

УДК 621.311

Обеспечение надёжного и безопасного электроснабжения потребителей Московского региона в условиях реформирования электроэнергетики

Дьяков А. Ф., член-корр. РАН, проф., председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики

Доклад на конференции «Энергетическая безопасность в условиях мегаполиса» научно-технического конгресса «Безопасность — основа устойчивого развития регионов и мегаполисов». 9 ноября 2005 г.

Основные проблемы в обеспечении надёжного и безопасного энергоснабжения потребителей в условиях реформирования электроэнергетики, либерализации рынка возникают в связи с хозяйственным разделением участников единого технологического процесса генерации, передачи, распределения и потребления электроэнергии. ОАО «Мосэнерго», например, в ходе реформы разделилось на 14 новых компаний, что, безусловно, усложняет взаимодействие субъектов энергетического рынка.

Существенно снижает надёжность разделение интересов субъектов рынка по её поддержанию, появление субъектов, не отвечающих за обеспечение надёжности, но существенно влияющих на её состояние, например торговых операторов.

Появление коммерческих требований к режиму и ограничений на его изменение в условиях рынка также значительно снижает управляемость энергосистемами, их надёжность.

В условиях свободной торговли электроэнергией менее прогнозируемым становится использование линий электропередачи, увеличивается число «узких мест», так как изменяется распределение и направление потоков мощности по сравнению с теми, которые были приняты при их проектировании.

В результате роста конкуренции на рынке электроэнергии и мощности происходит снижение всех видов резервов, а это неизбежно ведёт к максимальному использованию генерирующих мощностей и пропускной способности электрических сетей. В связи с этим существенно снижается надёжность электроснабжения.

Реформирование электроэнергетики повлекло за собой не только изменение структуры управления отраслью, усложнение взаимодействия хозяйствующих субъектов, но и изменение денежных потоков, их дальнейшее дробление, а также выявило отсутствие эффективных стимулов для привлечения инвестиций в электроэнергетику из других сфер экономики.

Всё это создаёт существенные проблемы с наращиванием генерирующих мощностей и увеличением пропускной способности электрических сетей, их техническим перевооружением из-за отсутствия необходимых объёмов инвестиций на эти цели.

В период перехода электроэнергетики к рыночным отношениям происходит нарастание отставания процессов адаптации технологической части, нормативно-правовой базы, регламентирующей деятельность отрасли, от темпов реформирования отрасли, развития рыночных отношений. Это также отрицательно сказывается на надёжности электроснабжения потребителей.

Именно отставание таких процессов от уровня развития рыночных отношений и порождает в условиях либерализации рынка следующие проблемы:

увеличение рыночных рисков — неконтролируемых ценовых скачков, локального роста спроса, потеря поставщиков, разделение рынка, банкротство, договорной монополизм и даже манипуляции самим рынком;

неподготовленность энергообъединений к гарантированному обеспечению перспективного спроса на энергию и неэффективные инвестиционные решения из-за сложности или невозможности принятия комплексных планов развития электроэнергетики в условиях рынка;

снижение технологической управляемости энергетической системой, рост вероятности дезорганизации противоаварийного управления в ней из-за ограничения возможности привлечения к этому процессу потребителей и электростанций;

ослабление, а в перспективе и потеря единства электроэнергетического комплекса России, разделение Единой энергосистемы страны на новые энергетические образования (ТГК, ОГК, ММСК, МРСК и т. п.), и, как следствие, всё возрастающая сложность в обеспечении надёжной и устойчивой параллельной работы.

Всё это, в конечном счёте, создаёт предпосылки для крупных системных аварий, как регионального, так и общегосударственного масштаба.

Системные аварии, случившиеся в последние годы в странах Америки и Европы, заставили многих по-новому посмотреть на реформирование электроэнергетики, особенно на проблемы обеспечения надёжности и безопасности функционирования больших систем электроэнергетики в условиях либерализации рынка.

Ведущие эксперты и специалисты международных энергетических организаций, СИГРЭ и МИРЭС, считают, что недостатки реформирования электроэнергетики заключаются в неоправданной абсолютизации конкуренции и рынка, в безосновательной вере в то, что за счёт численного роста производителей и поставщиков электроэнергии рынок сам по себе обеспечит эффективность, надёжность и безопасность энергоснабжения.

По их мнению, избежать крупных экономических потерь, связанных с возможными системными авариями и массовыми отключениями потребителей, можно только при очень хорошей организации рынка электроэнергии и при наличии не менее 30 % резерва пропускной способности электрических сетей, и не менее 40 % резерва генерирующих мощностей (в часы максимумов нагрузки).

Указанные системные аварии выявили в энергообъединениях, в которых они произошли, несоответствие действующих систем поддержания надёжности электроснабжения потребителей уровню рыночных отношений.

Однако видеть сегодня причины аварий только в реформировании электроэнергетики, в либерализации рынка электроэнергии и мощности было бы несправедливым и неправомерным. Сегодня мы не можем не замечать и не учитывать управленческие и организационно-технические причины указанных аварий.

