

ГИБКОСТЬ И РЕЖИМНАЯ НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ, МЕТОДЫ АНАЛИЗА И КРИТЕРИИ ИХ ОЦЕНКИ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

А.Б. Осак, Е.Я.Бузина

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

Введение и постановка задачи

В настоящее время внедряется распределенная генерация, накопители электроэнергии, потребители становятся адаптивными и интеллектуальными, появляются электромобили. В результате повышается вариативность схемно-режимных условий, особенно в распределительных сетях, что меняет свойства ЭЭС. В последние годы в мире достаточно активно развивается процесс управления спросом на электроэнергию, сейчас к этому присоединилась и Россия. Действующие сейчас механизмы в первую очередь связаны с экономическими факторами, такими как снижение стоимости на электроэнергию при максимумах нагрузок. Но потенциал этого направления намного шире. В целом направление по обеспечению приемлемых экономических и технологических параметров энергосистем за счет активности (адаптивности) всех ее субъектов называют гибкостью ЭЭС, и оно очень тесно пересекается с традиционным направлением по обеспечению режимной надежности.

Гибкость энергосистем

Определение Международной Энергетической Ассоциации гласит, что гибкость энергосистемы – это способность энергосистемы надежно и экономически эффективно управлять изменчивостью и неопределенностью спроса и предложения во всех соответствующих временных масштабах, начиная с обеспечения устойчивости энергосистемы и заканчивая поддержкой долгосрочной надежности [1]. Еще одно определение, гибкость ЭЭС – свойство системы сохранять нормальное или близкое к нему состояние (режим) при воздействии внутренних (внезапные изменения и флуктуации генерирующих источников, нагрузок, потоков по линиям) и внешних (внезапные внешние возмущения различного происхождения) случайных (неопределенных) факторов [2]. В работе [3] приведен анализ причин снижения гибкости ЭЭС и применения различных мероприятий по ее повышению на основе обзора публикаций. В работе [4] приведен детальный обзор мероприятий для повышения гибкости энергосистем – 393 цитируемых источника.

Многие рассмотренные определения гибкости энергосистем достаточно близки к определению режимной надежности ЭЭС [5], под которой понимается свойство системы сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях. Основное отличие гибкости от режимной надежности состоит в наличии экономической и балансовой составляющих, которые с позиции гибкости часто обеспечиваются за счет управления спросом на электроэнергию (за счет мер экономического стимулирования) и за счет накопителей электроэнергии. Таким образом, гибкость энергосистем характеризует, в том числе, обеспечение режимной надежности наиболее экономичным способом, где управление спросом и другие меры направлены на снижение стоимости электроэнергии для конечных потребителей.

Также есть некоторая схожесть и ряд отличий в понятии гибкости энергосистем и понятии балансовой надежности энергосистем, под которой понимается [5] составляющая системной надежности, характеризующая способность ЭЭС обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и обоснованно ожидаемых незапланированных отключений элементов ЭЭС и эксплуатационных ограничений. Балансовая надежность оперирует обеспеченностью совокупного спроса на электроэнергию, а гибкость акцентирует на обеспечение локального баланса электроэнергии узлов энергосистемы (включая распределительные сети) с учетом рыночных механизмов ценообразования. При рассмотрении гибкости, обычно, противопоставляется выработка электроэнергии на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и выработка на традиционных тепловых электростанциях. Решается задача максимального использования ВИЭ с учетом обеспечения локальных и общесистемных балансов мощности и электроэнергии, с обеспечением режимной надежности и качества электроэнергии [6].

