



Некоммерческое партнерство
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической
системы»**



Основана в 1724 году

*Российская академия наук
Научный совет по проблемам
надёжности и безопасности
больших систем энергетики*



УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научного Совета РАН
по проблемам надёжности и
безопасности больших систем энергетики,
Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

А.Ф. Дьяков

« 30 » апреля 2014 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и секции надёжности и безопасности эксплуатации энергетических объектов Научно-технического совета ОАО «Интер РАО» на тему:
Формы и условия участия тепловых электростанций в оказании услуг по обеспечению системной надёжности в ЕЭС России и изолированных энергосистемах, выработка рекомендаций по механизму оказания услуг по обеспечению системной надёжности»

21 апреля 2014 года

№ 3/14

г. Москва

Присутствовало: 82 чел.

Со вступительным словом выступил

Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф. Дьяков.**

В своём выступлении **А.Ф. Дьяков** отметил, что на настоящем совместном заседании мы рассматриваем очень важную проблему — развитие рынка системных услуг, направленных на повышение надёжности и качества энергоснабжения потребителей.

При проектировании и функционировании электроэнергетических систем (ЭЭС) уже оговаривается участие субъектов ЭЭС России в оказании технологических системных услуг по обеспечению надёжного и качественного энергоснабжения потребителей. Выступающие должны обосновать, почему необходимо дополнительно рассматривать введение рыночных системных услуг, обеспечивающих практически те же задачи.

Важно также обсудить проблему развития системной автоматики, в частности, ответить на вопрос, кто должен нести затраты на развитие и функционирования системной автоматики: ОАО «СО ЭЭС», ОАО «ФСК ЭЭС» или генерирующие компании?

Ранее в СССР был тариф только на электроэнергию. Потом в связи с развитием рыночных отношений и либерализацией торговли электроэнергией появился тариф на мощность, а теперь мы идём ещё дальше — вводим тарифы на рынке системных услуг. Логично ли это? Нужно ли делить общий системный процесс управления надёжностью единой ЭЭС на отдельные услуги? Может быть затраты на обеспечение системной надёжности уже компенсируются потребителем в его тарифе? В этом случае нет необходимости выделять отдельно системные услуги и дополнительно включать их в тариф, увеличивая его для промышленных потребителей.

Почему нужно устанавливать плату за реактивную мощность, если выработка реактивной мощности — неотъемлемая часть генерации. Генератору не надо дополнительно ставить источник реактивной мощности.

На совместном заседании надо решить, целесообразно ли создавать отдельный рынок системных услуг. Может быть лучше включать системные услуги по обеспечению системной надёжности в общие обязательные требования работы субъектов ЭЭС?

С докладом на тему «Формы и условия участия тепловых электростанций в оказании услуг по обеспечению системной надёжности в ЭЭС России и изолированных энергосистемах, выработка рекомендаций по механизму оказания услуг по обеспечению системной надёжности» выступил **М.А. Кулешов** — начальник Департамента рынка системных услуг ОАО «СО ЭЭС».

Ниже приведены основные положения доклада.

Предпосылки и цели создания рынка системных услуг

В условиях нелиберализованного рынка электроэнергии затраты на поддержание надёжного функционирования энергосистемы включались в тариф на электроэнергию вместе с затратами на её производство, передачу и распределение. Создание рынка электроэнергии, основанного на конкуренции, привело к исключению компенсации затрат энергокомпаний на оказание отдельных услуг по обеспечению системной надёжности из цены

электроэнергии и соответственно необходимости создания новых механизмов привлечения участников рынка к поддержанию надёжной работы энергосистемы.

В условиях либерализации рынков электроэнергии и мощности в России с 2011 г. одним из инструментов обеспечения требуемого уровня системной надёжности и качества функционирования ЕЭС России стал рынок системных услуг.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 г. № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надёжности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надёжности» определены виды услуг по обеспечению системной надёжности, а также порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, правила их оказания и механизмы ценообразования.

Виды услуг по обеспечению системной надёжности

В соответствии с указанным выше постановлением отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надёжности, заключение с такими субъектами договоров на оплату услуг, а также координация действий участников рынка системных услуг возложены на ОАО «СО ЕЭС».

Оказание услуг по обеспечению системной надёжности осуществляется по договорам между субъектами электроэнергетики и ОАО «СО ЕЭС». Оплата услуг осуществляется в рамках рынка системных услуг, а источником финансирования оплаты таких услуг служит тариф ОАО «СО ЕЭС» на оказание услуг по обеспечению системной надёжности.

Указанным постановлением определён список услуг по обеспечению системной надёжности, оказываемых в рамках рынка системных услуг:

- услуги по нормированному первичному регулированию частоты;
- услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и потоков активной мощности;
- услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии;
- услуги по развитию систем противоаварийного управления.

Регулирование частоты

Регулирование частоты в ЭЭС подразумевает решение трех взаимосвязанных задач:

- первичное регулирование, обеспечивающее поддержание частоты электрического тока в допустимых пределах при возмущениях, приводящих к небалансу активной мощности;
- вторичное регулирование, обеспечивающее возврат частоты к исходному значению и восстановлению резервов первичного регулирования;

- третичное регулирование, позволяющее восстановить резервы вторичного регулирования.

Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) — это организованная часть первичного регулирования частоты, осуществляемая выделенными энергоблоками, имеющими соответствующие технические характеристики, на которых размещены резервы первичного регулирования. Оказание услуг по НПРЧ заключается в поддержании субъектами электроэнергетики постоянной готовности энергоблоков к изменению активной мощности пропорционально отклонению частоты с требуемой скоростью и точностью в пределах заданного резерва первичного регулирования. Основной задачей НПРЧ является удержание значений частоты в пределах, безопасных для энергоблоков АЭС, ГРЭС и потребителей (предотвращение срабатывания автоматической частотной разгрузки — АЧР).

Пропорциональная зависимость между положением регулятора турбины и отклонением частоты вращения ротора турбины при достаточном объёме резервов позволяет ограничить отклонение частоты электрического тока до безопасных пределов, но не восстанавливает нормальный уровень частоты электрического тока. Задачу восстановления нормального уровня частоты, а также ликвидации перегрузки транзитных сетей, вызванной отклонением частоты и, как следствие, восстановления резервов первичного регулирования решает автоматическое вторичное регулирование частоты.

Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) — это процесс изменения мощности специально выделенных электростанций для компенсации возникшего небаланса мощности под действием центрального регулятора частоты, установленного в главном диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС». В отличие от первичного регулирования частоты вторичное регулирование является астатическим и осуществляется в зависимости от частоты электрической сети.

Управляющее воздействие формируется в центральном регуляторе системы АРЧМ в диспетчерском центре. После чего сформированное задание передается в САУМ энергоблока ТЭС. Резерв вторичного регулирования восстанавливается за счёт третичного регулирования, осуществляемого оперативным персоналом Системного оператора, путём отдачи команд на внеплановое изменение вырабатываемой мощности на электростанции.

Регулирование реактивной мощности

Задача гарантированного поддержания допустимого уровня напряжения в узлах энергосистемы сводится к необходимости регулирования реактивной мощности с целью поддержания баланса реактивной мощности в узлах. Неудовлетворительное состояние средств компенсации реактивной мощности либо их отсутствие в узлах энергосистемы приводит к тому, что генерирующее оборудование электростанций остается единственным эффективным средством поддержания допустимого уровня напряжения в

этих узлах и прилегающих к ним участках сети. Возможность работы генераторов в режиме синхронного компенсатора, выдавая либо потребляя реактивную мощность, позволяет осуществлять регулирование уровня напряжения без установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности, что делает реактивную мощность, получаемую от генераторов наиболее дешевой.

В режиме синхронного компенсатора, генератор работает как синхронный двигатель с относительно небольшой механической нагрузкой, потребляя из сети активную мощность и выдавая либо потребляя реактивную мощность. Перевод генератора в двигательный режим сопряжен с рядом подготовительных операций, необходимых для работы генератора в режиме синхронного компенсатора. Так, например, для перевода гидрогенератора в режим синхронного компенсатора необходимо провести освобождение камеры рабочего колеса турбины от воды, что требует на ряде наличия специальной воздушной системы, обеспечивающей аккумуляцию сжатого воздуха и его подачу в турбину.

Под услугами по регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в период оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия (РРСК) подразумевается перевод турбо- или гидрогенератора в режим синхронного компенсатора по команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра Системного оператора. Оплата расходов, связанных с оказанием таких услуг, производится через рынок системных услуг.

В настоящее время генераторы ТЭС в оказании услуг РРСК не задействованы.

Развитие систем противоаварийного управления

Целью противоаварийного управления является предотвращение или прекращение аварийных нарушений и их каскадного развития а также, скорейшее восстановление режима энергосистемы после возмущения. Противоаварийная автоматика представляет собой централизованно управляемые комплексы рассредоточенных по энергосистеме автоматических устройств, связанных каналами обмена информации. Реализованная в настоящее время в энергосистеме России общесистемная противоаварийная автоматика позволяет не допускать нарушения статической и динамической устойчивости функционирования ЕЭС.

Однако для повышения устойчивости, например, путём увеличения пропускной способности сети, могут потребоваться существенные дополнительные капиталовложения при достаточно больших сроках реализации. В таких условиях эффективным способом повышения устойчивости энергосистемы представляется использование специальной противоаварийной автоматики.

Системные услуги, оказываемые в настоящее время

На сегодняшний день через рыночные механизмы оплачиваются три вида системных услуг:

- услуги по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций;

- услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением ГЭС установленной мощностью более 100 МВт, для которых вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности является обязанностью и осуществляется вне рынка системных услуг);

- услуги по регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не вырабатывается электрическая энергия.

Участие в оказании услуг по обеспечению системной надёжности является добровольным.

Технические требования к участию электростанций в НПРЧ и АВРЧМ изложены в стандартах ОАО «СО ЕЭС» для соответствующего вида оборудования.

В декабре 2010 г. был проведён первый конкурентный отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций в 2011 г.

