 207 МВт, ОАО «ТГК-1»)
5. Печорская ГРЭС (1 060 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
6. Северо-Западная ТЭЦ (900 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
7. Калининградская ТЭЦ-2 (875 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
8. Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) (643 МВт, ОАО «ТГК-1»)
9. Каскад Нивских ГЭС (569,5 МВт, ОАО «ТГК-1»)
10. ТЭЦ «Монди СЛПК» (553 МВт, ОАО «Монди СЛПК»)
11. Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14) (524 МВт, ОАО «ТГК-1»)
12. Каскад Серебрянских ГЭС (513,5 МВт, ОАО «ТГК-1»)

Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 750 кВ Ленинградская
- ПС 330 кВ Восточная, Южная, Выборгская, Советск
- ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская, Ленинградская АЭС – Ленинградская
- ЛЭП 330 кВ сечений Северо-Запад – Центр, Кола – Карелия – Ленинград
- ВЛ 330 кВ Советск – Битеная № 1, 2, Советск – Круони ГАЭС
- ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликяля (ЛЛн-2, ЛЛн-3), Выборгская – Кюми (ЛЛн-1)



Перспективные объекты генерации

- Ленинградская АЭС-2 (блоки № 1, 2, 3 по 1 170 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
- Новокотлинская ТЭЦ (блок №2, 110 МВт, ОАО «ГСР-энерго»)
- Центральная ТЭЦ (блоки № 15, 16 по 50 МВт, ОАО «ТГК-1»)

Перспективные электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 330 кВ Василеостровская, Усть-Луга, Парнас, Новодевятино, Ломоносовская, Мурманская
- Вторая цепь транзита 330 кВ Лоухи – РП Путинский – РП Ондский – Петрозаводск – Киришская ГРЭС
- ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская
- Объекты электросетевого хозяйства, предусмотренные схемой выдачи мощности Ленинградской АЭС-2
- КЛ 330 кВ ПС Завод Ильича – Василеостровская – Северная

Структура выработки

- ГЭС — 12 036,3 млн кВт·ч (11,9 %)
- ТЭС — 59 417,9 млн кВт·ч (58,8 %)
- АЭС — 29 622,1 млн кВт·ч (29,3 %)

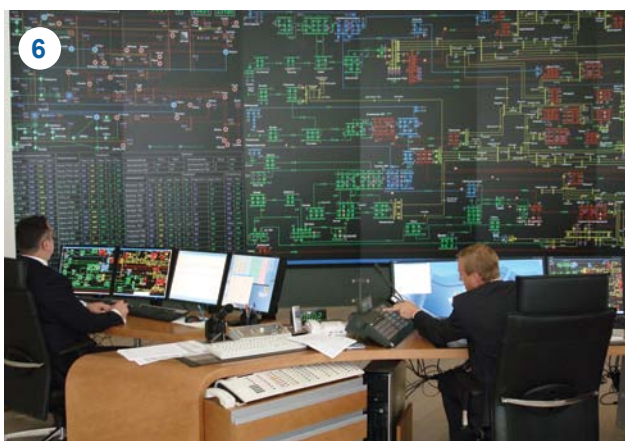
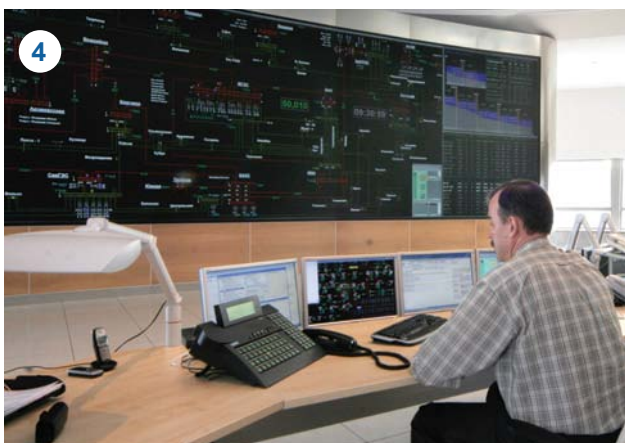
Структура расхода топлива