Результаты расследования причин системной аварии 25 мая 2005 г. в Московской и смежных — Калужской, Рязанской, Смоленской и Тульской энергосистемах выявили следующие проблемы в Московской энергосистеме:

- значительное отставание вводов генерирующих мощностей от темпов роста потребления электроэнергии;
- отсутствие сбалансированности потребления и генерации;
- исчерпание пропускной способности электрических сетей 220 и 110 кВ, которым отведено особое место в электроснабжении потребителей города;
- значительный износ основного оборудования электростанций и сетей;
- высокий уровень загрузки связей, вызванный неравномерностью распределения генерации и потребления мощностей;
- недостаточный объём средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- теплофикационный режим работы большей части электростанций, что снижает их маневренные возможности;
- рост коммунально-бытового сектора и уменьшение доли промышленных потребителей в структуре потребления электроэнергии, что снижает управляемость в аварийных ситуациях, путём отключения потребителей;
- недостаток ресурсов для оперативного и автоматического управления режимами генерации и потребления, особенно в аварийных ситуациях;
- высокие уровни токов короткого замыкания при недостаточной отключающей способности выключателей, в связи с чем возникает необходимость секционирования электрической сети, а это снижает её пропускную способность и устойчивость;
- недостаточная обеспеченность средствами противоаварийной автоматики и слабая её направленность на предотвращение нарушений устойчивости электростанций и недопущение аварийного снижения частоты в случае угрозы развития «лавины напряжения» в аварийных ситуациях;
- неудовлетворительная наблюдаемость состояния и режима электрической сети средствами телемеханики;
- низкий уровень эффективности оперативно-диспетчерского управления, вызванного сложностью и длительностью прохождения команд и отсутствием необходимого объёма информации о состоянии энергосистемы;
- неразвитость программно-технических средств, планирования режимов, анализа и оценки их в реальном времени, поддержки диспетчеров в аварийных ситуациях;
- низкий уровень подготовки и натренированности диспетчерского персонала.

Московская авария 25 мая 2006 г. не только выявила много общего с авариями в странах Америки и Европы, но, что более важно, показала необходимость неотложной разработки и осуществления комплекса мер по повышению надёжности и безопасности функционирования не только Московской энергосистемы, но и Единой энергетической системы России в целом.

Многие годы Московская энергосистема была самобалансированной и даже имела небольшой резерв мощности. При этом постоянно проводилось интенсивное наращивание установленной мощности и развитие электрических сетей региона.

Однако в начале 90-х годов в связи с резким снижением производственной нагрузки развитие энергетики региона фактически прекратилось, тогда как доля устаревшего оборудования электростанций и сетей из года в год продолжала

расти и с каждым годом требовала всё больших объёмов его модернизации или замены новым.

При этом рост установленной мощности в период с 1995 по 2004 г. составил всего 427 МВт, тогда как потребление в этот период выросло на 3273 МВт. Более того, в 2002 г. произошло даже снижение установленной мощности из-за аварии на Каширской ГРЭС и демонтажа 3-го блока станции (минус 300 МВт). С тех пор в Московской энергосистеме не было вводов мощностей, за исключением небольших станций, которые строятся по Программе правительства г. Москвы.

В этот период не только прекратилось инвестирование энергетики, но и резко сократилось выделение средств на поддержание живучести энергосистемы, эксплуатацию и ремонт стареющего оборудования, сохранение высококвалифицированного персонала.

Во второй половине 90-х годов начался устойчивый рост электрической нагрузки, сначала в Москве (4,5 % в год), а с 2000 г. — и в Московской обл., причём более высокими темпами (6–8 % в год). В осенне-зимний период 2001 – 2002 гг. максимум нагрузки в Московском регионе превысил уровень 1990 г., а в 2003 г. Московская энергосистема превратилась из самобалансированной в дефицитную.

Сегодня ОАО «Мосэнерго» имеет дефицит собственной мощности в объёме 1500 МВт, зимой он колеблется в пределах 2500 — 3500 МВт. Остроту проблеме придаёт тот факт, что дефицит возник в условиях исчерпания ресурсов увеличения собственной генерации и возможностей получения недостающей электроэнергии извне.

Из прогнозов, выполненных институтом «Мосэнергопроект», следует, что после 2010 г. темпы роста потребления, хотя несколько и снизятся, но будут оставаться всё ещё высокими. Ежегодный прирост электропотребления в 2004 – 2010 гг. составит в среднем 4,4 %, с 2011 по 2015 гг. может постепенно снизиться до 2,9 %, с 2016 по 2020 гг. — до 2,5 %.

В связи с этим, наряду с проблемами адаптации системы обеспечения надёжности к рыночным условиям, особую актуальность приобретают вопросы наращивания генерирующих мощностей в регионе за счёт ввода новых и технического перевооружения старых.

Если же это не будет сделано, то к 2020 г. дефицит мощности может вырасти почти до уровня располагаемой мощности ОАО «Мосэнерго», которая в настоящее время составляет 14,16 тыс. МВт. Разумеется, что ни о какой надёжности и безопасности энергоснабжения потребителей в этих условиях говорить не приходится.

Поэтому в создавшейся ситуации снижение дефицита мощности можно обеспечить только совместными согласованными действиями по обеспечению ввода новых генерирующих мощностей ОАО «Мосэнерго», правительства г. Москвы и правительства Московской обл., при поддержке правительства страны. Причём уже сегодня ясно, что сделать это будет не так просто.

