

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ  
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ  
(05.14.02)**

**ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА ОСНОВЕ  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ВИДОВ ЭНЕРГИИ  
(05.14.08)**

УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2022-4-98-107

**Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению**

П.В. Илюшин

В последние годы в Единую энергетическую систему России (ЕЭС России) массово интегрируют ветровые (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции мощностью от единиц до сотен мегаватт. До конца 2024 г. должны быть введены в эксплуатацию ВЭС и СЭС суммарной установленной мощностью 5,28 ГВт, а в следующие десять лет — еще около 6,7 ГВт. Строительство ВЭС и СЭС происходит через механизм заключения договоров о предоставлении мощности, обеспечивающих инвесторам гарантированный возврат инвестиций на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Цель работы — анализ проблемных вопросов интеграции ВИЭ в ЕЭС России и представление перечня первоочередных и перспективных шагов для обеспечения оптимального управления режимами энергосистем в условиях роста доли ВИЭ в структуре генерирующих мощностей. Учитывая то, что отдельные энергорайоны, работающие в составе ЕЭС России, могут выделяться в островной режим по различным причинам, то анализ проблемных вопросов функционирования ВИЭ выполнен и для этого режима работы.

Рассмотрен международный опыт интеграции ВИЭ в энергосистемы, приведена градация объемов ВИЭ, требующая разработки и реализации соответствующих организационно-технических мероприятий. Приведены статистические данные из российских и международных источников по показателям надежности ветроэнергетических установок различной мощности и фотоэлектрических систем. Оборудование современных ВЭС и СЭС имеет высокие коэффициенты готовности, но отключается достаточно часто, что ведет к набросам нагрузки на прилегающую сеть и требует покрытия аварийных дефицитов активной мощности традиционными электростанциями. Дан перечень первоочередных шагов, реализация которых позволит корректно интегрировать ВИЭ в распределительные сети, не допуская повреждений электросетевого оборудования и аварий с массовым нарушением электроснабжения потребителей в процессе эксплуатации. Реализация перспективных шагов позволит содействовать беспрепятственной интеграции в ЕЭС России возрастающих объемов ВИЭ при сохранении возможностей управления режимами энергосистем.

Обоснована необходимость внесения изменений в нормативно-правовые акты и нормативно-технические документы, регламентирующие технические требования к оборудованию ВИЭ, их технологическому присоединению и функционированию в составе энергосистем. Целенаправленная и поэтапная реализация представленных мероприятий позволит не допускать излишних отключений ВИЭ, привлекать ВИЭ к участию в управлении режимами энергосистем, гарантировать надежное электроснабжение потребителей, а также безопасность и надежность функционирования ЕЭС России.

*Ключевые слова:* ветровая и солнечная электростанции, возобновляемые источники энергии, Единая энергетическая система, технические требования, управление режимами энергосистем.

*Для цитирования:* Илюшин П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник МЭИ. 2022. № 4. С. 98—107. DOI: 10.24160/1993-6982-2022-4-98-107.

## Integration of RES-based Power Plants into the Unified Energy System of Russia: Problematic Issues and Approaches to Solving Them

P.V. Ilyushin

Recent years have seen mass-scale integration of wind (WPP) and solar (SPP) power plants for capacities ranging from a few to several hundred megawatts into the Unified Energy System (UES) of Russia. Wind and solar power plants for a total capacity of 5.28 GW are to be commissioned by the end of 2024, and around 6.7 GW else are to be commissioned within the next decade. WPPs and SPPs are constructed in the framework of capacity supply agreements, which guarantee the return of investments in the wholesale electricity and capacity market. The aim of the study is to analyze problematic matters concerned with integrating RES into the UES of Russia and to outline a list of first-priority and further steps to be taken for securing the optimal control of power system operation modes under the conditions of a growing share of RES in the mix of generating capacities. In view of the fact that certain power districts operating within the UES of Russia have been islanded for various reasons, the problematic matters of RES integration are analyzed also for these power system operation conditions. Experience gained around the world with integrating RES into power systems is considered, and the RES introduction scales for which certain organizational and technical measures must be developed and taken are ranked. Statistical data from Russian and foreign sources on the reliability indicators of wind farms and photovoltaic systems for various capacities are given. The equipment of modern WPPs and SPPs features high availability indicators; however, it is quite frequently disconnected, which leads to load surges on the adjacent grids and the need to cover the emergency active power shortage by conventional power plants. The article suggests a list of first-priority steps to be taken for correctly integrating RES into distribution grids that will make it possible to avoid grid equipment failures and incidents involving mass-scale loss of power supply to consumers in the course of power system operation. The implementation of the plans that have been set forth will facilitate smooth integration of the growing RES capacities into the UES of Russia, while keeping the ability to control the power systems operation modes. The article substantiates the need of introducing certain amendments to the legislation, statutory, regulatory and technical documents that set out technical requirements for RES equipment, its technological connection to and operation as part of power systems. If implemented in a goal-seeking and stage-by-stage manner, the suggested measures will help rule out excessive disconnections of RES, engage them in control of power system operation modes, guarantee reliable power supply to consumers, and secure safe and reliable performance of the UES of Russia.