- Газ — 16 588 млн м³ (88,4 %)
- Уголь — 2 467 тыс. т (8,7 %)
- Мазут — 457 тыс. т (2,9 %)



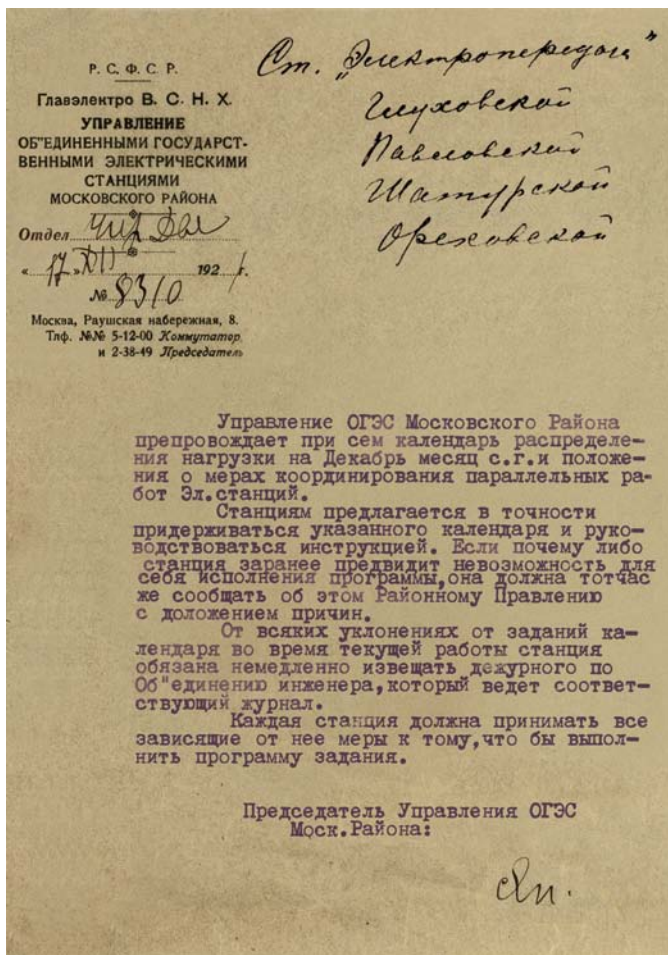
Диспетчерские центры

1. ОДУ Востока
2. ОДУ Сибири
3. ОДУ Урала
4. ОДУ Средней Волги
5. ОДУ Юга
6. ОДУ Центра
7. ОДУ Северо-Запада



