

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИБКОСТИ ЭЭС, КАК СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

А.Б. Осак, Е.Я.Бузина

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

Введение и постановка задачи

В последнее время активизировались научные исследования в области гибкости ЭЭС, причем эта гибкость рассматривается в достаточно широкой постановке [1]. В соответствии с [2]: гибкость описывает степень, в которой энергетическая система может регулировать спрос на электроэнергию или ее выработку в ответ как на ожидаемую, так и на непредвиденную изменчивость. Гибкость указывает на способность сети энергосистемы надежно поддерживать подачу энергии во время переходных процессов и больших дисбалансов. Технико-экономическое 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 [3, 4]. Вопросы гибкости ЭЭС не являются новыми, но раньше для обозначения данной проблематики не использовался термин «гибкость», хотя все основные вопросы рассматривались в рамках тематики системной надежности и развития ЭЭС.

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, в течение недели, в течение суток (см. рис. 1), в течение часа, в течение минуты, был достаточно предсказуем и определялся типами потребителей, в т.ч. видом производства на промышленном предприятии. 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 богатый 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. 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.

В современных условиях, когда идет массовое строительство малых электростанций на возобновляемых источниках энергии, набирает темп установка накопителей электроэнергии, происходит видоизменение электроустановок потребителей (они становятся адаптивными, интеллектуальными). Идет процесс массового появления электромобилей, вполне вероятный перевод 10% транспортных средств на электропривод потребует как минимум 20% роста электропотребления, за счет роста нагрузки на распределительные сети. Новые проблемы вызваны резкопеременным и в целом ненадежно предсказуемым характером нагрузок ЭЭС будущего (как разности между величиной текущей мощности нагрузки электроприемников и генерирующих источников у потребителей). Мелкие коммунально-бытовые потребители не вовлечены в оперативно-диспетчерское управление и маловероятна перспектива их вовлечения в будущем, вследствие этого, отсутствует как таковой диалог между потребителями и энергокомпаниями. В случае активного потребителя с собственной генерацией на возобновляемых источниках энергии, возможна ситуация резкого перехода из режима выдачи электроэнергии в сеть в режим потребления максимума нагрузки и наоборот, причем это будет происходить без уведомления энергокомпаний.

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. В нормальной схеме в распределительной сети даже в режиме максимума нагрузки, элементы сети (ЛЭП и трансформаторы) в обычно загружены не более, чем на 50% (на случай аварийного ремонта параллельно подключенных элементов), а при среднегодовом уровне нагрузки, загрузка элементов сети обычно не превышает 15-30% от допустимой величины. В случае роста

нагрузки, существующая радиальная структура распределительной электрической сети не позволит использовать имеющийся избыток пропускной способности сети, поэтому потребуется существенное развитие и расширение распределительных сетей, что в свою очередь приведет к росту тарифов на передачу электроэнергии. Поэтому требуется применение новых подходов в обеспечении системной надежности за счет гибкости ЭЭС со стороны распределительных сетей и активных потребителей.

Есть еще и традиционные проблемы покрытия пиковых нагрузок, а также проблема поддержания параметров электрического режима в допустимых пределах в ремонтных и послеаварийных режимах в ЭЭС. В холодное время года максимум нагрузок связан с электроотоплением (как основным или дополнительным средством отопления), в теплое время года максимум нагрузок связан с охлаждением (кондиционированием воздуха). В России есть регионы, в частности Иркутская область, где очень велика доля электроотопления, в том числе, есть множество населенных пунктов, где электроотопление является доминирующим способом обогрева помещений. Анализ графиков нагрузок реальных энергосистем показывает, что в периоды похолодания, которые в сумме составляют около 1-3 недель в год, происходит 2-3 кратный рост нагрузок в распределительных сетях, по сравнению со средним уровнем нагрузок в осенне-зимний период (рис. 1).

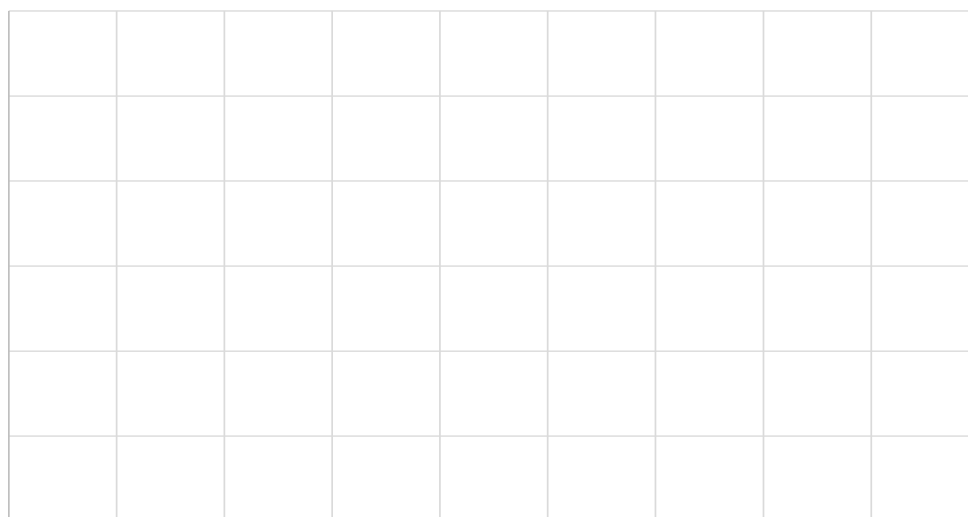


Рис. 1. График нагрузки г. Иркутска (централизованное отопление) и Иркутского района (электроотопление) с 01.12.2018 по 01.03.2019.

