

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220–750 кВ ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЮ

АВТОРЫ:

ВОРОТНИЦКИЙ В.Э.,
Д.Т.Н., ПРОФЕССОР
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

РАБИНОВИЧ М.А.,
Д.Т.Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

КАКОВСКИЙ С.К.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Энергосберегающий эффект, получаемый в результате оптимизации потоков реактивной мощности по линиям, трансформаторам и автотрансформаторам замкнутых электрических сетей и напряжения в узлах, известен достаточно давно. Теория этого эффекта, математические методы и алгоритмы оптимизации режимов хорошо представлены в большом количестве публикаций (см., например, [1–4]).

Тем не менее, как показал представленный в предыдущем номере журнала «Энергия единой сети» [5] анализ основных направлений снижения потерь электроэнергии в сетях, возможности оптимизации указанных режимов как резерва повышения устойчивости, качества электроснабжения и снижения потерь в сетях далеко не исчерпаны. В настоящей статье мы рассмотрим более подробно пути практической реализации этого резерва.



Оптимизация режимов электрических сетей 220–750 кВ по реактивной мощности и уровням напряжения – важнейшая задача по энергосбережению и повышению энергетической эффективности электросетевого комплекса

АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

В реальности потоки реактивной мощности в электрических сетях значительно отличаются от оптимальных значений. Это приводит к росту тока на отдельных участках, что влечет повышение потерь напряжения, мощности и электроэнергетики и, как следствие, снижение пропускной и нагрузочной способности линий и трансформаторов. В конечном итоге все это отрицательно сказывается на экономике электросетевых предприятий и тарифах на электроэнергию для конечных потребителей (рис. 1).

Если проанализировать данные ОАО «ФСК ЕЭС» [6], то можно увидеть, что достигнутый в 2011 г. экономический эффект вследствие снижения потерь электроэнергии в ЕНЭС именно за счет оптимизации установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения (РПМ УН) составил 42,067 млн кВт•ч при объеме переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии 13283,7 млн кВт•ч, т. е. всего 0,31% от этих потерь. Однако расчеты показывают, что указанный эффект при определенных условиях мог бы быть увеличен как минимум в 10–15 раз, т. е. до 400–600 млн кВт•ч в год, или до 3–5% от суммарных переменных потерь электроэнергии в ЕНЭС [7].

Хорошо известно [1, 2], что уровни напряжения в узлах сети зависят от балансов реактивной мощности, имеющих локальный характер. В узлах электрической сети, дефицитных по реактивной мощности, уровни напряжения, как правило, ниже желаемых. И наоборот, в районах с избыточной реактивной мощностью напряжения могут быть выше

допустимых. То же самое может происходить в любом районе в характерных режимах нагрузки с избытком зарядной мощности воздушных линий электропередачи. Регулирование напряжения и оптимизация режимов в системообразующей замкнутой электрической сети 220–750 кВ должны осуществляться с использованием всех имеющихся средств компенсации и регулирования реактивной мощности [7]:

- средств и систем автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных и асинхронизированных генераторов электрических станций;
- генераторов, работающих в режиме синхронного компенсатора;
- синхронных и статических тиристорных компенсаторов (СК и СТК);
- регулируемых и нерегулируемых батарей статических конденсаторов (БСК);
- регулируемых и нерегулируемых шунтирующих реакторов;
- быстродействующих статических компенсаторов реактивной мощности (СТАТКОМ);
- линейных и регулировочных трансформаторов;
- трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);
- средств автоматического управления регулированием напряжения (АРН) на трансформаторах и автотрансформаторах;
- установок продольной и продольно-поперечной компенсации;
- средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности крупных потребителей электроэнергии и т. п.

ИНФОРМАЦИЯ

РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ

Наличие в электросети реактивной мощности снижает качество электроэнергии, а именно: приводит к потерям мощности в электрических линиях, к перепадам напряжения, необходимости завышения мощности силовых трансформаторов и сечения кабелей.

Также имеет место увеличение платы за электроэнергию, что само по себе является серьезной проблемой, которая приводит к дополнительным финансовым затратам.