Для покрытия растущего дефицита мощностей в 2006 – 2010 гг. приоритетным должно стать строительство блоков № 11 (450 МВт) на ТЭЦ-21, № 8 (400 МВт) на ТЭЦ-26, № 3 (450 МВт) и № 4 (325 МВт) на ТЭЦ-27, ввод 100 МВт на ПГУ-ТЭЦ в Московской обл., а также техническое перевооружение восьми электростанций — ГЭС-1, ГРЭС-3, ТЭЦ-9, ТЭЦ-12, ТЭЦ-20, ТЭЦ-21, ТЭЦ-23 и ТЭЦ-28, с суммарным приростом установленной мощности на 346 МВт. Всё это позволит к 2010 г. увеличить генерирующие мощности ОАО «Мосэнерго» на 2071 МВт.

Суммарный ввод генерирующих мощностей на электростанциях, выделенных из ОАО «Мосэнерго», в результате восстановления блока № 3 (330 МВт) на Каширской ГРЭС (ОГК-1) и надстройки ГТЭ-110 на ГРЭС-24 (ОГК-6) в указанный период составит 440 МВт. Кроме того, по Программе правительства Москвы в эти сроки намечается построить электростанции общей мощностью 1500 МВт. Таким образом, генерирующие мощности в Московском регионе за 2006 – 2010 гг. возрастут на 4011 МВт.

В 2011 – 2015 гг. намечается строительство двух ПГУ-800 1-й очереди Петровской ГРЭС (1600 МВт), четырёх блоков 2-й очереди Загорской ГАЭС (800 МВт), блока № 5 с ПГУ-325 на ТЭЦ-27 (325 МВт), ПГУ-170 № 1 и 2 на ТЭЦ-16 (340 МВт),

ПГУ-90 на ТЭЦ-11 (90 МВт), ПГУ-90 № 1 и 2 на ТЭЦ-17 (180 МВт) и ПГУ-170 № 2 на ТЭЦ-20 (170 МВт), а также ввод электростанций по Программе правительства Москвы суммарной мощностью 1000 МВт. Всего в указанный период намечается ввести в эксплуатацию 4505 МВт генерирующих мощностей.

В период с 2016 по 2020 г. намечается завершить строительство трёх ПГУ-800 2-й очереди Петровской ГРЭС (2400 МВт), блока № 8 с ПГУ-400 на ТЭЦ-25 (400 МВт), установок ГТЭ-65 № 7 и 8 на ТЭЦ-11 (130 МВт), двух блоков с ПГУ-170 на ТЭЦ-8 (340 МВт) и ПГУ-400 на Шекинской ГРЭС (400 МВт), а также ввод электростанций по Программе правительства Москвы суммарной мощностью 1000 МВт. Всего в указанный период намечается ввести в Московском регионе 4670 МВт генерирующих мощностей.

Суммарный ввод генерирующих мощностей в 2006 – 2020 гг. на тепловых электростанциях в Московском регионе должен составить 13 186 МВт.

Для ускорения темпов ввода генерирующих мощностей на ТЭС, снижения объёма инвестиций на эти цели, видимо, следует в первую очередь использовать свободные площади, имеющиеся на территории действующих электростанций, пригодные для размещения новых генерирующих мощностей и позволяющие использовать инфраструктуру этих станций.

Главным в технической политике ОАО «Мосэнерго» в этот период должно стать использование парогазовых технологий, которые дают существенную экономию топлива и значительно улучшают технико-экономические показатели производства электрической энергии. На выработку 1 кВт·ч электроэнергии с использованием ПГУ топлива требуется примерно на 50 – 70 г меньше. Если при использовании паросилового цикла КПД электростанций составляет около 36 – 38 %, то при переходе на парогазовые технологии он достигает 51 – 55 %.

Замена оборудования и ввод новых мощностей других электростанций Московского региона также должны осуществляться только с использованием новых высокоэффективных газотурбинных и парогазовых энергетических технологий, в частности, с применением отечественных газовых турбин ГТЭ-65, ГТЭ-110, ГТЭ-160 и ГТЭ-180 и созданных на их базе ПГУ-90, 170, 180, 240, 270, 325, 400, 450, 540 МВт.

Перспективным является применение одновальных парогазовых установок (ПГУ) на электростанциях Москвы и Московской обл. Их преимущества очевидны: снижается количество используемого основного паросилового оборудования — электрогенераторов и трансформаторов, а также небольшой размер площадки, занимаемой блоком. Кроме того, они экономичнее тех энергоблоков, которые сейчас используются в Московской энергосистеме.

Думаю, следует дополнительно проработать предложения по созданию отечественных ПГУ-800 и ПГУ-900. Это станет ещё одним важным шагом в ускоренном наращивании генерирующих мощностей в Московском регионе.

В результате реализации Программы развития ОАО «Мосэнерго» до 2020 г., не менее 40 % установленной мощности компании составят энергоблоки на базе ПГУ.

Учитывая, что основу мощностей ОАО «Мосэнерго» всё ещё составляет традиционное паросиловое оборудование, необходимо пока продолжать продление его ресурса, в том числе индивидуального, разумеется, после соответствующей диагностики. Заменить это оборудование новым сегодня нет реальной возможности, а сокращать установленную мощность электростанций при нынешнем дефиците генерирующих мощностей в регионе просто недопустимо.

