

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА: СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ

Филиппов С.П., Дильман М.Д.

Институт энергетических исследований РАН

fil@eriras.ru, inei1985@mail.ru

Аннотация: Крупномасштабное внедрение в электроэнергетические системы солнечных и ветровых электростанций приводит к серьезным негативным последствиям. Во многом это вызвано стохастическим характером электрогенерации таких станций. Оценены негативные эффекты от внедрения солнечных и ветровых электростанций в энергосистему Юга России.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, системные эффекты, стохастическая электрогенерация, солнечные электростанции, ветровые электростанции, тепловые электростанции, парогазовые установки, маневренность.

Введение

Наблюдается стремительное увеличение объемов использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире. За последние десять лет электрическая мощность солнечных электростанций увеличилась более чем 40 раз и превысила 400 ГВт. Выработка электроэнергии ими достигла 500 ТВт·ч/год. Установленная мощность ветровых электростанций (ВЭС) за этот период возросла в 6 раз и превысила 500 ГВт, а выработка электроэнергии ими перевалила за 1000 ТВт·ч/год.

Огромные затраченные средства в развитие возобновляемой энергетики стимулировали технический прогресс в данной области и обеспечили создание крупномасштабных производств соответствующего оборудования. В совокупности они позволили сформировать устойчивые тренды на снижение стоимости электрогенерирующих установок на базе ВИЭ и повышение их экономической конкурентоспособности с традиционными технологиями. По сути, данные тренды стали отражением известных эффектов «обучения технологий» и «масштабов производства» («тиража»).

В России объемы применения солнечных и ветровых электростанций пока достаточно скромные. Их суммарная доля в установленной мощности электростанций страны составляет около

0,3%, а в выработке электроэнергии – 0,1%. Ожидается, что благодаря государственной поддержке эта доля будет постепенной увеличиваться.

Как показал мировой опыт, увеличение масштабов развития солнечной и ветровой энергетики отрицательно сказывается на функционировании электроэнергетических систем. Это приводит к появлению в системах негативных последствий (так называемых «системных эффектов»). Величины их зависят от структуры генерирующих мощностей по типам оборудования и доли ВИЭ в системе. Особенно драматично эти эффекты проявляются в системах с большой долей мощных электростанций (атомных, тепловых, гидравлических). Именно такие системы имеются в России. Поэтому необходимо заблаговременно исследовать проблему появления негативных «системных эффектов» при использовании ВИЭ применительно к энергетике России. Также нужно определить меры по их нивелированию, включая разработку соответствующих технологий.

1 Системные эффекты крупномасштабного развития возобновляемой энергетики

Системные эффекты возникают в энергетике в результате крупномасштабных воздействий на нее. Они отличаются большим разнообразием и часто имеют негативный характер. Обычно их сложно идентифицировать. Они с трудом поддаются количественной оценке. В общем случае системные эффекты по величине могут быть сопоставимы с прямыми эффектами от применения новых технологий.

Системные эффекты от внедрения новых технологий во многом определяются характеристиками последних. В частности, особенностью солнечных (на фотоэлементах) и ветровых электростанций является их сильная погодная зависимость. Она ответственна за стохастический характер производства ими электроэнергии, а также за такое явление, как гипергенерация. При определенных погодных условиях (высокая солнечная инсоляция при сильном ветре) солнечные и ветряные электростанции в совокупности могут производить избыточное количество электроэнергии. Это может создавать большие проблемы другим участникам рынка электроэнергии и электросетевым компаниям. Применительно к традиционным электростанциям такие проблемы обычно отсутствуют.

Негативные последствия крупномасштабного внедрения ВИЭ в электроэнергетические системы, прежде всего, связаны с существенными изменениями режимов работы таких систем. Особенно это касается использования электростанций на основе ВИЭ со стохастической электрогенерацией (солнечных и ветровых электростанций), которая накладывается на стохастические графики электрических нагрузок. В результате происходит усложнение режимов работы электроэнергетической системы. В числе наиболее важных системных эффектов можно отметить следующие:

- изменение структуры суточных графиков выдачи электрической мощности электростанциями различных типов, сокращение в них базовой части вследствие большой суточной неравномерности электрогенерации ВИЭ;
- изменение структуры годовых графиков электрогенерации по типам электростанций из-за существенных сезонных различий в работе электростанций на ВИЭ;
- «разрывание» графиков работы традиционных электростанций вследствие наложения стохастической электрогенерации ВИЭ на стохастическое электропотребление;

Структурные изменения в покрытии графика электрических нагрузок электростанциями различного типа приводят к снижению эффективности использования топлива в системе, росту выбросов вредных веществ в окружающую среду на единицу вырабатываемой ими энергии, снижению надежности поставок электроэнергии потребителям. Снижение загрузки традиционных электростанций становится одной из основных причин роста себестоимости производства электроэнергии. «Рваные» режимы работы оборудования электростанций и частые его остановки ведут к быстрой выработке его технического ресурса, снижению надежности, росту аварийности. Снижается качество производимой электроэнергии. Растут затраты на ремонты оборудования.