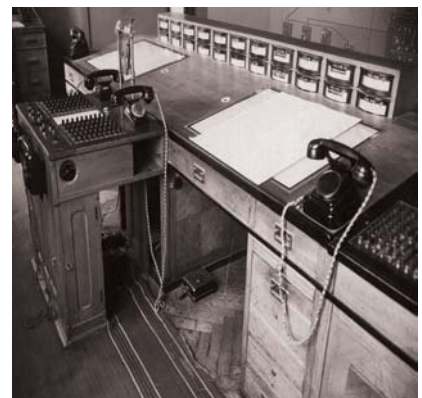
ИСТОРИЯ





1926

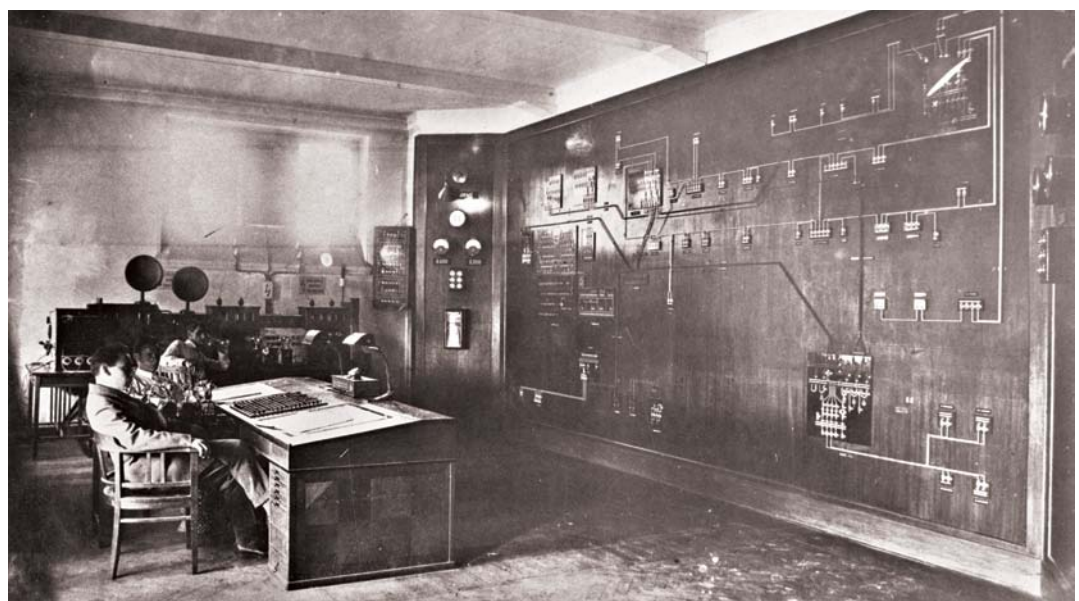
Организована первая в стране диспетчерская служба, осуществляющая управление режимами Московской энергосистемы из диспетчерского пункта, оборудованного диспетчерским щитом с мнемонической схемой энергосистемы и диспетчерской связью с энергообъектами. В том же году создана диспетчерская служба Ленинградской энергосистемы.



1921

Отправная точка в истории развития системы оперативно-диспетчерского управления в стране.

В декабре Управлением объединенных государственных электростанций Московского района введено «Положение о мерах по координированию параллельной работы электрических станций» – документ, ставший основой для создания системы оперативно-диспетчерского управления как технологической структуры электроэнергетики.



1930

Начало создания региональных энергосистем. В 1935 году в стране функционировало 18 энергосистем, управление режимами которых осуществлялось из диспетчерских пунктов. Наиболее крупными из них были Московская, Ленинградская, Днепровская, Донецкая и Уральская энергосистемы.



1940

С сооружением первой межсистемной связи 220 кВ Днепр — Донбасс было сформировано Объединенное диспетчерское управление Южной энергосистемы (ОДУ Юга) с единой диспетчерской службой.

1942

Великая Отечественная война и эвакуация промышленных предприятий на восток ускорили развитие энергетики Урала, который стал основной энергетической базой страны. В 1942 году для оперативного управления Свердловской, Челябинской и Пермской энергосистемами было создано Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала (ОДУ Урала).



1946

Для оперативного управления сформировавшейся Объединенной энергосистемой Центра было создано ОДУ Центра, осуществлявшее руководство параллельной работой Московской, Горьковской, Ивановской и Ярославской энергосистем.

1956

Включение под нагрузку 30 апреля южной цепи строящейся электропередачи 400 кВ Куйбышев — Москва.

Начало формирования Единой энергетической системы Европейской части страны.

1957

В августе в соответствии с постановлением правительства ОДУ Центра было преобразовано в ОДУ ЕЭС Европейской части СССР. ОДУ было наделено функциями оперативно-технического, планового и режимного диспетчерского управления электроэнергетикой европейской части страны и подчинено Союзглавэнерго при Госплане СССР.

1960

Образованы ОДУ Средней Волги и ОДУ Сибири.



1967

ЕЭС вышла за пределы европейской части страны, что привело к необходимости создания Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС СССР.

1978

На параллельную работу с ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири.

Начата параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран – членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). С включением в состав ЕЭС СССР Объединенной энергосистемы Сибири было создано уникальное межгосударственное объединение энергосистем социалистических стран с установленной мощностью около 400 ГВт, охватывающее территорию от Берлина до Улан-Батора.