Всем понятно, что этот путь временный и вынужденный. Он не приведёт к росту генерирующих мощностей, более того увеличит эксплуатационные и ремонтные затраты, себестоимость энергопроизводства, но альтернативы ему пока нет. В связи с этим, предвещается крайне важным усилить внимание и поднять уровень эксплуатации энергетического оборудования.

Техническое перевооружение морально устаревших электростанций с турбинами ПТ-80, Т-100-130 по мере возможности должно осуществляться с замещением их на ГТУ с котлами-утилизаторами. Такая мера позволит увеличить установленную мощность электростанций в 2,0 – 2,2 раза.

При вводе новых генерирующих мощностей в Московском регионе в связи с высокой концентрацией действующих электростанций необходимо опережающими темпами осуществлять мероприятия по снижению выбросов на энергетических объектах, чтобы не ухудшать экологию в столице.

Этому будет активно способствовать и переход энергетики столицы на парогазовые технологии, которые более экологичны. Количество вредных выбросов в атмосферу, прежде всего оксидов азота, у ГТУ и ПГУ ниже, чем у традиционных парогенераторов. Снижается и расход воды, что тоже немаловажно для региона.

Для повышения надёжности, устойчивости и безопасности Московской энергосистемы необходимо разработать «Стратегию использования газового и твёрдого топлива в Московском регионе на период до 2020 года» и более поздний период (возможно до 2030 г.).

Надо завершить проработки по применению перспективных технологий сжигания твёрдого топлива на ТЭЦ-17 и ТЭЦ-22. Следует также безотлагательно осуществить проектно-изыскательские работы по обоснованию строительства на твёрдом топливе Петровской ГРЭС в Шатурском районе Московской обл. установленной мощностью не менее 3900 – 4000 МВт. Модернизация и строительство этих электростанций на твёрдом топливе позволят несколько снизить зависимость Московской энергосистемы от поставок газа.

До 2007 г., в соответствии с имеющимися договорами, объёмы поставки газа на ТЭЦ Москвы установлены в размере 21,8 млрд м³ в год. С учётом ввода новых ПГУ и ростом энергопотребления потребность Московского региона в природном газе к 2010 г. возрастёт на 4,2 – 4,4 млрд м³ и достигнет примерно 26,0 – 26,2 млрд м³.

Всем известен проводимый в настоящее время руководством ОАО «Газпром» курс на значительное снижение поставок газа на ТЭС страны, особенно в 2010 – 2020 гг.

В связи с этим для повышения надёжности газоснабжения электростанций региона, повышения энергетической безопасности столицы, представляется целесообразным:

гарантировать каждой электростанции два независимых источника поставки газа и обеспечить равномерное давление его в кольце газопроводов Москвы;

предусмотреть в разрабатываемой в настоящее время ОАО «Газпром» «Концепции производства и использования природного газа на период до 2030 года» перспективную потребность в природном газе Москвы и Московской обл. отдельной строкой и в полном объёме.

По предварительным данным доля газа в топливном балансе ТЭС Московского региона к 2020 г. составит 85 %, угля — 15 %, к началу 2006 г. эти показатели ожидаются на уровне 97,5 и 2,5 % (уголь + мазут) соответственно.

Одним из перспективных направлений снижения дефицита электроэнергии, совершенствования энергоснабжающих систем, повышения их надёжности и эффективности должно стать создание распределённых систем теплоснабжения на базе ГТУ ТЭЦ малой единичной мощности для энергоснабжения отдельных микрорайонов городов или небольших населённых пунктов Московского региона.

Преимущество мини-электростанций состоит в том, что их можно очень быстро построить (примерно за год). Такие электростанции не оказывают значительного негативного влияния на окружающую среду, а потому их можно разместить вблизи жилого микрорайона или населённого пункта, что позволяет сократить затраты на электрические и тепловые сети. Мини-ТЭЦ на базе ГТУ легко остановить и запустить, а потому их можно использовать «на подхвате» во время пиковых нагрузок. Кроме того, по сравнению с крупными электростанциями строительство мини-ТЭЦ требует сравнительно небольших единовременных капитальных вложений.

Одна из таких станций на отечественном оборудовании строится в Павловском Посаде Московской обл. В её состав входят две газотурбинные установки мощностью по 8 МВт каждая, два котла-утилизатора тепловой мощностью по 16 Гкал/ч, а также автоматическая система управления технологическими процессами (АСУТП), что повышает её надёжность.

Правительство Москвы идёт также по пути строительства с использованием ПГУ небольших электрических установок мощностью 6 – 12 МВт на районных котельных. Эта программа уже реализуется в Люблино, Марьино и Строгино. Всего в городе предполагается построить 500 – 600 таких объектов.

Что касается рационального сочетания крупной и малой энергетики в Московском регионе, то в этом вопросе наша принципиальная позиция, на мой взгляд, не должна меняться. Крупные электростанции как были, так и будут главным приоритетом в развитии энергетики региона, основой надёжного и безопасного энергоснабжения потребителей.