Возрастают требования к маневренности оборудования традиционных электростанций. Растут потребности в специализированном маневренном электрогенерирующем оборудовании, способном адекватно реагировать на сверхбыстрые набросы/сбросы больших объемов мощности солнечных и ветряных электростанций. Все более востребованными становятся аккумуляторы электроэнергии большой мощности и емкости.

Все это негативно сказывается на экономической эффективности работы традиционных электростанций и снижает их конкурентоспособность по сравнению с электрогенерацией на базе ВИЭ. Возникает парадоксальная ситуация: конкурентоспособность электростанций на ВИЭ растет

не только за счет их технического и экономического совершенствования, но и за счет вызываемого ими ухудшения эксплуатационных показателей традиционных электростанций.

Увеличение доли стохастической электрогенерации на базе ВИЭ в электробалансе создает серьезные проблемы в электрических сетях. Из-за пиковых набросов мощности электрогенерирующими установками на ВИЭ при хороших погодных условиях наблюдается перегрузка линий электропередачи, нередкими становятся их отключения системой автоматического управления и защиты, растут потери электроэнергии в сетях. Поэтому часто требуется модернизация сетевой инфраструктуры и ее дополнительное развитие. Требуется новое электротехническое оборудование, расширяющее возможности быстрых управляемых изменений топологии электрических сетей.

Мировым лидером по установленной мощности ветровых электростанций на душу населения является Дания. Общая мощность наземных и морских ВЭС в стране составляет 5,3 ГВт. В 2017 году ветроэнергетика обеспечила 43,6% потребности Дании в электроэнергии (4,7 ТВт·ч) [1]. К 2020 году доля выработки должна вырасти до 50%. При этом следует иметь в виду, что Дания интегрирована в объединенную энергосистему "Nordic Grid" с соседними Норвегией, Швецией и Германией и имеет возможность экспортировать избыточную электроэнергию в эти страны. Тем не менее, тарифы на электроэнергию являются очень высокими - порядка 30 евроцентов за кВт·ч. Существенное влияние на тариф в сторону повышения оказывает низкая загрузка мощностей традиционных электростанций Дании (около 25-31%), сложившаяся вследствие гипертрофированного развития возобновляемой энергетики.

Показательной является критическая ситуация в энергосистеме Чехии, имевшая место зимой 2014-2015 года. Тогда северная часть Европы оказалась в зоне штормовых ветров, продолжавшихся несколько дней. В этот период производство электроэнергии ветровыми электростанциями Германии превышало 30 ГВт и образовался ее избыток. В результате энергосистема Чехии, имеющая сильные связи с энергосистемой Германии, неоднократно подвергалась незапланированным транзитным перетокам нескольких гигаватт электроэнергии. Это повлекло цепь неблагоприятных событий вплоть до вынужденного останова энергоблоков атомных электростанций и угрозы невыполнения критерия безопасности функционирования системы электропередачи [2].

В 2013 году Калифорнийский независимый системный оператор (CAISO) опубликовал диаграмму, показывающую возможность гипергенерации при массовом внедрении солнечных (фотоэлектрических) станций [3]. Она показывала возможные изменения нагрузки традиционных электростанций в суточном разрезе при активном внедрении солнечных электростанций в Калифорнии на перспективу до 2020 года. Высказанные опасения подтвердились уже в 2016 году [4]. Для традиционной электрогенерации в Калифорнии увеличилась суточная неравномерность загрузки, сократилась базовая зона (с 18 ГВт в 2013 г. до 12 ГВт в 2016 г.), возросли потребности в быстром наборе мощности (до 13 ГВт за 3 ч). В связи с этим утяжелились режимы функционирования традиционных электростанций, снизилась величина годовой загрузки их мощности, увеличилась себестоимость производства электроэнергии. Новые проекты традиционной электрогенерации априори оказываются в экономически невыгодном положении.

Конечно, имеются возможности решения проблемы гипергенерации. Технически возможно снижение мощности ветровых и солнечных электростанций (изменение угла наклона лопастей, отключение фотоэлектрических модулей и др.). Но это приведет к недовыработке электроэнергии и, следовательно, к упущенной выгоде для владельцев таких электростанций. Другие возможности связаны с полезным использованием избыточной электроэнергии. Это может быть производство водорода или тепловой энергии, зарядка электрических аккумуляторов и др. Однако все они потребуют больших инвестиций и из-за стохастического характера гипергенерации вряд ли будут экономически привлекательными. Возможна организация перетоков избыточной электроэнергии в другие системы, что сейчас и происходит. Но для этого нужно иметь значительные объемы свободных пропускных способностей электрических сетей. Загружаться они будут редко, и содержание их будет обходиться дорого. Затраты будут перекладываться на потребителей. Наконец, избыточная электроэнергия может просто утилизироваться посредством балластной нагрузки. Это самый простой и дешевый способ. Но это прямые потери выработанной электроэнергии.