За период с 1 января 2011 г. по 1 января 2014 г. отобранный объём резерва первичного регулирования увеличился почти в два раза с $\pm 604,5$ до $\pm 1112,56$ МВт. При этом существенно расширился и состав участников, пришли новые компании, появились новые виды оборудования, в частности, теплофикационные блоки и парогазовые установки. Разработаны и утверждены стандарты ОАО «СО ЕЭС» содержащие требования для участия в НПРЧ ГЭС и АЭС.

Согласно «Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности», утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12. 2010 г. № 1172, вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности для ГЭС установленной мощности более 100 МВт является обязанностью и осуществляется вне рынка системных услуг. Однако в период паводка регулирующие способности гидроэлектростанций уменьшаются, в результате чего появляется необходимость замещения регулирующей способности ГЭС энергоблоками ТЭС, технологический процесс которых не связан с паводковыми режимами.

В период паводка с 16 апреля по 11 июня 2013 г. впервые в истории России задачи АВРЧМ в ЕЭС России были возложены на тепловую генерацию. Привлечение энергоблоков ТЭС к АВРЧМ в рамках рынка системных услуг позволило отказаться от размещения резервов АВРЧМ на ГЭС первой ценовой зоны оптового рынка и обеспечить их работу в базовом режиме с ростом производства электроэнергии 300 млн кВт·ч, что способствовало рациональному расходованию гидроресурсов и экономии традиционных невозобновляемых видов топлива.

Отсутствие опыта масштабного использования энергоблоков ТЭС для участия в НПРЧ и АВРЧМ определило необходимость проведения исследований, позволяющих оценить влияние этих режимов на надёжность и экономичность работы оборудования этих ТЭС. Первый такой анализ был выполнен ОАО «ВТИ» в 2009 г. по заказу ОАО «СО ЕЭС». Его итогом стало описание факторов, влияющих на работу оборудования электростанции при эксплуатации в режимах НПРЧ и/или АВРЧМ, и методики расчёта дополнительных затрат, связанных с подготовкой к функционированию в режиме НПРЧ и/или АВРЧМ и непосредственно эксплуатацией в этих режимах.

Данных, свидетельствующих о повышении аварийности, выявлено не было. Тем не менее, поскольку от состояния оборудования во многом зависит надёжность энергосистемы в целом, не говоря уже об экономических показателях для собственников оборудования, с начала фактического оказания услуг по обеспечению системной надёжности ОАО «СО ЕЭС» был организован постоянный мониторинг технического состояния генерирующего оборудования, участвующего в этом процессе.

В рамках мониторинга на каждом энергоблоке, задействованном в НПРЧ и/или АВРЧМ, постоянно контролируется и анализируется около 200 параметров. Обобщая двухгодичный опыт, можно утверждать, что при работе в режиме НПРЧ технические и экономические характеристики энергоблоков существенно не изменялись и оставались в рамках допустимых значений.

Режим АВРЧМ изначально считался более сложным для генерирующего оборудования, чем НПРЧ. Работа в данном режиме может приводить к увеличению износа регулирующих клапанов и снижает экономичность энергоблоков.

В отличие от НПРЧ, когда энергоблок реагирует только на возникновение больших небалансов мощности в энергосистеме, в режиме АВРЧМ нагрузка постоянно варьируется, отслеживая изменение частоты (флуктуацию потребления электроэнергии). Соответственно регулирующие органы котла и турбины вынуждены постоянно работать для своевременной коррекции нагрузки энергоблока. Чем больше «занятость» механического устройства, каковым являются регулирующие органы турбины, тем выше его износ.

Одним из основных был вопрос, является ли значимым увеличение износа при работе в АВРЧМ по сравнению с обычным режимом, в связи с чем методика расчёта затрат предусматривает компенсацию за расширение объёмов плановых ремонтов. Данные мониторинга энергоблоков, функционирующих в режиме АВРЧМ (большинство отработали более 10 000 ч), за 2011 – 2012 гг. полностью подтверждают отсутствие негативных последствий и полученные ранее (в 2009 г.) результаты исследования ОАО «ВТИ».

В настоящее время можно говорить о том, что новые режимы работы оборудования соответствуют расчётным показателям, не приводят к

превышению эксплуатационных параметров и росту числа отказов. Тем не менее, понимая особую важность обеспечения надёжности оборудования, оказывающего системные услуги, ОАО «СО ЕЭС» с помощью специализированных организаций и дальше будет вести мониторинг, собирать данные и изучать влияние режимов НПРЧ и АВРЧМ на состояние оборудования.

Таким образом, длительная работа, направленная на внедрение новых технологий управления и модернизацию оборудования тепловых электростанций в целях их активного привлечения к регулированию частоты, принесла свои плоды. Кроме повышения надёжности и увеличению регулировочных способностей энергосистемы, участие ТЭС, в частности, в АВРЧМ способствует росту эффективности ЕЭС России. Так, в 2013 г. в период паводка размещение резервов вторичного регулирования на ТЭС и максимизация использования гидроресурсов позволили сэкономить топливо и получить дополнительно 300 млн кВт·ч электроэнергии путем пропуска паводковой воды через турбины ГЭС.