Однако в данный момент именно малая энергетика может оказать неоценимую услугу в повышении надёжности и безопасности энергоснабжения потребителей региона, но проблеме ликвидации дефицита электроэнергии в мегаполисе такие станции, безусловно, не решат.

Что касается роли ядерной энергетики в повышении надёжности энергоснабжения потребителей региона, то у меня есть твёрдая убежденность в том, что без развития ядерной энергетики проблему энергетической безопасности страны, обеспечения надёжного энергоснабжения потребителей европейской части России, Московского региона в полном объёме не решить.

Если, например, уже изложенную программу ввода генерирующих мощностей на ТЭС дополнить вводом мощных энергоблоков на атомных электростанциях — блока № 4 (1000 МВт) на Калининской АЭС, блока № 5 (1000 МВт) на Курской АЭС и блока № 4 (1000 МВт) на Смоленской АЭС, то это позволит не только не допустить возможного дефицита, но и создать к 2020 г. небольшой резерв мощности в Московском регионе, порядка 10 %.

Думаю, всем понятно, что достижение такой цели требует решений и усилий не только Федерального агентства по атомной энергии, но и правительства страны.

Вводы новых генерирующих мощностей на АЭС и ПГУ на ТЭС, которые предназначены для работы в базовом режиме, неизбежно потребуют увеличения объёмов маневренных генерирующих мощностей. Наиболее эффективными маневренными мощностями, способными вырабатывать и потреблять активную и реактивную мощность, на сегодняшний день являются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).

В Московском регионе успешно функционирует Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт. Однако, в целях повышения надёжности и безопасности энергоснабжения потребителей региона, как уже было сказано, необходимо к 2011 г. построить вторую очередь этой станции мощностью 800 МВт.

Видимо следует определиться и с перспективными проектами ГАЭС — Костромской, Волоколамской и Ленинградской, площадкой для строительства которых имеются. Отечественные машиностроители — ЛМЗ и Электротяжмаш разработали и внедрили обратимые гидроагрегаты для ГАЭС, размещённых на равнинных территориях.

Таким образом, площадки есть, оборудование есть, дело — за разработкой ТЭО этих электростанций, созданием привлекательных условий для инвесторов строительства данных объектов, а также за решением на государственном уровне вопросов о тарифах для пиковой, реактивной и ночной энергии ГАЭС.

Для снижения дефицита генерирующих мощностей кроме ввода новых мощностей и технического перевооружения действующих электростанций крайне важно осуществить дополнительные мероприятия по сокращению темпов роста потребления электроэнергии и энергосбережению в Московском регионе. Огромные резервы в области энергосбережения имеются у потребителей, особенно у промышленных и сельскохозяйственных.

Для обеспечения гарантированного, надёжного энергоснабжения потребителей Московского мегаполиса требуется развитие электросетевого комплекса для передачи в Московскую энергосистему электроэнергии и мощности из ОЭС Центра — от Калининской АЭС, Костромской, Рязанской, Конаковской и Черепетской ГРЭС, а также наращивание необходимого резерва генерирующих мощностей на этих станциях.

Однако передача энергии в Московскую энергосистему из других регионов проблемы надёжности и безопасности элек-

троснабжения потребителей полностью не решит. Во-первых, в других регионах не лучшая ситуация с производством электроэнергии и необходимостью замены изношенного оборудования. Во-вторых, особенность энергетики Московского мегаполиса в том, что в нём тепла производится в 2 раза больше, чем электричества. Причём строить котельные в городе только для выработки тепла невыгодно, так как по своей экономичности они значительно уступают теплоэлектроцентралям.

Кроме того, мы должны реально исходить из того факта, что существующие электрические сети практически исчерпали свои возможности, в значительной степени изношены и не способны передавать всё возрастающие объёмы электроэнергии и мощности, необходимые для надёжного и безопасного энергоснабжения потребителей Московского региона.

Сегодня около 50 % кабельных линий выработали свой ресурс. Разумеется, что при значительном увеличении затрат и усилий персонала на поддержание их в рабочем состоянии, они могут работать, но если ситуация останется и дальше неизменной, она быстро превратится в критическую.

В связи с быстрым ростом числа бытовых электроприборов у населения, сносом пятиэтажек и строительством вместо них домов повышенной этажности, ростом числа новостроек, где энергоснабжение вводимого жилья заранее с ОАО «Мосэнерго» согласовано не было, в Москве около 400 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и 6/0,4 кВ перегружены. В ряде районов (Бабушкино, Новомазилово, Северное Тушино, Тёплый Стан, Кузьминки) нет 100 %-ного резервирования по сети 6 кВ.

Поэтому в целях повышения надёжности и гарантированности энергоснабжения Москвы и Московской обл. требуется более интенсивное развитие распределительных сетей, усиление кольца 500 кВ, завершение строительства кольца 750 кВ.

Что касается кольца 750 кВ, то его назначение — выполнение системных функций в ОЭС Центра, которые сегодня, в известной мере, выполняет кольцо 500 кВ, приём и распределение электрической мощности от АЭС, крупных федеральных ГРЭС ОЭС Центра и передачи её в Московский регион.