*Key words:* wind power plant, solar power plant, renewable energy sources, Unified Energy System of Russia, technical requirements, control of power system operation modes.

*For citation:* Ilyushin P.V. Integration of RES-based Power Plants into the Unified Energy System of Russia: Problematic Issues and Approaches to Solving Them. Bulletin of MPEI. 2022;4:98—107. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2022-4-98-107.

### Введение

Во всем мире в последние годы наблюдается снижение объемов использования невозобновляемых источников энергии (каменного угля, торфа, нефти, природного газа и др.), а также массовое строительство возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Основные объемы вводов новых генерирующих мощностей в электроэнергетику приходятся на сектор ветроэнергетики и солнечной энергетики с целью минимизации выбросов парниковых газов [1, 2].

Эти шаги продиктованы необходимостью реализации планов по переходу к углеродной нейтральности при условии удовлетворения потребностей общества в необходимых видах энергии в требуемых объемах и по приемлемым ценам, а также обеспечения надежности, доступности и безопасности энергоснабжения [3, 4].

Строительство ВИЭ в России осуществляется, в основном, через механизм заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ), обеспечивающий инвесторам гарантированный возврат инвестиций с высокой доходностью за счет специальной надбавки к цене на мощность для покупателей оптового рынка электроэнергии и мощности. Увеличена предельная мощность малых ГЭС, участвующих в программе ДПМ ВИЭ, с 25 до 50 МВт.

Особенность России заключается в наличии большого количества удаленных энергорайонов на Крайнем Севере и Дальнем Востоке страны с малыми объемами

электропотребления. Указанные энергорайоны работают в изолированном режиме, поскольку строительство протяженных линий электропередачи (ЛЭП) экономически нецелесообразно. До последнего времени в качестве основных источников электроэнергии в них использовали дизель-генераторные установки (ДГУ). В рамках реализации планов по декарбонизации в указанных энергорайонах в настоящее время внедряют ВИЭ, что снижает затраты на дизельное топливо и его доставку, а также повышает энергоэффективность систем электроснабжения потребителей [5, 6].

Многолетний опыт показывает, что отдельные энергорайоны, работающие в составе ЕЭС России, могут выделяться в островной режим работы по различным причинам. Наиболее часто это происходит в результате аварийных отключений ЛЭП в ремонтных схемах сети. Такие случаи не являются единичными, поэтому их необходимо детально анализировать для обеспечения надежного функционирования ВИЭ и других генерирующих установок (ГУ), а также надежного электроснабжения потребителей до момента синхронизации энергорайона с энергосистемой. В энергорайонах, помимо ВИЭ, эксплуатируются паротурбинные (ПТУ), газотурбинные (ГТУ), газопоршневые (ГПУ) генерирующие установки, а также ДГУ, выполняющие роль частотоведущих ГУ [7, 8].

Основную часть ВИЭ, за исключением крупных ветро- и солнечных парков, присоединяют к распределительным сетям среднего 6—35 кВ (мощностью до

1...10 МВт на одну цепь) и высокого (110—220 кВ) напряжения (мощностью до 15...100 МВт на одну цепь).