2 Системные эффекты при использовании ВИЭ в электроэнергетике России

Системные эффекты от внедрения электростанций на ВИЭ в электроэнергетику страны были оценены на примере объединенной электроэнергетической системы Юга. В настоящее время в

энергосистеме Юга доминируют традиционные электростанции. Доли тепловых, гидравлических и атомных электростанций в структуре суммарной установленной мощности энергосистемы Юга составляют примерно 57%, 27% и 14% соответственно. Оставшиеся 2% приходятся на небольшие электростанции различных типов, в том числе на базе ВИЭ. Вклад солнечных и ветровых электростанций в суммарное годовое производство электроэнергии не превышает 0,2%.

Исследовано влияние электростанций на базе ВИЭ со стохастической энергоотдачей (солнечных и ветровых электростанций) на режимы работы энергосистемы. Исследования выполнены путем численного моделирования. На график выдачи среднечасовой электрической мощности энергосистемы Юга накладывались графики выдачи среднечасовой мощности солнечных и ветровых электростанций. Был рассмотрен широкий диапазон доли этих электростанций в общей выработке электроэнергии в энергосистеме. График выдачи среднечасовой электрической мощности энергосистемы Юга был построен по данным ОАО "СО ЕЭС" за 2017 год. Моделирование работы солнечных и ветровых электростанций выполнено на базе фактических данных за 2013-2016 годы по производству электроэнергии фотоэлектрическими электростанциями Франции и наземными ветровыми электростанциями Дании, Франции и Чехии, которые были опубликованы системными операторами этих стран.

На рис. 1 показана динамика среднечасовой мощности электростанций в энергосистеме Юга в 2017 году. Влияние электростанций на ВИЭ практически отсутствует. На рисунке показано производство электроэнергии имеющейся в энергосистеме атомной электростанцией. Регулирование ее производительности ограничено требованиями безопасности. Также показана выработка электроэнергии электростанциями в теплофикационном режиме, которая определяется потребностями региона в тепловой энергии (на отопление, горячее водоснабжение и технологические нужды).

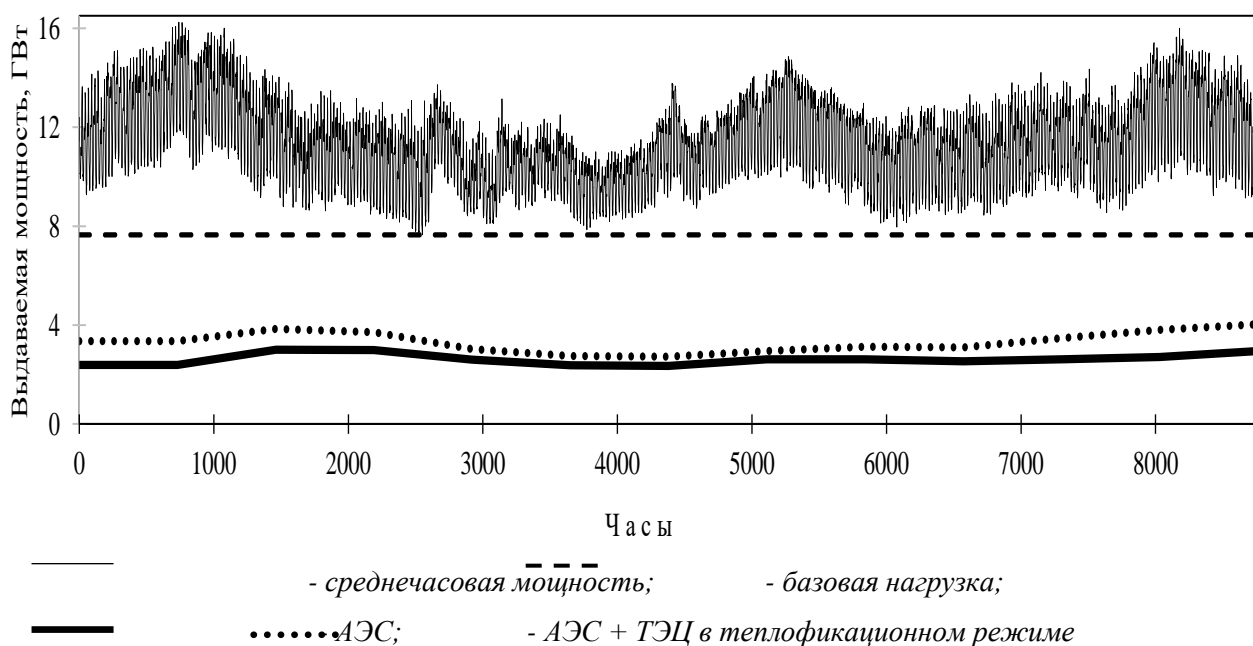


Рис. 1. Среднечасовая мощность электростанций энергосистемы Юга в 2017 г.