Необходимо, как уже было сказано, существенно усилить действующее Московское кольцо 500 кВ. Для этого необходимо осуществить:

- строительство второго кольца 500 кВ за счёт замены опор существующего кольца;
- строительство четырёх новых подстанций 500 кВ на севере, западе, юге и востоке;
- расширение подстанций и развитие сетей 500 кВ для приёма мощности от вновь вводимых ПГУ-450 на ТЭЦ-27, ТЭЦ-26 и ТЭЦ-21, Петровской ГРЭС и Загорской ГАЭС;
- реконструкция существующих подстанций 500 кВ: Очаково, Чагино, Бескудниково, Пахра, Ногинск с заменой трансформаторов на более мощные.

Кроме того, требуется строительство новых подстанций и линий электропередачи 220 кВ, реконструкция действующих подстанций 220/110 кВ, неотложный перевод электрической сети 110 на напряжение 220 кВ. Только это позволит в 2 – 3 раза увеличить пропускную способность распределительной сети.

Для повышения надёжности режимов работы Московской энергосистемы необходимо в первую очередь увеличить установленную мощности автотрансформаторов 500/220, 500/110 и 220/110 кВ на энергетических объектах региона.

В связи с высокой плотностью нагрузки в Москве необходим последовательный перевод на более высокий класс напряжений не только распределительных (с 6 – 10 на 20 кВ, со 110 на 220 кВ), но и системообразующих (с 220 на 500 кВ и с 500 на 750 кВ) линий электропередачи.

Учитывая дефицит средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме в целом, полное отсутствие их в электрических сетях 220 кВ, недостаток в сети 500 кВ, большую степень износа синхронных компенсаторов на ПС Бескудниково, Ногинск, Чагино, Трубино и Пахра, а также предстоящее увеличение объёмов передачи электроэнергии в Московский регион извне, представляется целесообразным выполнить проектную работу по размещению необходимых средств ре-

гулирования реактивной мощности с привлечением института «Энергосетьпроект», академических и отраслевых НИИ.

По предварительным оценкам в Московской энергосистеме необходима установка дополнительных источников реактивной мощности примерно 6000 Мвар. На действующих подстанциях 110/220 кВ необходимо установить примерно 3000 Мвар, на новых подстанциях 500/220 кВ — около 1500 Мвар. Следует также на подстанциях 500/220 кВ заменить выработавшие ресурс синхронные компенсаторы на новые с увеличением их мощности на 1500 Мвар. Кроме того, целесообразно предусмотреть установку асинхронизированных турбогенераторов на электростанциях с возможностью выработки ими примерно 1000 Мвар реактивной мощности.

В электрической сети Московской энергосистемы преобладают короткие линии электропередачи, для которых характерны низкие сопротивления и большие значения токов короткого замыкания. Как уже было сказано, это ведёт к вынужденному секционированию электрических сетей, а следовательно, к снижению их пропускной способности и надёжности.

В сетях 110, 220 и 500 кВ отключающая способность 72 выключателей не соответствует уровням токов КЗ в штатных режимах, у 170 выключателей — в ремонтных режимах. Поэтому надо более активно проводить замену выключателей с недостаточной отключающей способностью, а также установку токоограничивающих реакторов в нейтральных автотрансформаторов.

На мой взгляд, Московская энергосистема, которая ранее была самобалансированной, должна и далее развиваться как самобалансированная. Это обусловлено политическим и экономическим значением столицы, огромными масштабами Московского мегаполиса, а также большой долей теплофикационного оборудования в установленной мощности электростанций, чрезвычайно высокой концентрацией нагрузки и большой плотностью электрических сетей в мегаполисе.

Как известно, в Московской энергосистеме тепловая мощность электростанций (34,9 тыс. Гкал/ч без учёта независимых производителей тепла) в два раза превышает электрическую установленную мощность (15,1 тыс. МВт), а плотность сети в ней на порядок выше, чем в других энергосистемах.

При этом следует исходить из того непреложного факта, что передача электроэнергии из других энергосистем в такой чрезвычайно сложный мегаполис, как Московский, при наличии внутри него значительного дефицита генерирующих мощностей, нельзя гарантировать устойчивое и надёжное энергоснабжение потребителей, даже при очень высокой надёжности межсистемных линий электропередачи.

В связи с этим в Московском регионе строительство новых и реконструкция существующих энергообъектов должны идти опережающими темпами по сравнению с ростом энергопотребления. Только так можно гарантировать надёжное и безопасное энергоснабжения потребителей.

При доработке и реализации Программы технического перевооружения и строительства новых мощностей ОАО «Мосэнерго» на 2006 – 2020 гг. чрезвычайно важным является её согласованность, скоординированность с ГидроОГК, соответствующими ОГК и ТГК, Инвестиционной программой Федеральной сетевой компании ЕЭС России, Программой развития системы оперативно-диспетчерского управления Системного оператора (СО – ЦДУ ЕЭС), с генеральными планами развития Москвы и Московской обл., а также с Программой развития газоснабжения Московского региона, московскими сетевыми копаниями.

В условиях работы энергетического рынка с дефицитом мощности резко возрастает роль оперативно-диспетчерского управления СО – ЦДУ ЕЭС и его подразделений всех уровней. Поэтому в целях повышения эффективности диспетчерского управления требуется безотлагательное внедрение самой современной автоматизированной системы диспетчерского управления, обеспечение оперативно-диспетчерского персонала программными комплексами, работающими в режиме реального времени, для расчёта предельных режимов, устойчивости энергосистем, для помощи диспетчерам в выборе необходимых противоаварийных мероприятий.