Применение установок компенсации реактивной мощности позволяет снизить объем потребляемой реактивной мощности, добиться энергосбережения и экономического эффекта, а это, в свою очередь, дает возможность использования сэкономленных денежных средств на улучшение и обновление необходимого промышленного оборудования.

Однако необходимо отметить также, что применение компенсирующих устройств требует определенных затрат. Поэтому компенсация реактивной мощности является оптимизационной задачей.

ИНФОРМАЦИЯ

ПРИЧИНЫ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИЕ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

1. Отсутствие стимулов, поощряющих генерирующие компании к активному участию в процессе оптимизации режимов по реактивной мощности и уровням напряжения.

2. Необходимость участия большого количества субъектов для внедрения технологии автоматического централизованного регулирования напряжения и реактивной мощности.

3. Отсутствие технологии автоматического централизованного регулирования напряжения и реактивной мощности в России.

4. Отказ сетевых компаний от автоматического управления РПН.

5. Значительное отставание уровня компенсации реактивной мощности в отечественных электрических сетях от передовых инновационных подходов, используемых в промышленно развитых странах.

6. Отсутствие единой расчетной схемы электрических сетей 220-750 кВ для всех субъектов оптового рынка электроэнергии.

В общем виде задача оптимизации режима по реактивной мощности и уровням напряжения заключается в нахождении такого сочетания напряжений в узлах и соответствующих им потоках реактивной мощности по участкам сети, при котором суммарные потери активной мощности будут минимальными:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_j \Delta P_{ij}(U_{ij}/U)^2 + \sum_j \Delta P_{kj}(U_j/U_{ij})^n \rightarrow \min \quad (1)$$

при соблюдении заданных ограничений по напряжениям в узлах сети и допустимым токам нагрузки в ветвях:

$$\begin{cases} U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max} \\ I_j \leq I_{j \text{ доп}} \end{cases}$$

где ΔP_{ij} , ΔP_{kj} – нагрузочные потери и потери на корону в j-й ветви сети при номинальном напряжении соответственно; n – подгоночный параметр, учитывающий состояние погоды; U_{ij} , U_j – номинальное и фактическое напряжения на j-х линиях; U_i , $U_{i \min}$, $U_{i \max}$ – фактические и допустимые напряжения в i-м узле; I_j , $I_{j \text{ доп}}$ – фактические и допустимые токи в j-й ветви сети.

Из формулы (1) видно, что с повышением напряжения нагрузочные потери в ветвях сети уменьшаются, а потери на корону увеличиваются. Причем следует подчеркнуть, что нагрузочные потери меняются сравнительно медленно и достаточно предсказуемы, в то время как потери мощности на корону заранее не известны и имеют сложную зависимость от погодных условий. В хорошую погоду, как правило, (при прочих равных условиях) нагрузочные потери преобладают над потерями на корону и оптимальное напряжение соответствует верхней допустимой границе допустимого диапазона по техническим характеристикам линейной изоляции. При ухудшении погоды (туман, дождь, изморозь) потери на корону увеличиваются на один-два порядка и могут в несколько раз превышать

нагрузочные потери. В таких условиях целесообразно снижать напряжения до минимального уровня, допускаемого условием сохранения устойчивости работы энергосистемы. Следовательно, оптимальное напряжение в системообразующей сети и потери мощности в ней в общем случае существенно зависят от нагрузки линий и трансформаторов и погодных условий.

Служба режимов ОАО «ФСК ЕЭС» провела серию оптимизационных расчетов фрагментов сети 500 кВ ОЭС Волги и сети 500–750 кВ ОЭС Центра [8]. Расчеты выполнялись на основе телеметрических данных «Универсального измерительного комплекса» и с помощью программы «Космос». Расчеты полностью подтвердили необходимость учитывать влияние уровня напряжения на нагрузочные потери и потери на корону. Полученный эффект от оптимизации потерь мощности составил около 5% от суммарных потерь в них. Причем этот эффект зависит от параметров сети, параметров режима (загрузки линий и трансформаторов), количества и мощности задействованных в оптимизации средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности [8].