Для электроэнергетики будущего принципиально важно выделить 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. При этом, в отличие от традиционных оптовых и розничных рынков (рынок В2В), основными игроками становятся достаточно мелкие активные потребители (рынок В2С), которые будут готовы только к простым правилам игры с минимальным объемом формальных требований и отчетной документации для на них. Важно понимать, что эти объективные обстоятельства будут ухудшать достоверность прогноза для управления электрическими режимами ЭЭС.

С аварийными и вынужденными режимами в ЭЭС у активных потребителей ситуация еще сложнее (это мелкие коммунально-бытовые потребители, которые не будут вовлечены в оперативно-диспетчерское управление). Энергокомпаниям будет недоступна информация о техническом состоянии, об авариях и ремонтах у таких активных потребителей. Если к генерирующему оборудованию большой мощности, а также к оборудованию электросетевых компаний предъявляются требования по надежности, требования к условиям их работы в аварийных режимах, а также требования по их готовности в режимах максимум нагрузки (готовность к прохождению осенне-зимнего периода), то оборудование генерации малой мощности [5, 6], а также электроустановки по управлению режимом активных потребителей, не могут быть нормированы в части требований по их работе в аварийных режимах, а также требований по их готовности в режимах максимум нагрузки. Соответственно, очень велика вероятность массового отказа малой генерации и управляемых элементов активных потребителей во время аварийных и послеаварийных режимов в ЭЭС (электромеханические и переходные процессы, отклонения напряжения и частоты), а также в условиях экстремальных климатических факторов. Соответственно, нельзя говорить о гарантированности объемов оказания активными потребителями системных услуг. Можно предположить, что в нормальных условиях большую часть времени активные потребители будут управлять своим потреблением по относительно оптимальному сценарию в соответствии с факторами экономического стимулирования со стороны энергокомпаний. Но будут также наблюдаться временные периоды, когда активные потребители будут утрачивать свою активность, либо будут действовать не по

оптимальному сценарию, соответственно, ЭЭС должна быть готова к такому, обеспечивая как системную надежность, так и надежность электроснабжения потребителей. 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.

Для энергосистем будущего существенно возрастает значимость режимной надежности, но уже как анализ режимной надежности совместно системообразующей и распределительной сети. Предлагается использовать итеративную двухуровневую систему расчета и оптимизации электрических режимов, где на стыке уровней обмен информацией осуществляется не конкретными значениями параметров электрических режимов, а допустимыми диапазонами и оптимальными (целевыми) значениями параметров электрических режимов [7]. Такой подход методически сближает традиционный подход, где системная надежность ЭЭС обеспечивалась за счет оптимальных объемов горячего и холодного резерва на электростанциях, с новым подходом по управлению гибкостью ЭЭС. Для энергетики будущего управляемым ресурсом является не только диапазон возможной мощности генерации на крупных электростанциях (с учетом горячего и холодного резерва), но и диапазон управляемого изменения мощности нагрузок в распределительных сетях.

Заключение

В рамках данного исследования, авторами сделаны следующие выводы:

1. Задача обеспечения гибкости ЭЭС является развитием традиционных задач обеспечения системной надежности. Поэтому нужно обеспечить преемственность современных исследований с предыдущими исследованиями и имеющимися научными результатами.

2. Гибкость энергосистем будущего, в ее балансовом аспекте, будет обеспечиваться во многом за счет активных потребителей (управление спросом) и распределенной генерации малой мощности, в т.ч. установленной у потребителей. Но, чтобы эти процессы не привели к снижению системной надежности ЭЭС или снижению надежности электроснабжения потребителей, требуется развитие распределительных сетей в части их наблюдаемости, обеспечению средствами автоматического управления потоками активной и реактивной мощности (кольцевание сетей, оснащение источниками реактивной мощности, обеспечение режимной и противоаварийной автоматикой).

3. Качественная автоматизация процессов управления нормальными и аварийными режимами – это единственный способ обеспечения режимной надежности в распределительных электрических сетях с распределенной генерацией, где и без всего этого есть масса проблем с квалификацией и численностью персонала.

4. Необходимо упорядочить отношения в распределительных электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями: разработка и реализация для конкретных энергосистем концепций широкомасштабной автоматизации процессов управления электрическим режимом, разработка типовых технических условий на технологическое присоединение объектов распределенной генерации с детальным описанием требований к системам автоматического управления, разработка типовых технических требований к генерирующему оборудованию распределенной генерации.

Литература

1. N. Voropai et al., The Development of a Joint Modelling Framework for Operational Flexibility in Power Systems, 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Varna, Bulgaria, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ELMA.2019.8771685.
2. Babatunde O. M., Munda J. L., Hamam, Y. (2020). Power system flexibility // A review. In Energy Reports. Elsevier Ltd. 2020. Vol. 6. p. 101–106. doi:10.1016/j.egyр.2019.11.048.
3. Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility. IEA. Paris. 2018. doi:10.1787/9789264302006-en.
4. Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility, OECD Publishing, Paris. 2019. doi: 10.1787/7c49400a-en.
5. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети // М.: НТФ «Энергопрогресс», 2020. 116 с.
6. Илюшин П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией // Н. Новгород: Изд-во РАНХиГС, 2019. 364 с.
7. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Методика анализа режимной надежности энергосистем для исследования свойств адаптивности в нормальных и аварийных режимах // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2019, №3-4, С.60-68.