На рис. 2 показана потребность в мощности традиционных электростанций (тепловых, атомных и гидравлических) для условий, когда доля солнечных и ветровых электростанций в годовой выработке электроэнергии составит 25%.

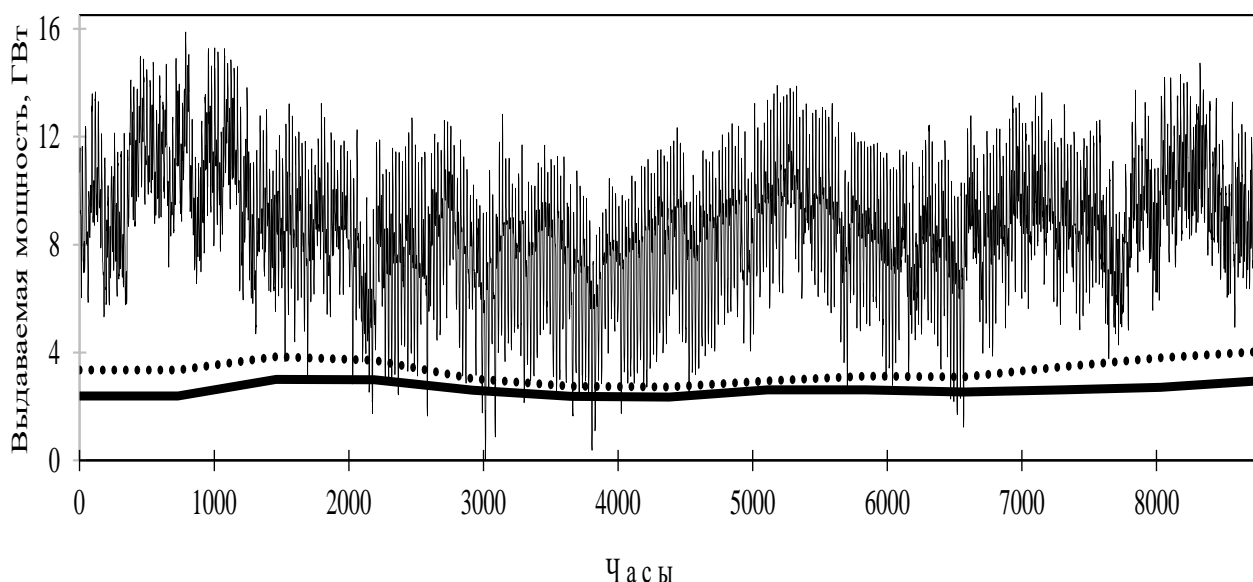


Рис. 2. Потребность в мощности традиционных электростанций в энергосистеме Юга при доле ВИЭ в выработке электроэнергии равной 25% (Обозначения - см. рис. 1)

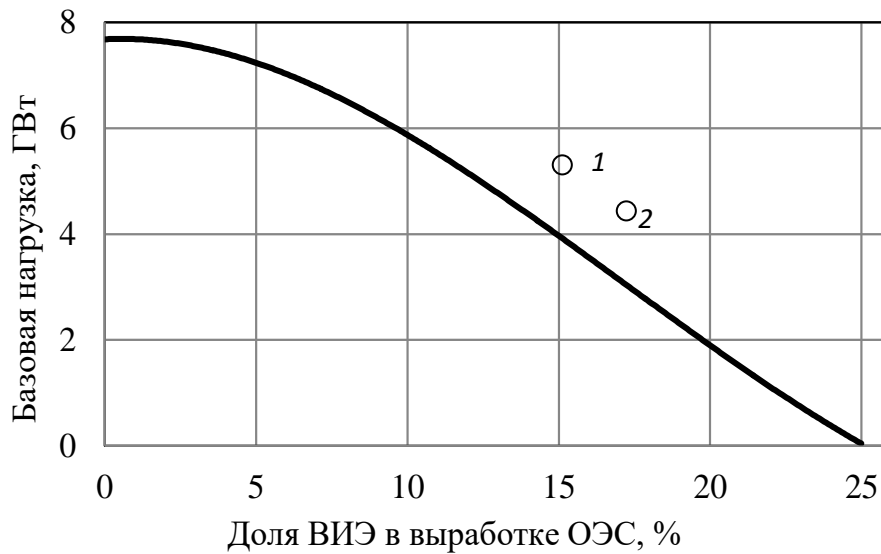
Как отмечалось выше, одной из ключевых проблем, создающих внедрением электростанций на ВИЭ в энергосистему, является снижение базовой части графика электрических нагрузок. Исследования показали, что пока вклад возобновляемой энергетики в мощность энергосистемы ограничен несколькими процентами, снижение базовой нагрузки традиционных электростанций будет незначительным. Однако по мере увеличения доли электростанций на ВИЭ базовая часть графика нагрузка начнет стремительно сокращаться. Как видно из рис. 2, при 25%-ом вкладе солнечных и ветровых электростанций в общую электрогенерацию базовая нагрузка снижается до нуля.

