

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

А.И. Константинов, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

RainMan@sibmail.com

Введение. Концепция функционирования магистральных сетей

Целью успешной и экономически выгодной работы сетей, является повышение эффективности функционирования ЕЭС и обеспечение ее целостности требуют скоординированного с генерацией развития Магистральных (системообразующих) сетей напряжением 220 кВ и выше. Должны быть созданы мощные электрические связи между всеми ОЭС, входящими в ЕЭС России, с использованием высших классов напряжения 500, 750 и 1150 кВ. С недавних пор началось строительство новых системообразующие сетей и техническое перевооружить уже существующих, протяженностью 45–55 тыс. км с использованием новых технологий и оборудования, к примеру, таких как средства релейной защиты.

Для обеспечения энергетической безопасности России и независимости режимов работы российских энергосистем от состояния и режимов энергетических систем сопредельных государств ЛЭП должны проходить по ее территории. Необходимо построить ЛЭП 1150 кВ, проходящую по территории России и связывающую ОЭС Сибири с европейской частью ЕЭС. На сегодня пропускная способность существующих ЛЭП Сибирь - Европейская часть России составляет всего 2 млн. кВт. Для эффективной эксплуатации такой транзитной ЛЭП предварительно должны быть развиты сети 500 кВ, в первую очередь на Урале и в Западной Сибири, а в отдаленной перспективе – построена вторая параллельная цепь на переменном (1150 кВ) либо постоянном (± 750 кВ) токе [1].

Анализ состояния магистральных электрических сетей

В наши дни по-прежнему весьма актуальной проблемой является перевооружение новым оборудованием электрических подстанций, так как большая часть энергооборудования находится в эксплуатации более 25 лет.

Состояние производственных активов сетей ЕНЭС (Единой национальной электрической сети) характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы: 58 % для ПС и 75 % для ЛЭП, при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП, составляет 25 % и 31 % соответственно.

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС по итогам 2011 года следующая:

- условно-постоянные потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 41,1 % от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС;
- нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 58,9 % от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС.

Реформирование электроэнергетики оказало значительное влияние на функционирование ЕТССЭ (Единая технологическая сеть связи электроэнергетики). Существовавшая в рамках РАО «ЕЭС России» сеть связи в результате реформирования была разделена между отдельными собственниками по отраслевому признаку (генерация, сбыт, сетевые компании и др.), что привело к:

- децентрализации систем связи;
- исчезновению единой системы управления сетью связи и системы ее эксплуатации;
- исчезновению единой системы контроля и управления качеством услуг;
- снижению числа высококвалифицированных кадров.

Оборудование ЕТССЭ на 50 % является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20–30 лет, в значительной степени изношено (60–75 %), не отвечает современным требованиям по показателям надёжности и требует значительной трудоемкости в обслуживании, а также повышенного потребления электроэнергии [2].

Проблемы регулирования напряжения в магистральных сетях

Существующие подходы к регулированию напряжения в магистральных электрических сетях ориентированы преимущественно на решение двух задач: недопущение повышения напряжений до уровней, опасных для оборудования (по условию изоляции), и обеспечение нормативных запасов устойчивости (в контролируемых сечениях и по напряжению в узлах нагрузки) [6].

При классическом подходе к регулированию напряжения в электрических сетях должны обеспечиваться:

- уровни напряжения на энергообъектах, допустимые для оборудования электрических станций и сетей;
- нормативные запасы устойчивости (в контролируемых сечениях и по напряжению в узлах нагрузки);
- уровни напряжения, обеспечивающие качество электроэнергии по показателю «установившееся отклонение напряжения» на зажимах электроприёмников;
- минимум потерь электроэнергии в сетях (за счёт оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности).

Вся совокупность перечисленных задач в полном объёме не решена в ЕЭС России до сих пор.