Наблюдая определенное сходство новой терминологии (гибкость энергосистем) с традиционной (системная надежность) важно отметить те объективные предпосылки, которые способствовали вводу в научный оборот нового термина, это позволяет лучше понять его особенности. В традиционной электроэнергетике основной акцент в сфере системной надежности ЭЭС делался на маневренность генерирующего оборудования большой мощности и достаточные запасы пропускной способности межсистемных и внутрисистемных магистральных электропередач. Характер изменения нагрузки во времени: в течение года, недели, суток, часа, минуты, был достаточно предска-

зуют и определялся типами потребителей, в т.ч. видами производства на крупных промышленных предприятиях. Внеплановые отклонения от прогнозного режима были также предсказуемы, т.к. основной их причиной было аварийное отключение оборудования, что позволяло нормировать такие возмущения (нормативные возмущения при анализе устойчивости), а также позволяло применять опыт исследования аппаратной надежности элементов ЭЭС. В таких условиях можно было достаточно эффективно, даже в долгосрочной перспективе, планировать и реализовывать требуемые свойства ЭЭС как в части управляемости электросетевых элементов, так и маневренности генерирующих объектов. Для обеспечения системной надежности решались задачи определения оптимальных объемов горячего и холодного резерва на электростанциях (в первую очередь на крупных). Данные аспекты, по сути, и обеспечивали требуемую гибкость ЭЭС (в первую очередь за счет крупной генерации и магистральных электрических сетей), а эффективность традиционного подхода в рамках предыдущего технологического уклада подтверждена практикой.

Сейчас идет массовое строительство электростанций на ВИЭ, набирает темп установка накопителей электроэнергии, происходит изменение свойств электроустановок потребителей. Следует обратить внимание на электромобили, если весь сегодняшний автопарк страны перевести с двигателей внутреннего сгорания на электропривод, то потребуется не менее 3-х кратного увеличения выработки электроэнергии. Конечно, сценарий 100% перехода на электротранспорт маловероятный, но даже перевод 10% автотранспорта на электропривод потребует не менее 20% роста электропотребления, причем за счет распределительных сетей. Сейчас остро встала проблема с майнерами, в т.ч. с частными лицами, осуществляющими эту энергоемкую деятельность в частном секторе населенных пунктов. Эти все факторы существенным образом меняют свойства и характеристики энергосистем в целом, и распределительных сетей в частности.

Массовый ввод распределенной генерации малой и средней мощности на современном оборудовании имеет ряд особенностей по сравнению с традиционной генерацией на крупных электростанциях. Главное отличие в том, что современная относительно маломощная генерация имеет достаточно невысокую удельную себестоимость на единицу установленной мощности. Отсюда вытекает следующее:

- Такие электростанции могут строить даже те субъекты, которые ранее не занимались производством электроэнергии. Из этого вытекает недостаток квалификации заказчика на этапах проектирования и выбора оборудования.

- Сетевая составляющая схемы выдачи мощности (СВМ) такой маломощной электростанции становится достаточно значительной, если делать ее по традиционному принципу. Поэтому такая генерация часто подключается к распределительным, а не магистральным сетям (к узловым подстанциям).
- Снижение удельной себестоимости на единицу установленной мощности обеспечивается во многом решениями, которые одновременно ухудшают целый ряд технических характеристик генерирующего оборудования [7].

У газовой генерации (ГТУ, ГПУ) имеются проблемы с динамической устойчивостью и устойчивостью по напряжению во время аварийных возмущений в сети [7] по причине невысокого момента инерции и ряду других конструктивных особенностей. Эти проблемы могут быть решены только при существенном увеличении массы, габаритов и главное стоимости таких установок. У инверторной генерации есть проблемы со слишком малой перегрузочной способностью силовых полупроводниковых элементов, поэтому номинальный и максимальный длительно допустимые токи обычно равны, а возможность кратковременной перегрузки незначительна в связи с плохой термической стойкостью высоковольтных полупроводников. Кроме того, есть алгоритмические проблемы в части перехода из режима параллельной работы в автономный режим и обратно, особенно в темпе переходных процессов. У генерации на ВИЭ имеются проблемы с нестабильностью энергоресурсов. Очень большой разброс между установленной и гарантированной мощностью, а у многих объектов на ВИЭ гарантированная мощность равна нулю. Решение проблемы возможно за счет установки накопителей электроэнергии, энергоемкости которых было бы достаточно, чтобы существенно увеличить долю гарантированной мощности, но это увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты, которые для генерации на ВИЭ и так существенно превышают показатели для традиционной генерации.