Для поиска новых, более эффективных решений по вопросам системной надёжности энергетики региона, автоматического управления режимами электрических сетей и нагрузкой в аварийных ситуациях представляется целесообразным привлечение ведущих НИИ РАН и отрасли.

В целях совершенствования и повышения эффективности автоматического противоаварийного управления следует обеспечить разработку и внедрение комплексов АОСН и САОН в Московской энергосистеме с действием по факту перегрузки оборудования и линий электропередачи, снижения напряжения в узлах нагрузки.

Особую актуальность приобретают сегодня проблемы совершенствования РЗА в Московской энергосистеме. В настоящее время в энергосистеме эксплуатируется 81 935 устройств РЗА, из них только один процент — современные микропроцессорные защиты. Никаких гибких систем дистанционного управления и перенастройки нет. При этом 52 % устройств релейной защиты находятся в эксплуатации свыше 25 лет.

Для повышения надёжности работы РЗА нужна срочная замена устаревших устройств релейной защиты и автоматики на современные микропроцессорные в объёме не менее 3 тыс. в год. При этом необходимо создавать гибкие дистанционно-управляемые системы перенастройки под каждый конкретный режим.

В последнее время в Московской энергосистеме стало более сложным и менее эффективным регулирование потребления путём воздействия АЧР на промышленные нагрузки. Это связано со снижением доли промышленного потребления электроэнергии в Москве с 55 % (в 1990 г.) до 34 % (в 2005 г.) и ростом коммунально-бытовых потребителей, воздействие на которых путём отключений крайне сложно, да и нежелательно по многим причинам.

Всё более настоятельной становится необходимость разработки и внедрения систем селективного телеуправления электроприёмниками всех групп потребителей электроэнергии во время аварийных ситуаций. Требуется более широкое внедрение в Московской энергосистеме средств информатики и телемеханики, в том числе и цифровых каналов связи.

В настоящее время никаких устройств телеуправления оборудованием, определяющих электрический режим, в распоряжении диспетчера Московского РДУ фактически нет. Диспетчер при управлении режимом даёт команды напрямую на восемь подстанций 500 кВ, на 31 подстанцию 220 кВ, на три подстанции 110 кВ, а также на электростанции при изменении ими нагрузки. На остальные объекты управления диспетчер РДУ передаёт команды через диспетчера предприятия электрических сетей, что существенно увеличивает время их прохождения до непосредственных исполнителей.

Команды диспетчера Московской энергосистемы на ввод графиков отключения и ограничения потребителей осуществляются через диспетчера АО «Энергосбыт», что приводит к задержке их выполнения на 4 – 6 ч. Причём эти команды реализуются оперативно-выездными бригадами путём отключения фидеров. При этом потребители нередко затем снова запрашивают с других фидеров без соответствующего уведомления об этом диспетчера РДУ. Поэтому эффективность таких отключений не превышает 30 – 40 %.

В связи с этим при строительстве новых сетевых объектов и генерирующих мощностей или их реконструкции необходимо их оснащать современными системами телеуправления.

Эффективное оперативно-диспетчерское управление энергосистемой невозможно без достаточного наблюдения за режимом её работы, на основании которого моделируется электрический режим и прогноз потребления, который должен осуществляться по узлам электрической сети. Однако положение дел в Московском регионе таково, что из 376 энергообъектов только 140 (37 %) объектов управления наблюдаются диспетчером. Причём из числа наблюдаемых объектов только 28 % оснащены современными цифровыми устройствами телемеханики.

Чтобы обеспечить эффективную работу программы оценки состояния энергосистемы в режиме реального времени, по оценке экспертов, необходим минимальный объём принимаемой телеинформации примерно 9000 телеизмерений

и 12 000 телесигналов. На сегодняшний день, принимаемый объём телеинформации в Московском РДУ, составляет 2100 телеизмерений и 2360 телесигналов.

На уровне СО – ЦДУ и СО – ОДУ дело обстоит несколько лучше. В настоящее время в этих структурах оперативно-диспетчерского управления внедряются современные оперативно-информационные комплексы, которые синхронизированы по времени и позволяют передать значительно больше информации.

Требуется кардинальное повышение уровня надёжности телекоммуникационной связи, контроля и дистанционного управления удалёнными энергообъектами Московской энергосистемы во всех режимах работы, в том числе и в случае их истощенности в аварийных ситуациях.

Необходимо разработать и внедрить организационно-технические мероприятия по обеспечению выделенности электростанции на сбалансированную нагрузку при аварийных ситуациях в энергосистеме в целях предотвращения посадки электростанции на «ноль» и разработать схему её разворота, если это произойдёт.

Для повышения надёжности функционирования энергосистем, предотвращения локальных аварий, риска перехода таких аварий в системные необходимо разработать и внедрить регламентирующие мероприятия, позволяющие чётко разграничить функции СО – ОДУ Центра и РДУ путём передачи части функций диспетчерского оперативного управления региональному подразделению Системного оператора.