Анализ последствий внедрения солнечных электростанций в энергосистему Юга показал следующее. Характер изменений в суточном графике для летнего дня будет таким же, как для Калифорнии. Но влияние этих изменений на режимы работы энергосистемы будет более выраженным. Это связано с тем, что коэффициент неравномерности графика нагрузки (определяется отношением зимнего максимума нагрузки к среднегодовому значению) на юге России выше, чем в Калифорнии. При небольшом вкладе солнечных электростанций в годовое производство электроэнергии (3-4%) базовая часть графика нагрузки будет определяться летним ночным минимумом и, по сути, остается неизменной. Однако при увеличении вклада солнечных электростанций до 10% базовая нагрузка снизится с 43% до 23% и будет определяться летним дневным минимумом [5].

Скорость снижения базовой нагрузки при массовом внедрении электростанций на ВИЭ иллюстрирует рис. 3. Там же показаны предельные масштабы использования ВИЭ, при которых придется останавливать работу традиционных электростанций. При доле электростанций на ВИЭ в суммарном годовом производстве электроэнергии равной 15% потребуются внеплановые остановки теплофикационных электростанций, а при доле 17% неизбежными окажутся внеплановые остановки энергоблоков атомной электростанции.

Таким образом, использование в энергосистеме Юга электростанций на ВИЭ сверх 15% в годовой выработке электроэнергии приведет к дестабилизации работы традиционных электростанций. Последствиями такой дестабилизации станут перерасход топлива в системе, снижение экономической эффективности производства электроэнергии традиционными электростанциями, снижение надежности поставок электроэнергии потребителям, нарушение безопасности систем теплоснабжения, повышение риска аварийности атомной электростанции.

Согласно проекту Энергетической стратегии России, на период до 2035 года установленная мощность атомных электростанций в стране должна возрасти к концу периода на 22-31% (с 27,9 до 34-36,5 ГВт), а объем производства электроэнергии на них - на 28-37%. За этот же период общую установленную электрическую мощность в системах централизованного электроснабжения планируется увеличить только на 11-14% (с 253,6 до 281-289 ГВт). Это означает, что доля АЭС в установленной мощности энергосистем увеличится с 11% (2017 г.) до 12-13% (2035 г.).



1 - Предел по ТЭЦ; 2 - предел по АЭС

Рис. 3. Зависимость базовой нагрузки энергосистемы Юга от доли электростанций на ВИЭ.

Поэтому в будущем в России можно ожидать усиления влияния больших вводов электростанций на ВИЭ на базовую электрическую нагрузку в электроэнергетических системах. Это необходимо учитывать при планировании развития электроэнергетики страны. Придется выбирать между продолжением развития атомной энергетики и предлагаемым многими экспертами бурным развитием возобновляемой энергетики. В самом незавидном положении окажутся электростанции на органическом топливе. Особенно это касается угольных электростанций, характеризующихся плохими маневренными характеристиками. В покрытии перспективных графиков электрических нагрузок им просто не останется места. У атомной энергетики страны есть мощное лобби. У угольной энергетики его нет. В ее развитии должны были бы быть заинтересованы крупные отечественные угледобывающие компании. Однако они ориентированы на удовлетворение экспортных поставок угля. Потому их больше интересуют внешние угольные рынки.

3 Влияние использования ВИЭ на экономичность тепловых электростанций

Технологическое развитие электростанций на природном газе связано, главным образом, с внедрением высокоэффективных парогазовых установок (ПГУ). Изначально ПГУ предназначались для эксплуатации в базовой части графика нагрузки с ограниченным числом пусков-остановов (порядка 30 пусков в год при сроке службы 30 лет). Благодаря техническому совершенствованию ПГУ появились возможности использования их и в полупиковых режимах. Технические требования к маневренности современных ПГУ допускают число пусков до 300 в год [6]. По сути, возможна ежесуточная остановка ПГУ. Однако работа ПГУ в полупиковой зоне графика нагрузок является неэкономичной.

В настоящее время мощные ПГУ работают с небольшим количеством остановов. При массовом внедрении в энергосистему солнечных и ветровых электростанций число циклов пусков-останов ПГУ возрастет многократно. В этом случае тепловые электростанции, включая мощные ПГУ, будут вытеснены в полупиковую, а затем и в пиковую зону графика нагрузки.