Следует отметить, что ВИЭ в изолированные энергозоны интегрируют в рамках одного проекта, где рассматривают режимы работы всего генерирующего оборудования и графики нагрузки всех потребителей, на основании чего принимают основные технические решения. Интеграция ВИЭ в ЕЭС России осуществляется, исходя из разрабатываемой схемы выдачи мощности (СВМ) для каждой конкретной электростанции. В рамках СВМ изучают схемно-режимные ситуации на год ввода ВИЭ в эксплуатацию, а также в перспективной схеме энергосистемы на срок до 5 лет, в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетики региона. Оценить синергетический эффект для энергосистемы от интеграции большого количества ВИЭ в краткосрочной и, тем более, долгосрочной перспективе при разработке СВМ практически невозможно.

Цель работы — анализ проблемных вопросов интеграции ВИЭ в ЕЭС России и представление перечня первоочередных и перспективных шагов для обеспечения оптимального управления режимами энергосистем в условиях роста доли ВИЭ в структуре генерирующих мощностей. Все указанное позволит не допускать излишних отключений ВИЭ, привлекать ВИЭ к участию в управлении режимами, обеспечить надежное электроснабжение потребителей, а также безопасность и надежность функционирования ЕЭС России.

#### **Существующее положение и перспективные планы развития генерации на основе возобновляемых источников энергии**

По результатам реализации программы ДПМ ВИЭ 1.0 до конца 2024 г. в России должны быть введены в эксплуатацию ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС) суммарной установленной мощностью 5,28 ГВт. При этом в ЕЭС России доля ВИЭ составит около 2% от суммарной установленной мощности генерирующего оборудования (в некоторых энергосистемах — 15%) и около 0,8% от общего объема выработки электроэнергии. Программой ДПМ ВИЭ 2.0 на 2025 — 2035 гг., первые торги по которой состоялись в 2021 г., запланировано ввести в эксплуатацию около 6,7 ГВт на ВЭС и СЭС [9 — 11].

Международный опыт интеграции ВИЭ в энергосистемы выделяет следующие этапы по установленной мощности ВИЭ, требующие разработки и реализации соответствующих организационно-технических мероприятий.

Первый этап (менее 3%) — суммарная и единичные мощности ВИЭ (в сравнении с суммарной мощностью генерирующего оборудования) в энергосистемах значительно меньше, поэтому они не оказывают существенного влияния на режимы работы, что позволяет свободно компенсировать стохастический характер выработки электроэнергии (в России вводятся круп-

ные ВЭС и ветропарки установленной мощностью 35...210 (460) МВт).

На втором этапе (3 — 13%) влияние ВИЭ становится заметным, но за счет актуализации нормативно-технических документов в области управления режимами энергосистем с ВИЭ, оно может быть учтено без особых трудностей. Полезно внедрение систем прогнозирования выработки электроэнергии на крупных ВИЭ с целью планирования режимов и эффективной компенсации изменений регулируемыми электростанциями и управляемой нагрузкой;

Третий этап (13 — 25%) заключается в значительном влиянии ВИЭ на режимы работы энергосистем, распределительных сетей и других электростанций (запираниях мощности, набросах нагрузки, перегрузках элементов сети и др.). Особое значение приобретает гибкость энергосистемы — требуется более динамичное управление режимами в темпе процесса за счет применения систем автоматического управления режимами на основе данных от систем оперативного и краткосрочного прогнозирования выработки ВИЭ.

На четвертом этапе (25 — 50%) возможны аварии, вызванные нарушением устойчивости энергосистем, перегрузками и отключением генерирующего/электросетевого оборудования, нарушением электроснабжения потребителей даже при кратковременных аварийных возмущениях, в условиях штатной работы релейной защиты и противоаварийной автоматики [12].

С учетом протяженности территории страны, ограничений на перетоки мощности между объединенными энергосистемами (ОЭС), а также региональными энергосистемами, определять предельно допустимые объемы и единичные мощности ВИЭ следует на уровне региональных энергосистем.

В ОЭС Юга к концу 2024 г. при установленной мощности генерирующего оборудования на ТЭС, ГЭС, АЭС и ГАЭС в 24,8 ГВт установленная мощность ВЭС и СЭС составит 3,6 ГВт (14,5%), что существенно снизит доступный регулировочный диапазон на ТЭС. В Республике Калмыкия при установленной мощности единственной ТЭС — 18 МВт (Элистинская ГТ ТЭЦ) к концу 2021 г. было введено в эксплуатацию 6 ВИЭ суммарной установленной мощностью 413,1 МВт. После ввода в эксплуатацию второго пускового комплекса Аршанской СЭС — 37,6 МВт во 2 квартале 2022 г. она составит 450,7 МВт при максимуме нагрузки в регионе — 124 МВт.