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ В ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Оптимизация режимов по реактивной мощности и уровням напряжения (РПМ УН) – это сложная многофакторная и многоуровневая

ПОСЛЕДСТВИЯ ПОВЫШЕННЫХ ПЕРЕТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

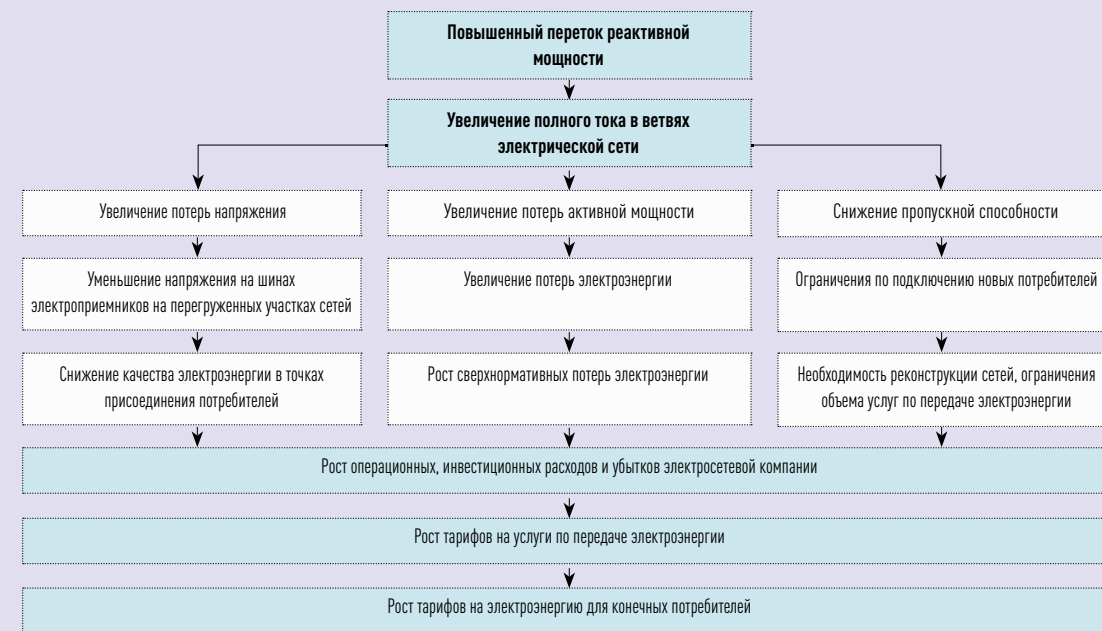


Рис. 1

задача, требующая эффективного, заинтересованного и согласованного участия всех субъектов рынка электроэнергии, влияющих на режимы работы электрических сетей (ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС», генерирующие компании, крупные потребители с регулируруемыми компенсирующими устройствами). Однако существующая нормативная база – в первую очередь, правила оптового рынка электроэнергии – не только не способствует решению рассматриваемых задач, но, напротив, создает серьезные барьеры для эффективного взаимодействия этих субъектов [9].

Генерирующие компании и их электрические станции, на которые могло бы приходиться от 70 до 90% эффекта от оптимизации РПМ УН, сегодня совершенно не заинтересованы в этой оптимизации. В настоящий момент не существует ни технических, ни экономических стимулов, поощряющих эти компании к активному участию в этом процессе.

Нужно также отметить, что роль ОАО «СО ЕЭС» в части регулирования напряжения и реактивной мощности должна сводиться к обеспечению [в соответствии с п. 2.1.13 последней редакции проекта Правил технологического функционирования электроэнергетических систем]:

- уровней напряжения на объектах электроэнергетики, допустимых для оборудования электрических станций и сетей;
- устойчивости генерирующего оборудования энергосистем и нагрузки потребителей электроэнергии;
- качества электрической энергии в соответствии с обязательными требованиями.

Как видно из этого перечня, о минимизации потерь мощности при регулировании напряжения и реактивной мощности в указанных Правилах

нет ни слова. Тем самым ключевой субъект рынка, оказывающий решающее воздействие на режимы работ ЕЭС России, фактически устраняется от ответственности за снижение потерь в сетях. Эта ответственность полностью ложится на электросетевые компании.