Обобщая, можно сделать вывод, что современное генерирующее оборудование малой и средней мощности обеспечивает экономическую эффективность их применения только при целом ряде допущений и ограничений, существенно ухудшающих устойчивость и надежность работы такого генерирующего оборудования.

Небольшие (коммунально-бытовые) активные потребители, имеющие как собственные источники электроэнергии малой мощности, так и собственные системы управления электропотреблением, не вовлечены в оперативно-диспетчерское управление и маловероятно их вовлечение в будущем. Из этого вытекает проблема резкоперемен-

ного и в целом ненадежно предсказуемого характера нагрузок ЭЭС. В случае активного потребителя с собственной генерацией, возможна ситуация резкого перехода из режима выдачи электроэнергии в сеть в режим потребления и наоборот, причем это будет происходить без уведомления энергокомпаний. Очень велика вероятность массового отказа малой распределенной генерации и управляемых элементов активных потребителей во время аварийных и послеаварийных режимов в ЭЭС (электромеханические переходные процессы, отклонения напряжения и частоты), а также в условиях экстремальных климатических факторов. Соответственно, нельзя говорить о гарантированности объемов выработки и оказания активными потребителями системных услуг. Периодически будут возникать ситуации, когда в определенном районе будет происходить массовый отказ объектов малой генерации по какой-то общей для них причине.

Поэтому традиционный подход, где гибкость ЭЭС обеспечивалась на уровне резервов крупной генерации и магистральных электрических сетей при общей пассивности распределительных сетей, не позволит обеспечить системную надежность энергосистем будущего. Не проблема обеспечить требуемый в будущем резерв на уровне крупной генерации и пропускной способности магистральных электрических сетей, проблема будет в передаче и распределении электроэнергии до потребителей. Потребуется либо кратный рост пропускной способности распределительных электрических сетей, либо применение новых подходов в обеспечении системной надежности за счет гибкости ЭЭС со стороны распределительных сетей и активных потребителей. Поэтому требуется пересмотр традиционных положений в области системной надежности.

В новых условиях ЭЭС должна быть готова обеспечивать как системную надежность ЭЭС, так и надежность электроснабжения потребителей, именно это и обеспечивается за счет свойств гибкости ЭЭС. Для электроэнергетики будущего принципиально важно выделять вопросы оптимального управления режимом в нормальных условиях, и вопросы управления аварийными и вынужденными режимами. В нормальных условиях, основным способом воздействия на активных потребителей является экономическая мотивация, когда за счет скидок и надбавок большое количество активных потребителей побуждается к управлению своим потреблением по оптимальному сценарию. Поэтому ключевым свойством энергосистем будущего является способность работы в широких режимных условиях, в том числе в форсированном режиме работы отдельных элементов и участков распределительной сети.

Заключение

Традиционно системная надежность в виде балансовой и режимной составляющих рассматривала энергосистемы и их объединения сверху вниз и охватывала только объекты диспетчеризации, т.е. до границы контроля Системного Оператора, который отвечает за системную надежность, а также обеспечивает технологическую сторону функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности, в т.ч. регулируя на нем спрос. Гибкость энергосистем расширяет балансовую и режимную составляющие системной надежности до конечных потребителей электроэнергии и даже их отдельных электроустановок.

Литература

1. Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility. IEA. Paris. 2018. doi:10.1787/9789264302006-en.
2. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество, 2020, № 7, с. 12-21.
3. Космина Е.В., Воропай Н.И. Анализ причин снижения гибкости электроэнергетических систем и мероприятия по ее повышению // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 71. Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах. / Книга 1 / Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020. С. 407-416.
4. Lund P.D., Lindgren J., Mikkola J., et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, Vol. 45, pp. 785-807.
5. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов) / Отв. ред. Н.И. Воропай. М.: ИАЦ"Энергия", 2007. 192 с.
6. Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Колосок И.Н. Разработка инновационных технологий и средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 1(64). С. 52-63.
7. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети // М.: НТФ «Энергопрогресс», 2020. 116 с.