При вертикально интегрированных компаниях в ЕЭС России этому препятствовали главным образом технологические проблемы. К их числу следует отнести: низкую оснащённость электрических сетей регулирующими средствами компенсации реактивной мощности; низкую надёжность устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов; низкую наблюдаемость режимов сети; отсутствие необходимых программно-технических комплексов для оптимизации режимов энергосистем в темпе процесса; недостаток опыта построения многоуровневых автоматических (автоматизированных) систем регулирования напряжения и реактивной мощности [4].

Также необходимо остановиться на причинах недостаточной мотивации ОАО «СО ЕЭС» к обеспечению качества электроэнергии и оптимизации потерь электроэнергии в сетях при регулировании напряжения. К их числу относятся границы зоны ответственности ОАО «СО ЕЭС», которые не охватывают (да и не могут охватывать) все средства регулирования напряжения распределительных сетевых компаний. Соответственно, при отсутствии конкретных требований к уровням напряжения на границах магистральной и распределительной сетей размывается граница ответственности между субъектами за обеспечение качества электроэнергии в сетях;

Мероприятия по повышению качества регулирования напряжения

Оснащение ЕНЭС дополнительными современными средствами регулирования напряжения и реактивной мощности. Для повышения управляемости режимов ЕНЭС в течение последних лет ОАО «Российские сети» реализует масштабную программу по установке современных регулируемых средств компенсации реактивной мощности. В соответствии с ней в магистральной сети России уже установлены и эксплуатируются средства компенсации большинства типов, используемых в мире: СТК, УШР, АСК, СТАТКОМ, вакуумно-реакторные группы.

В табл. 1 представлен состав и параметры средств компенсации, установленных в последние годы.

Таблица 1. Состав и параметры средств компенсации реактивной мощности, установленных в ЕНЭС в 2008–2013 гг.

Тип	БСК	СТК	ШР	УШР	СТАТКОМ	АСК
Год ввода	Суммарная установленная мощность, Мвар/количество установок					
2008	465/10	100/1	720/4	—	—	—
2009	258/4	260/3	460/3	520/6	—	—
2010	352/5	150/3	1080/6	180/1	50/1	—
2011	100/2	—	420/3	—	—	200/2
2013	313/8	100/1	510/4	1400/12	—	—

Безусловно, установка регулируемых средств компенсации упростила решение задачи регулирования напряжения в магистральной сети. Однако с учётом того, что системы автоматического управления современных средств компенсации могут быть интегрированы в системы управления верхнего уровня, реализующие более сложные и эффективные алгоритмы, можно утверждать, что возможности установленных в ЕНЭС устройств используются не в полной мере.

Расчёты показывают, что дополнительные затраты на применение регулируемых средств компенсации в магистральной сети (по сравнению с нерегулируемыми) не могут быть компенсированы лишь снижением затрат на оптимизацию потерь электроэнергии в сетях. Следует ожидать, что эффективность применения регулируемых средств компенсации в ЕНЭС может быть обоснована повышением устойчивости электропередач и устойчивости нагрузки, а также повышением качества электроэнергии в сетях. Однако в последнее время серьёзных практических исследований для подтверждения данного предположения не проводилось. При этом можно констатировать, что ряд нерегулируемых средств компенсации и некоторые УШР, установленные в ЕНЭС сегодня, более 90 % времени не используются или работают на холостом ходу, что вызывает вопросы о рациональности принятых решений их применения [6].

Список литературы:

1. В.Я. Ушаков. Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие; Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 448 с.
2. Проект. Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе ОАО «РОССЕТИ» (новая редакция) – Москва, 2013. – 197с.
3. Новости электротехники. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/76/03.php>, свободный. – Загл. с экрана.
4. ОАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.fskees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=40196, свободный. – Загл. с экрана.
5. Энергорынок. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.e-m.ru/er/2004-09/22576/>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Электроэнергия. Передача и распределение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ruscable.ru/print.html?p=/article/Napravleniya_razvitiya_sistemy_regulirovaniya/, свободный. – Загл. с экрана.