Что касается снижения потерь за счет регулирования напряжения с помощью РПН на трансформаторах и автотрансформаторах в электрических сетях, то следует признать, что имеющиеся возможности используются не в полной мере [9]. Этому есть несколько причин. Первая – объективно низкая надежность эксплуатируемых устройств РПН старых конструкций на ряде трансформаторов со сроком службы 20 лет и более. Вторая причина – персонал подстанций, квалификация которого недостаточна для эффективного использования современных надежных средств РПН. Третья причина – отсутствие четких приоритетов управления средствами регулирова-

КОЭФФИЦИЕНТЫ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Номинальное напряжение шин понижающих подстанций, кВ	tgφ	cosφ
10 (6)	0,4	0,93
35	0,5	0,89
110	0,55	0,88
220	0,6	0,86

Таблица 1

ния напряжения на подстанциях для оптимизации потоков реактивной мощности. Отметим, что такие приоритеты могли бы быть определены в соответствии с [4]. Четвертая и, пожалуй, главная причина – «крайняя неэффективность слабо скоординированного управления режимами ЭЭС путем «ручной» коррекции уставок АРВ электрических машин, коммутации БСК и РПН на основе визуальной оценки ограниченного числа локальных параметров электрического режима» [11].

Еще один фактор, мешающий внедрению современных методов оптимизации потоков реактивной мощности, – это значительное отставание уровня компенсации реактивной мощности в отечественных электрических сетях от передовых инновационных подходов, используемых в промышленно развитых странах. Учитывая сравнительно высокую экономическую и энергетическую эффективность компенсации реактивной мощности, большинство промышленно развитых стран уделяют ей большое внимание. В частности, во Франции, Швеции, Германии мощность конденсаторов составляет 35% от активной пиковой мощности, в США и Японии – около 70%. В отдельных энергокомпаниях США мощность установленных конденсаторов составляет 100% от мощности генераторов. При этом во многих странах наблюдается тенденция уменьшения

выдачи генераторами электростанций реактивной мощности за счет увеличения доли, вырабатываемой компенсирующими устройствами. Что касается коэффициента реактивной мощности tgφ в режиме максимальных нагрузок, то в электросетях США, Японии и большинства европейских стран его оптимальное значение в зависимости от номинального напряжения сети поддерживается на уровне 0,2–0,4, что соответствует cosφ = 0,92±0,98. Причем в последние годы во многих энергосистемах США распределительные сети работают с tgφ = 0 в режиме максимальных нагрузок [10].

Компенсация реактивной мощности в системообразующих и межсистемных электрических сетях 220–750 кВ позволяет за счет оптимизации загрузки отдельных линий, подстанций и уровней напряжения в дефицитных по реактивной мощности районах не только снизить потери мощности и электроэнергии и обеспечить допустимые отклонения напряжения в точках подключения потребителей, но и снять ограничения на отключение отдельных линий в ремонт или в связи с ликвидацией аварий.

В бывшем СССР в течение длительного времени (с 30-х гг. прошлого века и до 2000 г.) взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии

в части реактивной мощности регулировались с помощью скидок/надбавок к тарифам на электроэнергию. При этом в схемах развития энергосистем значения коэффициентов реактивной мощности принимались близкими к реальным (табл. 1).

В постперестроечный период документы, относящиеся к области компенсации реактивной мощности (в частности, соответствующие приказу Минэнерго РФ от 10.01.2000 № 2), были признаны утратившими силу. Тем самым, к сожалению, внимание к этой важнейшей проблеме существенно упало. В то же время по ряду объективных причин значительно выросли реактивные нагрузки на фоне значительного замедления вводов новых генерирующих активных мощностей и электросетевого строительства. Появилось большое количество энергорайонов России с дефицитом реактивной мощности и, как следствие, работающих с пониженными уровнями напряжения в нормальных режимах. В таких районах все чаще стали возникать трудности с выводом оборудования в ремонт и его аварийными отключениями. В первом случае было невозможно обеспечить допустимые уровни напряжения в сети 110 кВ и выше без ввода графиков ограничения потребителей. Во втором – происходило снижение напряжения на 20–30% на головных подстанциях с последующим автоматическим сбросом нагрузки.

