

## Лекция №1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЭС

За годы советской власти на территории бывшего СССР была создана Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) СССР — крупнейшее в мире централизованно управляемое энергообъединение (ЭО). Это ЭО характеризовалось высокой степенью научно-технической и экономической интеграции, обусловившей высокие уровни надежности и экономичности его функционирования.

Происшедшее в 1991 г. разрушение политических основ сказалось на ее функционировании. Новая политическая структура государственных образований на территории бывшего СССР вызвала изменение экономических взаимоотношений между образовавшимися суверенными государствами, что повлекло за собой изменения в структуре функционирования основного электроэнергетического объекта:

- изменилась структура верхних органов диспетчерского управления (ДУ)

- центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР (бывший высший орган ДУ ЕЭС СССР) было преобразовано в ЦДУ ЕЭС России (сейчас СО ЕЭС России);

- ЦДУ ЕЭС России как равное взаимодействует с высшими органами ДУ других суверенных государств и энергообъединений нескольких суверенных государств (Украины, Белоруссии, Молдавии, Казахстана, Прибалтики, Закавказья).

На базе шести параллельно работающих объединённых энергосистем (ОЭС) России (Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала и Сибири) образовалась ЮС России, высшим органом ДУ которой стала ЦДУ ЕЭС России.

Таким образом, в границах бывшей ЕЭС СССР функционирует объединение энергетических систем, включающее: ЕЭС России, ОЭС Белоруссии, Казахстана, Украины; электроэнергетическую систему (ЭЭС) Молдавии; ОЭС Прибалтики (объединяющая ЭЭС Латвии, Литвы и Эстонии), ОЭС Закавказья (объединяющая ЭЭС Азербайджана, Армении, Грузии).

Кроме того, на территории бывшего СССР работает ОЭС Средней Азии, объединяющая ЭЭС Киргизии, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана.

В России функционируют 73 районных ЭЭС, из них 66 в составе ЕЭС России. В составе ОЭС Востока параллельно работают три ЭЭС: Амурская, Хабаровская и Дальневосточная. Остальные четыре ЭЭС на востоке России работают изолированно.

Режимы работы ЕЭС России осложнены тем, что ряд ОЭС и ЭЭС Российской Федерации (объединенные между собой линиями

электропередачи (ЛЭП) ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги и Урала), связаны с основной частью ЕЭС через сети ОЭС и ЭЭС, не входящих в ЕЭС России. Так, например, ОЭС Сибири связана с ОЭС Урала через сети 500 кВ ОЭС Казахстана. ОЭС Северного Кавказа кроме связей с ОЭС Центра имеет связи с ОЭС Украины, ЭЭС Калининграда с ОЭС Северо-Запада через сети Литовской ЭЭС.

Через вставку постоянного тока ЕЭС России связана с ЭЭС Финляндии, входящей в объединение ЭЭС северных стран Европы (NORDEL). Производство электроэнергии в ЕЭС России осуществляется тепловыми электростанциями (ТЭС) на органическом топливе — конденсационными электростанциями (КЭС, иногда их называют государственными районными электростанциями— ГРЭС) теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), атомными электростанциями (АЭС), гидроэлектростанциями (ГЭС) и гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС).

Таблица 1.1  
Структура топливоснабжения ГЭС России\*

Вид топлива	Доля общего расхода топлива, %			
	1980 г	1985 г	1994 г	1997 г
Газ	23,6	40,0	62,8	61,5
Мазут	35,7	26,1	11,0	9,3
Твердое топливо (уголь, торф, сланцы)	40,7	33,9	26,2	29,2

\*В 1980 и 1985 гг указаны данные по ЕЭС бывшего СССР.

Суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России составляет около 200 ГВт. На долю ТЭС здесь приходится более 68 % (46 % доля КЭС и 22 % — ТЭЦ), на долю АЭС — более 11 % и на долю ГЭС (включая ГАЭС) около 21 %. Структура генерирующих мощностей ЕЭС в течение последнего десятилетия изменялась в основном за счет повышения доли АЭС. Структура топливоснабжения ТЭС характеризуется данными табл. 1.1. Из этих данных видно, что происходит существенное увеличение доли газа, потребляемого электростанциями, и снижение доли мазута и угля. Основным генерирующим оборудованием на ГЭС России являются конденсационные энергоблоки мощностью от 150 до 800 МВт. Максимальная мощность энергоблока ТЭС составляет 1200, АЭС — 1000, ГЭС — 640 МВт. К концу 1997 г. эксплуатировалось 7 блоков мощностью по 500 МВт, 14 блоков мощностью по 800 МВт, 1 блок мощностью 1200 МВт. Единая энергосистема России характеризуется высокой

концентрацией мощностей на электростанциях. Более 65 % установленной мощности ЕЭС России составляют крупные электростанции мощностью более 1 ГВт (к концу 1997 г. 35 ТЭС, 7 АЭС и 12 ГЭС). Мощность наиболее крупной ТЭС (Сургутской ГРЭС-2) достигла 4,8 ГВт, наиболее крупных АЭС (Балаковской, Калининской, Ленинградской) — 4, наиболее крупной ГЭС (Саяно-Шушенской) — 6,4 ГВт. Системообразующая электрическая сеть ЕЭС сформирована электропередачами (ЭП) напряжением 220, 330, 500 и 750 кВ. Введены в эксплуатацию ЭП переменного тока напряжением 1150 кВ Экибастуз—Кокчетав—Барнаул.