Таким образом, в отдельных ОЭС и региональных энергосистемах объемы ВИЭ уже соответствуют диапазонам для 3-го и 4-го этапов интеграции ВИЭ, что требует незамедлительной разработки и реализации индивидуального для каждой энергосистемы комплекса организационно-технических мероприятий. Кроме того, необходимо внесение изменений в нормативно-правовые акты и нормативно-технические документы, регламентирующие технические требования к оборуду-

дованию ВИЭ, технологическому присоединению и функционированию в составе энергосистем [13].

Важно понимать, что упрощенная интеграция ВИЭ и снижение удельной стоимости реализации проектов ВИЭ на данном этапе могут обернуться негативным синергетическим эффектом, как уже произошло в некоторых странах мира. Это потребует существенно больших затрат для обеспечения безопасности и надежности функционирования как региональных энергосистем, так и ЕЭС России в целом.

### Проблемные вопросы интеграции и функционирования генерации на основе возобновляемых источников энергии

Анализ статистических данных из российских и международных источников по ветроэнергетическим установкам (ВЭУ) различной мощности и фотоэлектрическим системам (ФЭС) дал следующие выводы:

- коэффициенты готовности ВИЭ достаточно высоки, сопоставимы с ГТУ и ГПУ объектов распределенной генерации и находятся в диапазоне от 93,2 до 97,8% для ВЭУ и в диапазоне от 94,6 до 99% — для ФЭС;
- ВИЭ отключаются в 5...25 раз чаще и простаивают суммарно на 2...7% больше, чем крупноблочные газотурбинные и парогазовые установки;
- долевым коэффициентом внутренних причин отключений ВИЭ составляет около 32,5%, а внешних причин — около 67,5%, что обусловлено частотой и тяжестью аварийных возмущений в прилегающих распределительных сетях;
- ВЭУ обладают сильно выраженной зависимостью показателей надежности от мощности. С увеличением единичной мощности ВЭУ наблюдается снижение среднего времени между вынужденными отключениями на 1000 ч/МВт, а коэффициента готовности — на 0,4%/МВт;
- среднее время между вынужденными отключениями ФЭС за последние десятилетия уменьшилось в 5 раз, что связано с частыми срабатываниями защит инверторов, при этом коэффициент готовности вырос до 99% [14, 15].

Таким образом, оборудование ВЭС и СЭС обладает высокими коэффициентами готовности, но отключается достаточно часто, что приводит к набросам нагрузки на прилегающую сеть и требует покрытия аварийных дефицитов активной мощности со стороны традиционных электростанций.

Рассмотрим основные проблемные вопросы интеграции и функционирования ВИЭ в составе энергосистем.

При интеграции требуется проведение реконструкции на прилегающих подстанциях, объем которой определяется проектом СВМ ВИЭ, включая устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) [16, 17].

Часто мощность ВИЭ выбирается собственником, исходя из расчетного предельного допустимого значения пропускной способности ЛЭП 110—220 кВ, к которой

планируется присоединение, что требует установки на подстанциях противоаварийной автоматики. Для строительства ВИЭ часто выбирают земельные участки в сельских районах со слабыми транзитными ЛЭП 110 кВ, удаленные от центров нагрузок. Это существенно увеличивает перетоки мощности на большие расстояния и ведет к росту потерь электроэнергии.

В соответствии с требованиями на ЛЭП 110—220 кВ с двусторонним питанием необходима установка быстросрабатывающих защит абсолютной селективности. Поскольку ВИЭ с инверторами являются источниками тока (малый диапазон изменения рабочих/аварийных токов), то традиционные защиты ЛЭП с ВЧ-сигналами подлежат замене, так как симметричные составляющие токов при КЗ в зоне действия защиты со стороны ВИЭ, а также при КЗ «за спиной» питающей ПС, не могут быть использованы в качестве информативных параметров. Требуются новые устройства РЗА с применением симметричных составляющих напряжений, а также комбинаций разрешающих/блокирующих ВЧ-сигналов [18].

Массовые отключения ВЭС и СЭС при нормативных возмущениях в прилегающей сети обусловлены применением инверторов с заводскими настройками функции LVRT (Low Voltage Ride Through — поддержание непрерывности электроснабжения при низком напряжении), не соответствующими требованиям отечественных методических указаний по устойчивости энергосистем.