1987

ЦДУ ЕЭС СССР превратилось в четко действующий оперативно-диспетчерский орган управления, охватывающий десять объединенных энергосистем, которыми управляли Объединенные диспетчерские управления. В составе ЕЭС СССР параллельно работали 88 региональных энергосистем Советского Союза из 102, кроме того, параллельно с ЕЭС работали энергосистемы стран – членов СЭВ: Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии и Чехословакии. Несинхронно с ЕЭС СССР (через вставку постоянного тока) работала энергосистема Финляндии. От сетей ЕЭС СССР осуществлялось также энергоснабжение потребителей ряда других стран Европы и Азии: Норвегии, Турции, Афганистана, Монголии. В таком виде энергосистема работала вплоть до начала 90-х годов – до тех пор, пока в СССР и странах СЭВ не начались процессы реформирования государственного строя.

В 1992 году, после прекращения деятельности Министерства энергетики и электрификации СССР, подчиненные ему предприятия и организации, расположенные на территории Российской Федерации, переданы в ведение Министерства топлива и энергетики Российской Федерации, и ЦДУ ЕЭС СССР переименовано в ЦДУ ЕЭС России.

1993

ЦДУ и ОДУ вошли в структуру Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России».

2002

17 июня произошло объединение диспетчерских служб в единую самостоятельную организационную структуру. Было создано Открытое акционерное общество «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России», в состав которого в течение последующих шести лет вошли ОДУ и диспетчерские службы, выделенные из АО-энерго, в виде объединенных и региональных диспетчерских управлений.

2008

6 февраля ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС России» в связи с качественными изменениями задач и полномочий переименовано в Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы».

К 1 ноября функции оперативно-диспетчерского управления были переданы филиалам Системного оператора на всей территории ЕЭС России. Таким образом, в полном соответствии с требованием законодательства Системный оператор завершил создание единой вертикали оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и принял на себя функции единоличного управления режимами энергосистемы.

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА





Федеральные законы



Постановления Правительства РФ

- № 35-ФЗ от 26.03.2003 «Об электроэнергетике»
- № 36-ФЗ от 26.03.2003 «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»
- № 147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях»
- № 135-ФЗ от 26.07.2006 «О защите конкуренции»
- № 184-ФЗ от 27.12.2002 «О техническом регулировании»
- № 256-ФЗ от 21.07.2011 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»
- Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854)
- Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861)
- Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172)
- Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии (утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442)
- Правила отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (утв. постановлением Правительства РФ от 14.02.2009 № 114);
- Правила определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (утв. постановлением Правительства РФ от 09.11.2009 № 910)
- Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861);
- Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утв. постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823)
- Правила утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций (утв. постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 № 977)
- Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442)
- Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации (утв. постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484)
- Правила расследования причин аварий в электроэнергетике (утв. постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846)
- Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117)
- Правила финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности (утв. постановлением Правительства РФ от 07.12.2005 № 738);
- Правила проведения конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии (утв. постановлением Правительства РФ от 21.04.2010 № 269)
- Правила создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения (утв. постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 86)
- Стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии (утв. постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24)
- Правила осуществления контроля за соблюдением субъектами естественных монополий стандартов раскрытия информации (утв. постановлением Правительства РФ от 28.09.2010 № 764)
- Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и Правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (утв. постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178)
- Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»
- Правила осуществления антимонопольного регулирования и контроля в электроэнергетике (утв. постановлением Правительства РФ от 17.12.2013 № 1164)