С докладом на тему «Предложения по развитию рынка системных услуг — взгляд генерации» выступил А.Л. Ягафаров — директор по реализации электрической энергии и мощности ОАО «Фортум».

Ниже изложены основные положения доклада.

В настоящее время предусмотрены следующие услуги по обеспечению системной надёжности:

- нормированное первичное регулирование частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций;
- автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций;
- регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором не производится электрическая энергия;
- развитие систем противоаварийного управления в Единой энергетической системе России.

Недостатки действующего порядка.

- Низкая инвестиционная привлекательность, недостаточное экономическое стимулирование участников к участию в рынке системных услуг (PCY):

- незначительная прибыль от оплаты услуги для поставщиков электроэнергии;
- отсутствие экономической заинтересованности сетевых организаций в модернизации сетей с целью снижения сетевых ограничений.

- Непрозрачность системы финансовых расчетов:

- оплата осуществляется по механизмам PCY, через балансирующий рынок и через рынок мощности;

- штрафы за непредоставление некоторых услуг, являющихся по своей сути системными услугами (ОПРЧ, реактивная мощность, технологический минимум), вычитаются из платы за мощность.

Предлагаемая концепция развития

Системные услуги — отдельный товар, оплата которого осуществляется по механизмам и тарифам рынка системных услуг. Затраты, связанные с предоставлением системных услуг, должны быть исключены из оплаты за электроэнергию и мощность.

Развитие рыночных механизмов планирования и обеспечения надежности:

- участие в РСУ должно происходить на основе рыночных механизмов;

- участие в предоставлении системных услуг должно быть экономически выгодно для поставщика услуг, а не происходить под угрозой применения штрафных санкций.

Поставщику услуг должны компенсироваться все расходы, связанные с поддержанием резервов, регулированием частоты и напряжения, а также возможная упущенная выгода, связанная со снижением объема продаж на рынках электроэнергии и мощности.

Предлагаемые услуги дополнительно к уже существующим:

- регулирование уровней напряжения и реактивной мощности;
- предоставление регулировочного диапазона;
- поддержание нормативного запаса топлива;
- участие в противоаварийных мероприятиях.

Основные предложения по развитию

1. Регулирование напряжения и реактивной мощности.

Сейчас поддержание заданного уровня напряжения и реактивной мощности — обязанность генератора, нет заинтересованности потребителей к снижению потребления реактивной мощности из сети.

Предложение: поставщик реактивной мощности получает оплату, а потребитель платит за реактивную мощность. Возникает экономическая заинтересованность потребителей к снижению потребления реактивной мощности путем установки компенсирующих устройств.

2. Предоставление регулировочного диапазона

В настоящее время поддержание регулировочного диапазона — обязанность генератора (штрафы за P_{\min} для блочных станций). Нет заинтересованности в увеличении регулировочного диапазона, если цена продажи выше себестоимости.

Предложение: поставщик получает оплату за регулировочный диапазон. Возникает экономическая заинтересованность генераторов в предоставлении регулировочного диапазона

3. Поддержание нормативного запаса топлива

Сейчас поддержание нормативного запаса топлива — обязанность поставщиков (электростанций), у которых есть издержки на содержание и обслуживание нормативного запаса топлива.

Предложение: поставщик получает оплату за поддержания нормативного запаса.

4. Участие в противоаварийных мероприятиях

В настоящее время поставщик не получает компенсации за пусковые затраты в случае отключения оборудования действием системной автоматики (СА).

Предложение: поставщик получает компенсацию за пусковые затраты.

Реактивная мощность

В настоящее время генератор, участвуя в регулировании напряжения, ничего не получает от потребителей за поставку реактивной мощности, а в случае снижения диапазона регулирования реактивной мощности или невыполнения команды диспетчера предусмотрены существенные штрафы. Отсутствуют стимулы для использования потребителями компенсирующих устройств.

Предложение: генератор как поставщик реактивной мощности получает оплату за её поставку в пределах, определённых ОАО «СО ЕЭС» по тарифу, устанавливаемому на один год. За поставку сверх установленных норм, связанную, в том числе, с командами диспетчера — дополнительная оплата. Потребитель реактивной мощности платит за поставку в пределах, определённых ОАО «СО ЕЭС» по тарифу, устанавливаемому на 1 год. За потребление сверх установленных норм — дополнительная оплата

Преимущества данного подхода:

- экономическая заинтересованность потребителей электроэнергии в снижении потребления из сети реактивной мощности путем установки устройств компенсации реактивной мощности;

- положительные моменты для энергосистемы состоят в снижении потерь активной мощности в сети, увеличении пропускной способности сетей путём снижения токовой нагрузки ЛЭП, увеличении напряжения на шинах потребителей путём снижения потерь напряжения в сети, повышении устойчивости энергосистемы.

Предоставление регулировочного диапазона

Недостатки действующих правил:

- предоставление регулировочного диапазона является обязанностью поставщика электроэнергии, экономическое стимулирование к его расширению сводится к целесообразности для поставщика снижения объёма выработки электроэнергии в часы низких цен;

- увеличение технологического минимума для блочных станций штрафуются на рынке мощности, хотя объём предоставляемой мощности участника рынка не снижается.