Системная авария на подстанции «Чагино» в 2005 г. в ОАО «Мосэнерго», развитие работ по созданию активно-адаптивной электрической сети ОАО «ФСК ЕЭС», разработка и утверждение новых нормативных документов по нормативным значениям по ступеням напряжения электрических сетей, по тарифному стимулированию их выполнения – все это создало предпосылки для повышения уровня компенсации реактивной мощности, разработки и внедрения новых бы-

КЛАССИФИКАЦИЯ СТАТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ [11]

ШР – шунтирующие реакторы, БСК – батареи статических конденсаторов, ФПУ – фазоповоротное устройство, ПК – продольная компенсация, УПК – управляемая продольная компенсация, ТРГ – тиристорно-реакторная группа, СТАТКОМ – быстродействующий статический компенсатор, УШРТ – управляемый тиристорами шунтирующий реактор, ОРПМ – объединенный регулятор перетока мощности, ВПН – вставка постоянного тока на основе преобразователя напряжения.

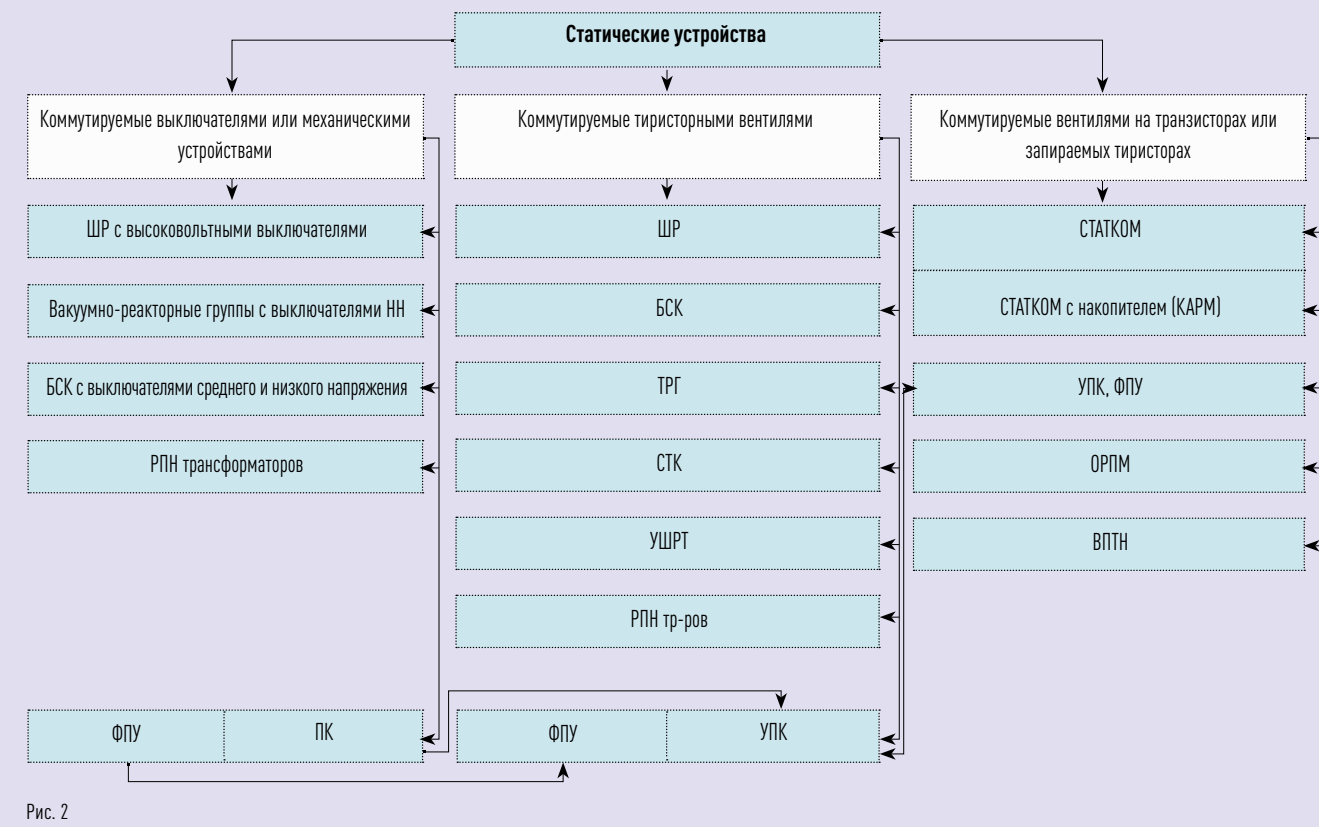


Рис. 2

стродействующих устройств [10].