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ



Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ)	Автоматическое изменение активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или внешнего перетока в целях обеспечения баланса между генерируемой и потребляемой мощностями в нормальных и аварийных режимах энергетической системы.
Аттестация диспетчерского персонала	Проверка знаний аттестуемого лица, установление наличия у него необходимого профессионального образования и опыта работы в электроэнергетике на основании Единых аттестационных требований к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике.
Балансирующий рынок	Торговля электрической энергией в объемах, соответствующих отклонениям от плановых графиков рынка на сутки вперед, по ценам, определяемым в течение суток поставки путем конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков.
Готовность генерирующего оборудования к несению нагрузки и функционированию в составе энергосистемы	Соответствие генерирующего оборудования электростанции требованиям нормативных документов в электроэнергетике, в том числе установленных правил, стандартов и норм эксплуатации оборудования.
Диспетчер диспетчерского центра	Работник субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, уполномоченный отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.
Диспетчерская команда	Указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчером диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего (смежного) диспетчерского центра или оперативному персоналу.
Диспетчерский график	Формируемые субъектом оперативно-диспетчерского управления при планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки и в течение суток показатели режима работы энергосистемы (в том числе значения нагрузки электростанций, потребления, сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта (импорта), уровней напряжения в контрольных пунктах, объемов резерва первичного, вторичного и третичного регулирования), которые передаются соответствующим субъектам электроэнергетики в части, относящейся к технологическим режимам работы их объектов.
Диспетчерский центр	Совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
Диспетчерское ведение	Организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра).
Диспетчерское управление	Организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра.
Единая энергетическая система России	Электроэнергетическая система, расположенная в пределах территории Российской Федерации, централизованное оперативно-диспетчерское управление которой осуществляется системным оператором.
Качество электрической энергии	Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.
Максимально допустимый переток	Наибольший допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме.
Мощность располагаемая	Установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов.

Мощность рабочая	Максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, определяемая как располагаемая мощность электростанции, сниженная на величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, выведенного в ремонт, консервацию и вынужденный простой.
Мощность установленная (номинальная)	Электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование могут работать длительное время при номинальных параметрах и (или) нормальных условиях.
Надежность электроэнергетической системы	Способность электроэнергетической системы выполнять свои функции по производству, передаче, распределению электрической энергии (мощности) и электроснабжению потребителей в допустимых пределах показателей качества электрической энергии и восстанавливать указанные функции после их нарушения.
Нормативные значения запасов топлива тепловой электростанции	Утверждаемые Минэнерго России (органом государственной власти субъекта Российской Федерации) величины запасов топлива, подлежащие созданию и поддержанию в процессе эксплуатации ТЭС.
Нормированное первичное регулирование частоты	первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования и с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты
Общее первичное регулирование частоты	Первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты.
Объединенное диспетчерское управление	Диспетчерский центр Системного оператора Единой энергетической системы второго иерархического уровня в организационно-правовой форме филиала, осуществляющий управление режимами работы на части территории ЕЭС России и управляющий деятельностью диспетчерских центров третьего уровня (РДУ).
Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике	Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включенных данным субъектом в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления
Оперативный информационный комплекс	Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для получения данных о текущем режиме, хранения справочной информации, краткосрочного планирования режимов энергетической системы (единой, объединенной, региональной), обработки, архивирования поступающей информации и выдачи оперативному персоналу справочной информации, всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации, а также ретроспективно.
Операционная зона	Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.
Оптовый рынок электрической энергии (мощности)	Сфера обращения особого товара – электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии (потребителей, сбытовых компаний, перепродавцов и др.), получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом Правительством Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации.
Противоаварийная автоматика	Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.
Региональное диспетчерское управление (РДУ)	Диспетчерский центр Системного оператора Единой энергетической системы в организационно-правовой форме филиала, осуществляющий управление электроэнергетическими режимами на части территории ЕЭС России под руководством вышестоящих диспетчерских центров Системного оператора Единой энергетической системы.
Режим энергосистемы	Совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Режимная автоматика	Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).
Резерв активной мощности энергосистемы полный	Разность между располагаемой мощностью электростанций энергосистемы и ее суммарной нагрузкой при нормальных показателях качества электроэнергии с учетом сальдо перетоков. Полный резерв мощности является суммой оперативного, ремонтного, резерва на модернизацию оборудования и стратегического резерва мощности.
Релейная защита	Совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и (или) нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов с целью отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов.
Розничный рынок электроэнергии	Сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии, по правилам которого реализуется электроэнергия, приобретаемая на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), а также электроэнергия, произведенная генерирующими компаниями, работающими на розничном рынке.
Рынок на сутки вперед	Торговля электрической энергией в объемах и ценах, определяемых за сутки до начала поставки путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков.
Сеть электрическая	Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.
Системные ограничения	Ограничения на режим данного оборудования, линии электропередачи, сечения электрической сети, определяемые условиями надежности режима энергосистемы, допустимостью режима другого оборудования, линий электропередачи и сечений электрической сети.
Технологическое присоединение	Присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям сетевой организации.
Устойчивость энергосистемы динамическая	Способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных нарушений режима без перехода в асинхронный режим. Примечание: под значительным понимается такое нарушение режима, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров.
Устойчивость энергосистемы статическая	Способность электроэнергетической системы сохранять синхронную работу электрических станций после различного рода возмущений.
Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности	Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для автоматического вторичного (а иногда и третичного) регулирования частоты и перетоков активной мощности в области регулирования либо ограничения путем дистанционного управления активной мощностью группы автоматизированных электростанций (энергоблоков), состоящий из центрального регулятора, системы телеуправления и терминалов автоматики регулирования частоты и активной мощности на электростанциях.
Эксплуатационное состояние оборудования	Состояние оборудования: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации.
Электроэнергетическая система (энергосистема)	Совокупность объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общностью режима работы в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
Электроэнергетическая система (энергосистема)	Совокупность объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общностью режима работы в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
Энергопринимающая установка (энергопринимающее устройство)	Находящиеся у потребителя электрической энергии установка, устройство, аппарат, агрегат, механизм или иное оборудование либо их комплекс, предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии для ее использования (потребления) и имеющие между собой электрические связи.