Электропередачи напряжением 330 кВ получили распространение в западной части ЕЭС, сети напряжением 500 кВ — в центре и на востоке страны. Сеть напряжением 750 кВ в европейской части страны служит для выдачи мощности крупных АЭС и усиления связей между ОЭС.

Пропускная способность электропередачи по «сечениям» на границах между ОЭС находится в пределах 1—3,5 ГВт. Протяженность электрических сетей ЕЭС России напряжением 220 кВ и выше без сетей постоянного тока к кошу 1997 г. составила более 150 тыс. км, в том числе по напряжениям:

Напряжение, кВ	220	330	400	500	750	1150
Суммарная протяженность линий в РФ, км	101295	9534	83	36433	2810	507

Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС осуществляется с помощью четырехуровневой (ЕЭС, ОЭС, ЭЭС, отдельные объекты — электростанции, подстанции, районы электрических сетей) АСДУ.

Объединение энергосистем на территории бывшего СССР является одним из крупнейших ЭО мира, уступающим по мощности лишь двум энергообъединениям — ЭО северо-восточных штатов США с юго-восточной частью Канады и Западно-Европейскому ЭО (UCPTE).

Энергетические объекты оказывают существенное негативное влияние на окружающую среду и человека. Наиболее серьезные экологические воздействия среди объектов ЕЭС и остальных систем централизованного и децентрализованного электроснабжения оказывают угольные ТЭС, главным образом из-за выбросов золы, оксидов серы и оксидов азота, вследствие недостаточно эффективных технологий подготовки и сжигания угля, с одной стороны, и очистки от вредных выбросов отходящих газов, с другой стороны. Сжигание на ТЭС мазута (особенно высокосернистого) приводит к выбросам оксидов серы и азота.

Тепловые электростанции, использующие природный газ, загрязняют атмосферу практически только оксидами азота.

## *Эффективность ЕЭС*

Создание и расширение ЕЭС обеспечивает повышение надежности и качества электроснабжения потребителей при одновременном повышении его экономичности. Повышение надежности и качества электроснабжения достигается в основном за счет расширения возможностей взаимопомощи отдельных районов системы при нарушении в них баланса между производством и потреблением электроэнергии, вызываемом различными причинами, включая аварии.

Повышение экономичности электроснабжения достигается за счет:

- уменьшения совмещенного максимума электрической нагрузки вследствие разновременности наступления максимума в ЭЭС, размещенных в разных часовых поясах;
- использования более дешевых энергоресурсов;
- повышения единичной мощности и как следствие экономичности отдельных генерирующих агрегатов, трансформаторов, электростанций;
- увеличения пропускной способности ЛЭП;
- повышения экономичности ТЭС за счет снижения расхода топлива на производство электроэнергии;
- сокращения численности эксплуатационного персонала и др.

## *Режимы работы ЕЭС*

Управление режимами работы ЕЭС направлено на обеспечение надежного электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества при минимальных затратах.

Доля генерирующего оборудования, требующего замены и модернизации, со временем увеличивается. Старение оборудования является одной из основных причин, приведших к повышению в 90-х годах удельного расхода топлива на производство электроэнергии на ТЭС. Недостаточная маневренность генерирующего оборудования делает чрезвычайно острой проблему регулирования режима в период минимальных нагрузок.

Отставание в развитии электрических сетей и слабое оснащение их средствами компенсации реактивной мощности приводит не только к ухудшению качества электроэнергии по напряжению, но и к большим потерям электроэнергии в электрических сетях. Удельная обеспеченность устройствами компенсации реактивной мощности в электрических сетях ЕЭС в начале 90-х годов составляла 0,3 кВАр на 1 кВт максимума нагрузки, что в 2,0—2,5 раза ниже оптимального значения, характерного для ЭЭС развитых капиталистических стран.

Ситуация ухудшается слабым использованием имеющихся средств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой (РПН). В ряде ЭЭС (например, Мосэнерго) практически все автотрансформаторы с высшими уровнями напряжения 220 кВ оснащены устройствами РПН, и

они успешно эксплуатируются. Однако в целом по ЕЭС России ежедневно используется лишь часть имеющихся устройств, а другая их часть не может эксплуатироваться из-за технических неисправностей.

Слабость межсистемных связей в ЕЭС определяется ее территориальной распределенностью и рассредоточенностью электростанций. Структура ЕЭС и схема связей высших напряжений между параллельно работающими ОЭС РФ, а также ЭЭС и ОЭС стран ближнего зарубежья приведена на рис. 1.1, где указано число межсистемных ЛЭП разных уровней напряжения. Как видно из рис. 1.1, большинство связей между параллельно работающими ОЭС являются относительно слабыми.

Как правило, ограничения в использовании связей между ОЭС и большинства наиболее важных связей внутри ОЭС определяются условиями статической устойчивости; для ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности крупными электростанциями, а также для ряда транзитных связей определяющими могут быть требования динамической устойчивости.

В ряде случаев предельные перетоки активной мощности по ЭП напряжением 110—330 кВ ограничиваются термически допустимыми нагрузками ЭП и уровнями напряжения в узлах сети.

Необходимость более полного использования преимуществ параллельной работы ЭЭС в ЕЭС обуславливает работу многих основных электрических связей в режимах, при которых устойчивость даже при сравнительно легких аварийных нарушениях обеспечивается только при успешном действии противоаварийной автоматики (ПА). В особо напряженных режимах, обуславливаемых обычно угрозой ограничения потребителей, допускается работа со сниженными запасами устойчивости.

В подобных вынужденных режимах действие ПА в ряде случаев может оказаться недостаточно эффективным для обеспечения устойчивости при расчетных аварийных нарушениях.