Необходимо провести согласование и сертификацию процедур и регламентов действий субъектов рынка, участвующих в регулировании функционирования энергосистемы.

Надо оснастить Московское РДУ современным техническим оборудованием, автоматическими системами управления режимами работы, системами контроля надёжности и предупредительной сигнализации о назревающей аварии, аварийной автоматической разгрузки.

Следует повысить уровень информированности персонала РДУ о текущем состоянии энергосистемы и планируемых режимах её работы на ближайшие сутки, включая ожидаемые перетоки и вероятные ограничения пропускной способности сети.

Надо ввести в повседневную практику регулярные тренировки персонала по обеспечению статической и динамической устойчивости работы энергосистемы в режиме реального времени с использованием моделей и с отработкой взаимодействия со всеми субъектами рынка.

Надо ускорить решение вопросов законодательной защиты диспетчеров, принимающих меры по сохранению устойчивости работы энергосистем и обеспечению надёжности энергоснабжения в случае, если эти меры могут оказать негативное влияние на выполнение коммерческих обязательств по контрактам.

Коренные преобразования в электроэнергетике в ходе её реформы, большое число субъектов рынка и факторов, влияющих на надёжность электроснабжения потребителей, требуют большой работы по правовому обеспечению надёжности ЕЭС и Московской энергосистемы.

Рамочный характер Закона «Об электроэнергетике» предполагает разработку большого числа подзаконных актов, касающихся обеспечения надёжности.

Например, Правила оптового рынка необходимо дополнить соответствующей технологической частью по обеспечению надёжности, определяющей обязанности всех субъектов рынка.

Московская авария выявила узкие места в сфере регулирования, и, прежде всего, в сфере технического регулирования. Сегодня требуется объединение усилий соответствующих государственных органов и ОАО РАО «ЕЭС России» по ускоренной выработке комплексной системы специализированных технических регламентов и национальных стандартов по обеспечению надёжности управления функционированием и развитием электроэнергетики в соответствии с требованиями Федерального закона «О техническом регулировании».

Предстоит, например, разработать следующие специализированные технические регламенты:

- о надёжности функционирования и развития Единой энергетической системы;

- безопасности производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии, обеспечении её качества;

- безопасности производства, передачи, распределения и потребления тепла, обеспечение его качества;

- безопасности устройства электрических и тепловых установок;

- высоковольтном оборудовании.

Федеральной программой разработки первоочередных стандартов на 2005 – 2006 гг. предусмотрена разработка 25 национальных стандартов, направленных на обеспечение системной надёжности. В их числе:

- термины и определения;

- критерии и параметры системной надёжности;

- нормативы резервов мощности;

- требования к обеспечению живучести ЕЭС;

- требования к регулированию частоты, мощности, напряжения и перетоков электроэнергии;

- требования по обеспечению системной надёжности объектов электроэнергетики и потребителей;

- методы определения уровня надёжности и устойчивости системы с учётом допустимых рисков;

- требования к составлению балансов активной и реактивной мощности;

- требования к координации ремонтов оборудования и электроустановок;

- правила предотвращения и ликвидации аварийных нарушений;

- требования к формированию баз данных;

- требования по обеспечению системной надёжности при присоединении к сети объектов энергетики и потребителей.

Необходимо также определить обязанности и ответственность всех субъектов рынка в обеспечении:

- надёжной работы энергосистемы в целом — системной надёжности;

- надёжности электроснабжения потребителей;

- надёжной работы каждого из субъектов (готовность оборудования, надёжность выполнения обязательств, услуг и др.).

По прогнозам Мосэнергoproекта, на развитие Московской энергосистемы в 2006 – 2020 гг. потребуются около 510 млрд руб., в том числе на ввод генерирующих мощностей — 200 млрд руб. и на развитие электрических сетей — 310 млрд руб. Понятно, что эти данные в ходе реализации программы будут ещё уточняться.

Для успешной реализации данной обширной программы нужны подзаконные акты, устанавливающие механизмы, стимулирующие инвестиции в энергетику, в том числе долгосрочные.

В этих целях надо более широко использовать следующие подходы повышения инвестиционной привлекательности электроэнергетики:

- механизм фиксации прав собственности инвесторов на природ капитал, независимо от формы инвестирования в развитие;

- предоставление энергокомпаниям льготных государственных займов;

- предоставление государственных гарантий для получения внешних займов;

- предоставление налоговых льгот и освобождений;

- целевое использование сверхплановой прибыли генерирующих компаний и других субъектов рынка.

Представляется целесообразным разработать федеральную «Государственную программу развития энергетики и повышения надёжности энергоснабжения Московского региона на 2006 – 2010 годы и на период до 2020 года», так как без участия государства решить эту задачу в полном объёме будет просто невозможно.

Энергетике сегодня принадлежит ключевая роль в обеспечении комфортной и безопасной жизни современного общества, особенно в крупнейших мегаполисах. Такие города как Москва целиком и полностью зависят от надёжного и безопасного энергоснабжения. Поэтому, в каких бы рыночных условиях Московская энергосистема и Единая энергетическая система страны не работали, они должны обеспечить надёжное и безопасное снабжение электроэнергией и теплом потребителей Москвы и Московской обл.