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ



Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

109074, г. Москва, Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3
Телефон: +7 (495) 627-83-55 Факс: +7 (495) 627-95-15
secr@so-ups.ru
<http://www.so-ups.ru>

ОДУ Востока

680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Муравьева-Амурского, д. 38
Телефон: +7 (4212) 39-93-15
odu@oduv.so-ups.ru

ОДУ Сибири

650991, Кемеровская обл., г. Кемерово, ул. Кузбасская, д. 29
Телефон: +7 (3842) 36-79-08
adm@osib.so-ups.ru

ОДУ Урала

620000, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Толмачева, д. 6
Телефон: +7 (343) 359-23-15
secr@ural.so-ups.ru

ОДУ Средней Волги

443100, Самарская обл., г. Самара, ул. Полевая, д. 5
Телефон: +7 (846) 337-30-00
odusv@odusv.so-ups.ru

ОДУ Юга

357506, Ставропольский край, г. Пятигорск, ул. Подстанционная, д. 26
Телефон: +7 (8793) 34-82-15
odu@yug.so-ups.ru

ОДУ Центра

129626, г. Москва, ул. Староалексеевская, д. 9
Телефон: +7 (495) 685-84-42
secr@oducentr.so-ups.ru

ОДУ Северо-Запада

194223, г. Санкт-Петербург, пр. Тореза, д. 31
Телефон: +7 (812) 595-83-15
sekr@odusz.so-ups.ru

НАГРАДА «ЗА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ВКЛАД В ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В ЕЭС РОССИИ»



Первая и единственная в электроэнергетической отрасли награда, отмечающая заслуги предприятий, организаций и отдельных профессионалов в деле обеспечения надежности работы Единой энергосистемы России.

Награда учреждена в 2013 году Системным оператором Единой энергетической системы – государственной компанией, осуществляющей управление электроэнергетическим режимом и обеспечивающей соблюдение параметров надежности функционирования ЕЭС России.

ЕЭС России – сложный технологический комплекс, стабильность работы которого является залогом надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей. Достижение высокого уровня системной надежности невозможно без активного участия субъектов отрасли – генерирующих и электросетевых компаний, научно-исследовательских институтов, проектных и инженеринговых организаций.

Ежегодное вручение почетного знака награды приурочено к 17 декабря – дню основания оперативно-диспетчерского управления в отечественной электроэнергетике.