Серьезной проблемой является также отсутствие современной автоматизированной системы централизованного управления реактивной мощностью электрических станций, средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности для оптимизации РРМ и РН в электрических сетях и у потребителей. Подобные автоматизированные системы активно разрабатываются и внедряются в практику с середины XX века в большинстве энергосистем промышленно развитых стран. В частности, во Франции широкое использование автоматизированной

системы вторичного регулирования напряжения началось еще в 1979 г. и в настоящее время охватывает около 100 тепловых энергоблоков и 150 гидрогенераторов с суммарной располагаемой реактивной мощностью более 30 тыс. Мвар. Энергосистема Франции разделена на 35 зон управления. Зональные регуляторы напряжения автоматически поддерживают заданные уровни напряжения в контрольных точках своих зон управления воздействием на АРВ регулирующих энергоблоков. Аналогичная зональная система регулирования напряжения применяется и в Италии. В функции зонального регулирования напряже-

ния входит управление коммутацией БСК, ШР, РПН трансформаторов и статическими компенсаторами реактивной мощности. Однако третичное регулирование напряжения ни во Франции, ни в Италии пока не автоматизировано. Подробно структурные схемы и принципы регулирования напряжения в этих странах рассмотрены в [11].

И наконец, существенным тормозом на пути эффективного применения существующих программ оптимизации РРМ и РН является отсутствие единой расчетной схемы электрических сетей 220–750 кВ для всех субъектов оптового рынка

ДИНАМИКА СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В СЕТИ МЭС ВОСТОКА ДЛЯ РАСЧЕТОВ УР И ДИНАМИКИ ДЛЯ ВАРИАНТА 1

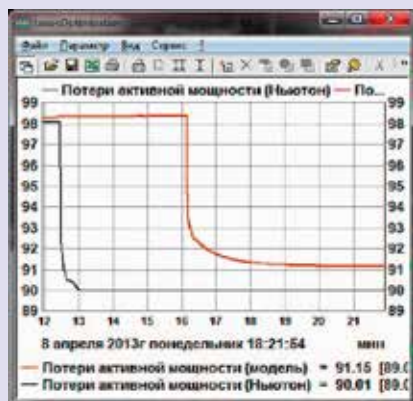


Рис. 3

электроэнергии. Сегодня каждый из них: ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС» и регулятор рынка ОАО «АТС» – имеет свои собственные расчетные схемы, свои источники информации для их актуализации. Все это порождает целый ряд соответствующих проблем, связанных со стыковкой схем и параметров режимов, сопоставлением результатов расчетов по этим схемам и т. п.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

В первую очередь необходимо усовершенствовать нормативно-правовую базу технологического управления оптовым рынком электроэнергии и энергосистемами в части активизации и консолидированного участия электрических станций, электрических сетей, системного оператора и крупных потребителей электроэнергии в управ-

лении потоками реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях 220–750 кВ. В частности, необходимо внести в правила технологического функционирования электроэнергетических систем четкое требование минимизации потерь мощности в электрической сети при регулировании напряжения и реактивной мощности.

Необходимо также повысить надежность работы РПН и АРН и эффективность диагностики технического состояния; организовать проведение качественного технического обслуживания и ремонта этих устройств, своевременную замену физически изношенных и морально устаревших РПН и АРН на современные и определить приоритеты их использования с учетом рекомендаций [4]. Причем особое внимание следует уделить повышению квалификации персонала электрических сетей в области регулирования напряжения и управления потоками реактивной мощности.