Предложение: предоставление регулировочного диапазона — системная услуга. Поставщик получает плату за заявленный им

регулируемый диапазон (разницу P_{\min} и P_{\max}). В случае снижения фактически предоставленного диапазона от заявленного, из оплаты вычитается недопоставленный объем услуги, в случае расширения — оплата увеличивается.

Преимущества нового подхода:

- расширение диапазона выгодно для поставщика;
- стимулирует поставщика к модернизации оборудования с целью увеличения регулируемого диапазона.

Поддержание нормативного запаса топлива

Сейчас тепловые электростанции обязаны содержать резервные топливные хозяйства и обеспечивать наличие запасов топлива, в том числе в отопительный сезон, в соответствии с нормативами запасов топлива.

Данное требование продиктовано, в том числе, обеспечением бесперебойной работы ответственных потребителей и системной надёжности и должно рассматриваться как системная услуга

Предложение: оплата данной услуги должна предусматривать компенсацию поставщику электроэнергии эксплуатационных и прочих издержек, связанных с поддержанием нормативных запасов топлива.

Участие в противоаварийных мероприятиях

Наличие на электростанции системной противоаварийной автоматики, действующей на разгрузку или отключение генерирующего оборудования, должно рассматриваться как системная услуга.

В случае воздействия системной автоматики на разгрузку генерирующего оборудования поставщику системной услуги компенсируется возможная упущенная выгода, связанная со снижением выработки на время разгрузки оборудования и последующей его загрузки. В случае воздействия системной автоматики на отключение генерирующего оборудования поставщику системной услуги компенсируются расходы, связанные с проведением пусковых операций на включение указанного оборудования.

В ходе дискуссии выступили:

Председатель Подкомитета по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности Торгово-промышленной палаты РФ, советник ЗАО «ОМК» по энергетике, профессор **Г.П. Кутовой**; д.т.н., профессор **Ю.Г. Шакарян** — научный руководитель ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»; д.т.н. **Ю.Н. Кучеров** — начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»; директор Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, член Президиума и Председатель секции надёжности и безопасности эксплуатации энергетических объектов НТС ОАО «Интер РАО», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **Н.И. Воропай**.

С краткими комментариями по ходу обсуждения выступили:

Президент ОАО «ВТИ», член Президиума НТС ОАО «Интер РАО», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **Г.Г. Ольховский**; заместитель

генерального директора ОАО «Институт микроэкономики», д.э.н., профессор **А.И. Кузовкин**; директор по энергетическим рынкам и инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС» **А.М. Катаев**; заместитель научного руководителя, начальник Центра новых электросетевых технологий ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», д.т.н., профессор **Н.Л. Новиков**; начальник отдела Филиала ОАО «Фирма ОРГРЭС», д.т.н. **Ф.Л.Коган**; генеральный директор Института проблем энергетики, д.т.н. **Б.И. Нигматулин**, **А.Н. Вивчар** — заместитель директора НП «Совет производителей энергии», заместитель председателя Совета по энергетической безопасности и технологической надёжности.

В своём выступлении председатель Подкомитета по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности Торгово-промышленной палаты РФ, советник ЗАО «ОМК» по энергетике, профессор **Г.П. Кутовой** отметил следующее.

За прошедшие 20 лет мы ввели около 30 млн кВт генерирующей мощности, а вывели из эксплуатации на порядок меньше. Построены десятки тысяч км ЛЭП и десятки ГВА трансформаторных мощностей. При этом нагрузка потребителей в целом по зоне ЕЭС России не выросла, а даже несколько снизилась.

Генерирующие компании и ОАО «СО ЕЭС» не заинтересованы в том, чтобы выводить неэкономичные отработавшие свой срок генераторы и тем самым обновлять энергетические фонды. Затраты на содержание отработавшего свой срок оборудования в конечном итоге ложатся на потребителей. Тариф на электроэнергию для промышленных потребителей только растёт.

Создание рынка системных услуг в предлагаемом варианте направлено на то, чтобы дополнительно брать деньги с потребителей за товар, который должен поставляться надёжно и установленного ГОСТом качества по условиям поставки электроэнергии потребителю. Поэтому более логично про дифференцировать плату за системные услуги в пределах уже существующего тарифа.

На рынке системных услуг существует только один оператор — ОАО «СО ЕЭС», и он контролирует выполнение правил технологического функционирования электроэнергетических систем. Многие требования к качеству поставляемой электроэнергии, например уровень напряжения, — это стандарт, а не дополнительная услуга.

Если для поддержания требуемого напряжения нужны синхронные компенсаторы или статические конденсаторы, то ставьте их, поскольку это — обязанность поставщика товара.

Но если для системы выгодно вместо статических конденсаторов на высоком напряжении поставить компенсирующие устройства на низком напряжении непосредственно у потребителя, то потребитель готов их установить за определённую скидку с тарифа. Такая услуга понятна и выгодна и для потребителя и для сетевой компании. А почему до настоящего времени не привлекаются на рынок системных услуг потребители с

управляемой нагрузкой, что предусматривается целым рядом нормативных документов?