Согласно результатам выполненных исследований, уже при доле ВИЭ в энергосистеме равной 5-10% тепловые электростанции будут вынуждены работать в существенно более сложных условиях, чем при сложившейся структуре генерации (рис. 4). Так, при доле генерации на ВИЭ равной 10% средний по энергосистеме коэффициент неравномерности загрузки тепловых электростанций увеличится с 1,56 до 1,74. Возникнет необходимость ежесуточно останавливать 1-2 ГВт тепловых электростанций и еженедельно 3-4 ГВт на несколько часов в сутки. Это эквивалентно мощности практически всех установленных ПГУ в энергосистеме Юга (2,1 ГВт в 2017 г., 3,5 ГВт к 2025 г.).

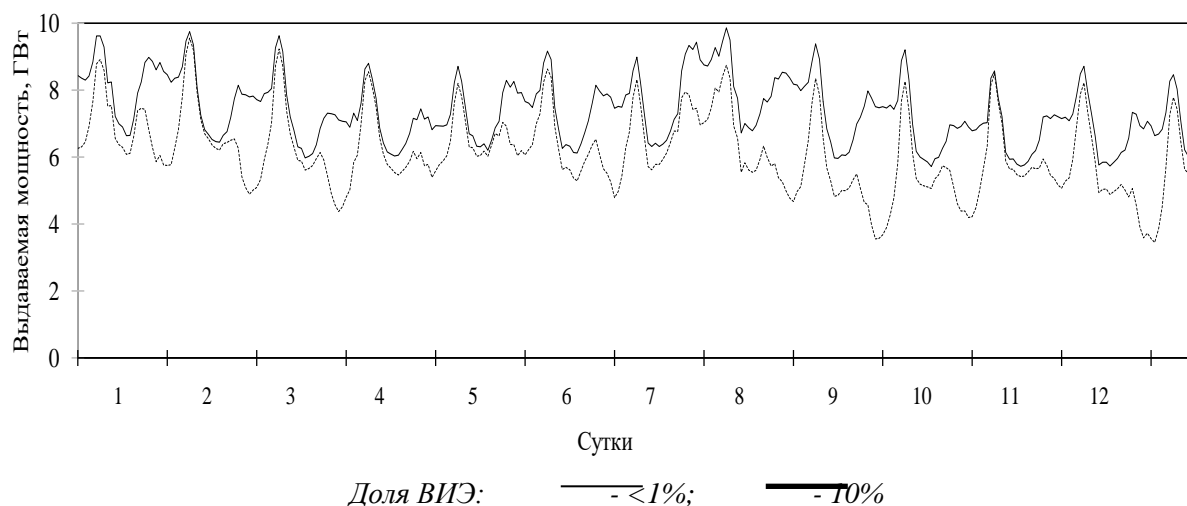


Рис. 4. Загрузка тепловых электростанций при разной доле ВИЭ в выработке электроэнергии в энергосистеме

Увеличение числа пусков оборудования электростанций приводит к уменьшению его рабочего ресурса и, следовательно, к снижению надежности, росту аварийности, увеличению затрат на ремонт, сокращению срока службы. Так, для газовой турбины LMS 100 PB производства GE Power мощностью 100 МВт проектный ресурс составляет 100 тыс. ч. За один пуск эквивалентное снижение ресурса составляет 43,37 ч [7]. Это означает, что если пуск турбины осуществляется 1 раз в 2 дня, то за год эксплуатации снижение ее ресурса окажется в 2 раза больше проектного.

Для определения периодичности технического обслуживания и прогнозирования ресурса ГТУ и ПГУ в работе [8] предложено использовать понятие эквивалентной наработки. Ее величина зависит от числа пусков, продолжительности простоя после останова, числа резких изменений нагрузки. С ростом числа пусков она снижается. Расчеты для элементов ПГУ-450 показали, что при ускоренном наборе мощности из остывшего состояния (70°C) на 46 мин по сравнению с проектным значением эквивалентная наработка разных элементов и узлов увеличивается на 13-68 ч на один пуск. Несложно посчитать, что если пусков будет не 30 в год, а 300, то эквивалентная наработка разных термонапряженных элементов увеличится на 3-17 тыс.ч/год.

По оценкам [9], затраты, связанные со снижением ресурса оборудования, при ежедневных пусках газовой турбины могут быть выше в 7-10 раз по сравнению с режимом ее постоянной работы на номинальной мощности. Снижение эквивалентного ресурса приведет к сокращению времени работы газовой турбины до капитального ремонта и полной ее замены. Это увеличит срок ее окупаемости.

Пусковые режимы очень неэкономичны и с точки зрения расхода топлива. Так, для газовой турбины LMS 100 PB пусковой расход топлива составляет около 7,3 т у.т. на один пуск. Чем длительнее простой (то есть чем больше остывает оборудование), тем больше требуется топлива на пуск и растет время пуска. Существенное увеличение числа пусков электрогенерирующих установок, особенно из остывшего состояния, повышает расход топлива в энергосистеме. По нашим оценкам, увеличение доли электрогенерации на ВИЭ в энергосистеме Юга до 10% от суммарного объема производства электроэнергии приведет к перерасходу топлива только на внеплановые пуски и остановки порядка 115 тыс. т у.т. в год.