Максимальное использование всех имеющихся в электрических сетях средств регулирования напряжения

и управления потоками реактивной мощности также будет способствовать существенному повышению эффективности оптимизации режимов. Необходимо также продолжить работы по оперативной оптимизации установившихся режимов на основе данных АИИС КУЭ и УИК с учетом потерь мощности на корону в воздушных линиях электропередачи [8].

Нужно активизировать работы по технико-экономическому обоснованию, определению мест установки и мощности, внедрению регулируемых компенсирующих устройств в электрических сетях всех номинальных напряжений, в первую очередь современных статических устройств управления режимами энергосистем, классификация и подробное описание которых представлены на рис. 2 [12].

Реализация отмеченных выше мероприятий должна стать основой для разработки и внедрения системы автоматического управления напряжением и реактивной мощностью. С помощью такой системы появится возможность скоординированно управлять средствами регулирования, устанавливаемыми вначале на подстанциях ЕНЭС, а в будущем на всех объектах регулирования ЕЭС России. В институте «Энергосетьпроект» ведутся работы по созданию такой системы. Сформулированы предложения по целям, задачам и структуре такой системы [13]. Такая система должна способствовать:

- повышению пропускной способности сети электропередачи;
- повышению устойчивости нагрузки и энергосистемы в целом при технологических нарушениях;
- повышению качества электроэнергии (в части поддержания напряжения);

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ВИДЕ УСТАВОК РПН, СК, БСК, ШР

Рис. 4

Рис. 4

- минимизации потерь электроэнергии в ЕНЭС.

Предусматривается создание иерархической системы автоматического управления режимом энергосистемы (ЕНЭС, энергорайонов) по напряжению и реактивной мощности (САУ НРМ). Такая САУ НРМ должна строиться как трехуровневая система управления: уровень энергосистемы, уровень энергорайона и уровень энергообъектов (ПС, электростанция, крупные потребители электроэнергии). На всех уровнях САУ НРМ должна взаимодействовать со смежными системами автоматического и автоматизированного управления: противоаварийной автоматикой, автоматикой регулирования частоты и мощности, автоматизированной системой диспетчерско-технологического управления.

Опыт европейских стран говорит о том, что создавать и внедрять такую САУ НРМ следует поэтапно, с постепенным расширением пространственного охвата и наращиванием ее функций. В нашем случае первоначальным этапом может стать автоматизированная система регулирования напряжения в Московской энергосистеме. Ее

структура, основные функциональные требования и уровень быстродействия сформулированы в [10].

В заключение следует подчеркнуть, что необходимым условием эффективной оптимизации режимов, о которых идет речь, является создание и внедрение в практику работы всех субъектов оптового рынка электроэнергии общей расчетной схемы (ОРС) ЕНЭС. Принципы построения такой схемы были разработаны департаментом стратегического планирования ОАО «ФСК ЕЭС». В этих принципах, одобренных решением правления ОАО еще в 2003 г., были сформулированы: цель и задачи создания общей расчетной схемы ЕНЭС; перечень конкретных задач, решаемых в рамках этой схемы Федеральной сетевой компанией, системным оператором и администратором торговой системы; типы объектов, которые должны быть учтены в ОРС ЕНЭС; размерность схемы; требования к кодировке узлов и программному обеспечению. Отметим, что после объединения ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» в единое ОАО «Россети» разработка такой ОРС ЕНЭС становится особенно актуальной задачей.

МНОГОУРОВНЕВАЯ СИСТЕМА

В ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» ведутся работы по созданию трехуровневой системы регулирования напряжения и реактивной мощности в объединенной энергетической системе (ОЭС) Востока.

Проект ОЭС Востока является пилотным среди интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). В рамках ОЭС Востока рассматривается управление напряжением и реактивной мощностью в кластерах Эльгауголь, Ванино, Приморье.

В ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» создан стенд для разработки технологических решений по управлению напряжением и реактивной мощностью в энергообъединениях (ОЭС), энергосистемах (ЭС), кластерах и подстанциях.

На стенде были опробованы системы управления напряжением и реактивной мощностью для кубанских электрических сетей и ОЭС Востока. Рассматривались нормальные, утяжеленные и аварийные режимы работы ЭС, полнота телеинформации и помехи в каналах связи.