Несовершенная модель оптового рынка электроэнергии определила кризисное состояние розничных рынков электроэнергии и тепла, резко сократив совместную выработку электроэнергии и тепла на ТЭЦ. В каждом из российских городов действуют, как минимум, одна или несколько ТЭЦ с системой централизованного теплоснабжения. Общая установленная мощность действующих ТЭЦ составляет около 70 млн кВт с теплофикационной нагрузкой в среднем 50 %.

Необоснованное обязательное участие ТЭЦ на оптовом рынке привело к тому, что ТЭЦ становятся убыточными, и крупные промышленные потребители в массовом порядке начали строить собственные локальные источники тепловой энергии — котельные и собственные источники когенерации. Отсутствие координации между рынками тепловой и электрической энергии привело к тому, что отпуск тепловой энергии от ТЭЦ — наиболее эффективных генераторов — неуклонно снижается. Экономическая природа технико-экономической эффективности комбинированного энергоснабжения на ТЭЦ не изменилась с переходом к рынку, изменились только торгово-экономические отношения.

Электроэнергия ТЭЦ, произведённая по конденсационному режиму, может предлагаться на рынок только как резерв при его дефицитности или в качестве системных услуг для первичного и вторичного регулирования частоты.

Электроэнергетическая система только тогда действительно система, когда она функционирует в составе всех субъектов — от генератора до потребителя. А сейчас рынок электроэнергии функционирует без учёта интересов потребителей, в частности, без участия НП «Ассоциация потребителей энергии».

В своём выступлении д.т.н. профессор **Ю.Г. Шакарян** отметил, что в балансах электроэнергетических систем по реактивной мощности 60 – 70 % составляет реактивная мощность генераторов электростанций. Регулирование реактивной мощности считается технологической обязанностью для электростанции и не приносит ей доход. Единственное исключение сделано для электростанций, не производящих электроэнергию, т. е. для электростанций, генераторы которых работают только в качестве синхронных компенсаторов.

Возможность синхронных генераторов по выдаче реактивной мощности определяется номинальным значением $\cos \varphi$ (током возбуждения), а при потреблении реактивной мощности значение $\cos \varphi = 0,95$ ограничено по ГОСТ 533-2000. Введение дополнительной системной услуги для генераторов, работающих в этих границах изменения $\cos \varphi$, не требуется.

Расширение работы генераторов в режимах потребления реактивной мощности ниже значения $\cos \varphi = 0,95$ возможно при усовершенствовании торцевых зон синхронных генераторов. При этом область работы в режимах потребления реактивной мощности расширяется. В полной мере работа в

зоне потребления реактивной мощности вплоть до ограничений по номинальному значению тока статора возможна при применении асинхронизированных турбогенераторов, являющихся уникальной отечественной разработкой.

Востребованность работы в режимах потребления реактивной мощности следует из анализа режимов работы энергосистем крупных городов и мегаполисов, что подтверждено также практической работой асинхронизированных турбогенераторов на ТЭЦ № 21 и ТЭЦ № 27 ОАО «Мосэнерго» и на Каширской ГРЭС.

Отсутствие системной услуги по работе генераторов в режимах потребления реактивной мощности ниже значения $\cos \varphi = 0,95$ привело к тому, генерирующие компании не заинтересованы во внедрении более совершенных, но и более дорогих асинхронизированных турбогенераторов, что отрицательно сказывается на системной надёжности ЕЭС России.

Надо рассмотреть возможность распространения системной услуги на асинхронизированные и синхронные турбогенераторы, работающие в режимах потребления реактивной мощности с $\cos \varphi < 0,95$.

Введение системной услуги для турбогенераторов в части работы в режимах глубокого потребления реактивной мощности позволит:

- генерирующим компаниям применять более совершенное и передовое оборудование, способное осуществлять заданное регулирование не только активной, но и реактивной мощности;

- ОАО «СО ЕЭС» более эффективно и широко использовать возможности генераторов электростанций по регулированию реактивной мощности, не встречая часто возникающего противодействия генерирующих компаний;

- ОАО «ФСК ЕЭС» сэкономить на затратах по установке дополнительных устройств компенсации реактивной мощности.

В своем выступлении д.т.н. **Ю.Н. Кучеров** отметил важность рассматриваемой проблемы для обеспечения надёжного и качественного функционирования ЕЭС России. Очевидна озабоченность несовершенством рыночных отношений в электроэнергетике, особенно невосприимчивостью рынка к внедрению новых технологий, нового оборудования, тем более крупных инновационных проектов.

Существует положительный практический опыт в зарубежных энергосистемах по реализации инновационных проектов в условиях либерализованной энергетики и рыночных отношений. Изучение этого опыта и использование в отечественной практике заслуживает отдельного рассмотрения.

Находят применение несвойственные отечественной электроэнергетике проекты и режимы работы ТЭС, например, некоторые мощные угольные и парогазовые энергоблоки используются в режимах ежесуточной глубокой разгрузки вплоть до останова, вводятся специально спроектированные электростанции с возможностью самостоятельного подъёма «с нуля», электростанции, работающие на газе как основном виде топлива, оснащаются

системами автоматического переключения на резервное (жидкое) топливо и др. В ряде случаев производители вводят такого рода оборудование для создания себе конкурентных преимуществ.