Хорошо известно, что КПД газовой турбины существенно зависит от ее нагрузки. Поэтому работа даже высокоэффективных ПГУ в резко переменных режимах (то есть в неоптимальных условиях) ведет к существенному снижению их среднегодового КПД и дополнительному перерасходу топлива. В итоге суммарная по энергосистеме экономия топлива за счет применения ВИЭ будет снижаться из-за его перерасхода на ТЭС.

Современные ПГУ большой мощности позволяют производить электроэнергию на газовом топливе с КПД до 60-64%. Однако внедрение их в энергосистемы с большой долей ВИЭ со стохастической генерацией может оказаться далеко не столь эффективным, как на то рассчитывают владельцы электрогенерирующих компаний. Причиной тому будет неизбежная работа ПГУ в неоптимальных условиях. Более серьезные негативные последствия будут иметь место в случае внедрения в такие системы высокоэффективных энергоустановок с ультравысокими параметрами пара, работающих на угле. Маневренные характеристики таких установок намного хуже, чем ПГУ.

Таким образом, вытеснение современных высокоэффективных, но дорогих теплоэлектростанций в полупиковую и пиковую зоны графика электрических нагрузок и их работа в резко переменных режимах неизбежно приведет к негативным эффектам: перерасходу топлива, росту стоимости жизненного цикла электростанций, снижению коэффициента использования установленной мощности. Итогом станет повышение затрат на производство электроэнергии и рост тарифов на нее для потребителей.

4 Меры, компенсирующие негативные системные эффекты ВИЭ

В России прилагаются значительные усилия по ускорению развития возобновляемой энергетики. Согласно распоряжению Правительства РФ от 28.02.2017 N 354-р целевой показатель накопленной установленной мощности ветроэлектростанций составляет 3,35 ГВт, солнечных электростанций на основе фотоэлектрических преобразователей - 1,76 ГВт. Эксперты Госкорпорации «Росатом» оценивают возможности внедрения ветроэлектростанций в России еще выше – до 3,6 ГВт к 2024 году [10]. Председатель правления АО "Роснано" А.Б. Чубайс предложил разработать новую программу модернизации российской энергетики на период 2025-2035 годы с вводом не менее 10 ГВт электрогенерирующих мощностей на базе ВИЭ. В таком случае суммарная установленная мощность электростанций на ВИЭ в стране в 2035 году может превысить 15 ГВт.

Учитывая неизбежность появления негативных системных эффектов при увеличении доли ВИЭ в энергосистемах, необходимо своевременно предусмотреть меры, компенсирующие эти эффекты. При этом нужно принимать во внимание специфику российской электроэнергетики: достаточно низкую стоимость органических топлив и их доступность (большие их запасы и объемы производства в стране), высокую степень централизации электроснабжения (наличие Единой электроэнергетической системы страны), высокую степень концентрации энергетического производства (большую долю крупных электростанций в производстве электроэнергии), важную роль централизованного теплоснабжения, значительный вклад атомной энергетики в структуру генерирующих мощностей и большие компетенции в данной области. Важно добиться взаимной согласованности внедрения электрогенерирующих установок на базе ВИЭ и мер по компенсации возможных при этом негативных последствий.

Действенный компенсационный эффект могут обеспечить следующие меры:

- системные: расширение использования высокоманевренных («балансирующих») газотурбинных и газопоршневых электростанций, аккумулярование электроэнергии (как на уровне электроэнергетической системы, так и у потребителей), повышение достоверности метеорологических прогнозов, оптимальное управление нагрузками электростанций в энергосистеме с учетом метеорологических факторов, управление спросом на электроэнергию;
- станционные: повышение маневренности оборудования тепловых электростанций, обеспечение регулирования мощности электростанций на базе ВИЭ (с целью решения проблемы гипергенерации).

Возможно, наиболее эффективными окажутся структурные преобразования в электроэнергетических системах. Они связаны с переводом покрытия полупиковых и пиковых электрических нагрузок с дорогих высокоэффективных ПГУ на более дешевые балансирующие газотурбинные и газопоршневые установки. Конечно, балансирующие электростанции будут работать с низкой нагрузкой и в неэкономичных топливных режимах. Производимая электроэнергия будет дорогой. Но ее не будет много. Зато они значительно улучшат условия эксплуатации ПГУ. Снизятся затраты на производимую ими электроэнергию. В результате можно ожидать положительного экономического эффекта в системе, поскольку объемы выработки электроэнергии ПГУ существенно больше.

Аккумулярование электроэнергии в энергосистеме с помощью сетевых электрохимических аккумуляторов пока остается экономически неэффективным. У таких аккумуляторов относительно небольшой рабочий ресурс, недостаточное число циклов заряд/разряд, большие потери энергии при зарядке и в процессе хранения энергии (эффект саморазряда) и т.д. Они очень дорогие. Но быстрый технический прогресс в данной области может в корне изменить ситуацию уже в недалеком будущем.