Существует достаточно тонкая грань между общеобязательными техническими требованиями, которым должно соответствовать оборудование ТЭС для работы в едином технологическом процессе энергосистемы, и рядом весьма специфичных характеристик, которыми должны обладать только некоторые, специально выделенные/отобранные, объекты в энергосистеме. В этой связи, очевидно, что требуется дальнейшее совершенствование рыночных отношений и экономических механизмов, которые бы стимулировали производителей к созданию и освоению прогрессивных технологий и образцов нового оборудования в ЕЭС России, с более высокими техническими и экономическими характеристиками.

При этом предложение от НП «Совет производителей энергии» по переложению поддержания нормативного запаса топлива на потребителя, конечно, является некорректным. Аргумент о снижении конкурентоспособности угольных электростанций по сравнению с электростанциями на газовом топливе выходит за рамки рынка системных услуг. Этот вопрос относится к ценовой политике в ТЭК страны.

В электроэнергетике необходимо выработать единую техническую политику, тем более что в настоящее время проводится разработка новой энергетической стратегии страны. Техническая политика должна определять рекомендуемые наилучшие доступные энерготехнологии, параметры и характеристики оборудования, предусматривать вывод из эксплуатации устаревшего оборудования, что повысит конкурентоспособность действующего. Целесообразно принять за основу Концепцию технической политики РАО ЕЭС России (Приказ № 291 от 19.06.2008 г.) для её последующей актуализации. Важно сектору теплогенерации, НП «Совет производителей энергии», во взаимодействии с заинтересованными субъектами электроэнергетики консолидировать усилия по развитию системы стандартизации технических требований в своём секторе, чтобы более чётко и обоснованно выделить общеобязательные требования, которым должно удовлетворять оборудование ТЭС.

В своем выступлении член-корр. РАН, д.т.н., профессор **Н.И. Воропай** отметил, что тема данного заседания инициирована ОАО «Интер РАО». Это естественно, поскольку значительную долю активов ОАО «Интер РАО» составляет генерация на базе тепловых электростанций. Кроме того, ОАО «Интер РАО» имеет определённый опыт участия в рынке системных услуг по обеспечению надёжности. На основании проведённого анализа техническими службами Компании было решено отказаться в 2014 г. от оказания услуг по АВРЧМ.

В общем плане из докладов и обсуждения видно, что существующие формы и условия участия тепловых электростанций в оказании услуг по обеспечению системной надёжности в ЕЭС России и изолированных энергосистемах ещё несовершенны. Несовершенен и неполон состав таких

услуг, а также правила возмещения затрат субъектов электроэнергетики на реализацию таких услуг. В качестве субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надёжности, не рассматриваются потребители. Кроме того, вместо формулировки услуги «развитие систем противоаварийного управления» более целесообразно рассматривать «участие субъектов электроэнергетики в системе противоаварийного управления», имея в виду и генерирующие компании, и сетевые, и потребителей.

По сути, независимо от того, есть ли рынок услуг по обеспечению системной надёжности или этот процесс организован другим способом, необходимость в таких услугах очевидна, поэтому они должны быть стандартизованы, зафиксированы в соответствующих стандартах и правилах проектирования электроэнергетических объектов и систем и включены в их капитальные затраты (необходимое оборудование, системы управления, автоматика и т. п.).

Эти возможности могут не использоваться или использоваться в процессе эксплуатации в зависимости от конкретных условий. Если при использовании оборудования, систем управления и автоматики для оказания услуг по обеспечению системной надёжности экономические и технические параметры (в том числе надёжность основного оборудования) будут ухудшаться, тогда субъект, оказывающий услуги, должен получать компенсацию своих затрат и ухудшения своих характеристик. Если же субъект отказывается от участия в реализации услуг по обеспечению системной надёжности, вследствие чего недопустимо снижается уровень надёжности электроснабжения, то он должен платить штраф.

Конечно, это — принципиальный подход, его нужно конкретизировать и прорабатывать детально для конкретных субъектов электроэнергетики и конкретных видов услуг по обеспечению системной надёжности.

В целом, сегодняшнее обсуждение проблемы представляется полезным, оно прояснило существующую ситуацию и её недостатки. Есть необходимость работать по совершенствованию системы услуг по обеспечению системной надёжности ЭЭС.

Совместное заседание отмечает.

1. Технологические процессы регулирования частоты и напряжения, резервирования мощностей, предотвращения и ликвидации аварий необходимы вне зависимости от принятой модели экономических отношений в электроэнергетике. В случае если в соответствующем технологическом процессе необходимо участие всех или большинства участников, то целесообразно установление обязательных требований по участию в данном процессе для всех субъектов и соответственно установление обязательных технических требований к оборудованию.

В том случае если технологический процесс требует поддержания специальных свойств (параметров) оборудования у ограниченного числа участников, установление требования по поддержанию таких свойств ко

всему парку генерирующего оборудования избыточно и экономически нецелесообразно. В указанном случае целесообразно выделение отдельных видов деятельности по обеспечению системной надёжности в самостоятельные оплачиваемые услуги, компенсирующие расходы участника рынка на поддержание особых свойств (параметров) оборудования.

2. В настоящее время ряд технических требований к генерирующему оборудованию включён в качестве обязательных требований для поставщиков оптового рынка мощности. При невыполнении обязательных требований к поставщику применяются штрафные санкции.

3. Рынок системных услуг является экономическим механизмом, обеспечивающим возможность установления дополнительных технических требований к оборудованию. В тоже время, в целом вопрос установления обязательных требований к генерирующему, сетевому и электропотребляющему оборудованию не решён. Ключевым вопросом дальнейшего развития рынка системных услуг является вопрос определения обязательных требований к оборудованию субъектов. Для обеспечения надёжного энергоснабжения потребителей с минимальными совокупными затратами потребителей необходимо принять правила технологического функционирования электроэнергетических систем, разработать и совершенствовать национальные стандарты, нормативно-технические документы, актуализировать отраслевые технические документы, такие как нормы технологического проектирования ТЭС и др.

4. Рынок системных услуг обеспечивает за счёт дополнительной оплаты возможность установления дополнительных технических требований к оборудованию субъектов в целях участия в НПРЧ, АВРЧМ и регулировании напряжения в режиме синхронного компенсатора. Так, потребление реактивной мощности асинхронизированными турбогенераторами и синхронными турбогенераторами, не производящими электроэнергию и работающими только в качестве синхронных компенсаторов требует установления дополнительных технических требований к оборудованию и может быть вынесено на рынок системных услуг. Поддержание нормативного запаса топлива на электростанции, напротив, не может рассматриваться как системная услуга, поскольку порядок создания такого запаса и его объёмы установлены нормативно. Затраты, связанные с поддержанием нормативного запаса топлива на электростанциях неправильно перекладывать на потребителей.

5. При использовании оборудования, систем управления и автоматики для оказания услуг по обеспечению системной надёжности технические и экономические показатели субъектов электроэнергетической системы, оказывающих такие услуги, могут ухудшаться. В этом случае этот субъект должен получать компенсацию за ухудшение своих технических и экономических показателей. Если же субъект отказывается от участия в оказании услуг по обеспечению системной надёжности, хотя такие возможности были заложены при его проектировании и установлены правилами технологического функционирования электроэнергетических

систем и другими нормативными техническими документами и стандартами, и в результате недопустимо снижается уровень надёжности энергоснабжения, такой субъект должен платить штраф.

6. В целом комплекс услуг по обеспечению системной надёжности электроэнергетических систем и правила их использования нуждаются в развитии и совершенствовании, в процессе которых необходимо установить рациональное сочетание стандартизации технических возможностей оказания таких услуг, предусмотренных при проектировании электроэнергетических объектов и систем, и правил оказания этих услуг в конкретных условиях эксплуатации.

7. Развитие рынка системных услуг требует тщательной оценки эффекта от реализации предлагаемых мероприятий. При наличии обоснований в эффективности тех или иных мероприятий и снижения вследствие их реализации тарифа для конечного потребителя без ущерба для надёжности их можно рекомендовать для включения в нормативно-правовую базу.

С заключительным словом и по проекту решения от имени трех советов, инициировавших обсуждение проблемы, выступил член-корр. РАН, д.т.н., профессор А.Ф. Дьяков — председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС».

Заслушав доклад, выступления представителей экспертных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание

РЕШИЛО:

1. Рекомендовать Минэнерго России и ОАО «СО ЕЭС» при совершенствовании и расширении рынка услуг согласовывать предлагаемые услуги с разработанными правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, отраслевыми техническими документами и стандартами, обеспечивающими системную надёжность без дополнительной финансовой нагрузки на потребителей.

2. Рекомендовать ОАО «СО ЕЭС» продолжить проведение исследований, позволяющих оценить влияние режимов НПРЧ и АВРЧМ на надёжность и экономичность работы оборудования этих ТЭС с привлечением специализированных организаций. При необходимости, по результатам исследований, инициировать актуализацию «Методики оценки дополнительных затрат энергоблоков, участвующих в НПРЧ и/или АВРЧМ».

3. Рекомендовать ОАО «СО ЕЭС», НП «Совет рынка» с участием генерирующих компаний, потребителей и ОАО «ФСК ЕЭС» рассмотреть целесообразность включения в состав услуг по обеспечению системной надёжности услуги по регулированию реактивной мощности с

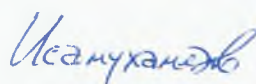
использованием асинхронизированных турбогенераторов и синхронных турбогенераторов при их работе в режимах потребления реактивной мощности ниже значения $\cos \varphi = 0,95$.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.Ш. Исамухамедов

Член Президиума,
Председатель секции надёжности и
безопасности эксплуатации
энергетических объектов
Научно-технического совета
ОАО «Интер РАО»,
директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева, СО РАН,
член-кор. РАН, д.т.н., профессор



Н.И. Воропай

Ученый секретарь Совета РАН по
проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики,
заведующий отделением
ОАО «ЭНИН», д.т.н., профессор



В.А. Баринов