Массовое внедрение электростанций на ВИЭ обострило проблему повышения маневренности оборудования современных мощных ПГУ, как и всех других типов тепловых электростанций. Прежде всего, требуется расширение их регулировочного диапазона, увеличения скорости набора нагрузки, увеличение допустимого числа пусков, в том числе из холодного состояния, повышения

КПД и снижение выбросов вредных веществ при работе на частичных нагрузках. Во всем мире ведутся интенсивные исследования и разработки в данной области, в том числе и в России (ОАО «ВТИ» и др.). Они касаются совершенствования технологических процессов, создания нового технологического оборудования, разработки более эффективных алгоритмов и систем управления электрогенерирующими установками.

Возрастает важность совершенствования методов оптимизации структуры и функционирования электроэнергетической системы, ее взаимодействия с электростанциями, причем, в рыночных условиях. Нужны современные программно-аппаратные средства для реализации этих методов, а также организации удаленного мониторинга технического состояния оборудования. Это ключевые элементы так называемой «цифровой энергетики».

Заключение

В мире наблюдается интенсивное развитие возобновляемой энергетики. В некоторых странах она становится равноправным участником рынка электроэнергии. В России возобновляемая энергетика (без крупных ГЭС) пока не имеет заметного влияния на производство электроэнергии. Ожидается ускорение ее развития благодаря реализуемым в настоящее время мерам государственной поддержки.

Мировой опыт показал, что крупномасштабное внедрение в электроэнергетические системы солнечных и ветровых электростанций приводит к серьезным негативным последствиям. Во многом это вызвано стохастическим характером электрогенерации таких станций.

Оценены негативные эффекты от внедрения солнечных и ветровых электростанций в энергосистему Юга России. При доле их в суммарной электрогенерации, равной 25%, базовая нагрузка для традиционных электростанций снижается до нуля. Если их доля составит 15%, то потребуются внеплановые остановы теплофикационных электростанций, а при доле 17% неизбежными окажутся неплановые остановы энергоблоков атомной электростанции. Увеличение числа пусков оборудования электростанций приводит к уменьшению его рабочего ресурса, снижению надежности, и, значит, росту аварийности, увеличению затрат на ремонт, сокращению срока службы.

Учитывая неизбежность появления негативных системных эффектов при увеличении доли ВИЭ в энергосистемах, необходимо своевременно предусмотреть меры, компенсирующие их. При этом важно обеспечить взаимную согласованность внедрения электростанций на ВИЭ и мер по компенсации возможных при этом негативных последствий. Представляется целесообразным внедрение ВИЭ в России осуществлять в первую очередь в зонах децентрализованного энергоснабжения.

Литература

1. Wind covers 43.6% of Denmark's 2017 power demand [Электронный ресурс] URL:<https://renewablesnow.com/news/wind-covers-436-of-denmarks-2017-power-demand-596488/> (дата обращения 03.05.2018 г.).
2. Critical Situation in the Transmission System of the Czech Republic as a Result of Enormous Production in Wind Parks in Germany at the Turn of 2014/2015. - CEPS, February 2015. 28 p. [Электронный ресурс] URL: <https://www.ceps.cz/en/studies-and-analyses> (дата обращения 03.05.2018 г.).
3. Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart [Электронный ресурс] URL:<https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf> (дата обращения 04.04.2019 г.).
4. Ten Years of Analyzing the Duck Chart: How an NREL Discovery in 2008 Is Helping Enable More Solar on the Grid Today / NREL. February 26, 2018 [Электронный ресурс] URL:<https://www.nrel.gov/news/program/2018/10-years-duck-curve.html> (дата обращения 04.04.2019 г.).
5. Дильман М.Д. Необходимость системного подхода к развитию традиционной и возобновляемой энергетики / в сб.: Материалы IV Международного конгресса "Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность". 5-6 июня 2018 г. Россия, Сколково. 259 с. - С. 227-233.
6. Технические требования к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций. - М.: ОРГРЭС. 1996. - 24 с.

7. Аминов Р.З., Кожевников А.И. Оптимизация режимов работу газотурбинной электростанции с учетом влияния износа оборудования // Теплоэнергетике. 2017. №10. С. 17-24.
8. Радин Ю.А., Конторович Т.С. Использование принципа эквивалентной наработки для оценки надежности оборудования ПГУ // Электрические станции. 2012. №1. С.16-18.
9. Кожевников А.И. Оптимизация режимов работы газотурбинной электростанции с учетом износа оборудования: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 - г. Саратов, СГТУ им. Гагарина Ю.А. 2014 г. 131 с.
10. <http://www.rosatom.ru/production/vetroenergetika/> (дата обращения 11.05.2019 г.)