На рисунке 1 приведена вольт-секундная характеристика для одной ВЭС при нормативных возмущениях в прилегающей сети, в пределах которой должна обеспечиваться устойчивая работа ВЭУ, в сравнении с LVRT-кривыми инверторов ВЭУ различных зарубежных заводов-изготовителей.

Анализ данных рис. 1 позволяет сделать вывод, что для обеспечения устойчивой работы инверторов ВИЭ требуется массовая реконструкция РЗА в прилегающей сети с целью повышения допустимой величины остаточного напряжения (пунктирная линия) в области 3. Кроме того, собственникам ВИЭ следует при покупке инверторов включать в техническое задание требование о корректировке функции LVRT в соответствии с результатами расчетов режимов, полученных в процессе разработки СВМ (область 1).

Перегрузки ЛЭП и силовых трансформаторов возникают на подстанциях при наложении запланированного перетока мощности на выдачу максимальной мощности ВЭС и/или СЭС.

К серьезным проблемам относят заклинивание мощности других электростанций, в том числе тепловых, работающих по тепловому графику нагрузки, а также создание условий для работы топливных ГУ на технологических минимумах нагрузки.

Неучастие ВЭС и СЭС в общем первичном регулировании частоты при ее снижении в энергосистеме



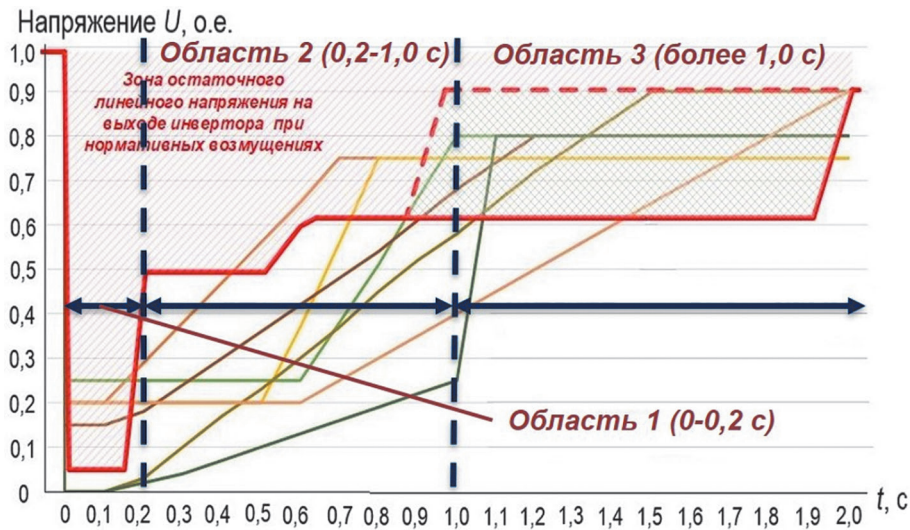


Рис. 1. Вольт-секундная характеристика для ВЭС при нормативных возмущениях в прилегающей сети (—), в сравнении с LVRT-кривыми ВЭУ зарубежных заводов-изготовителей

происходит в связи с отсутствием резерва мощности на загрузку (технические требования по наличию оперативного резерва мощности в настоящее время в России к ВИЭ не предъявляются).

В международной практике для ВИЭ возможно задание абсолютного или относительного ограничений выдаваемой в энергосистему мощности, а также введение ограничения на скорость изменения активной мощности при изменении величины поступления первичного энергоресурса. При абсолютном ограничении задают максимально допустимую величину выдаваемой мощности (СЭС и ВЭС — от 1,5 МВт). Относительное ограничение подразумевает выдачу в энергосистему мощности за минусом установленной величины гарантированного резерва (СЭС — от 1,5 МВт, ВЭС — от 25 МВт), который может быть использован либо в автоматическом режиме, либо по команде диспетчера.

Повышение уровней напряжения в распределительных сетях низкого и среднего напряжения на величину более 10% в режимах минимальных нагрузок критично для электроприемников потребителей.

Выдача микрогенерацией домохозяйств на основе ФЭС избыточной активной мощности по отношению к потребляемой в сети 0,4 кВ (например, в солнечный рабочий день), где величина активного сопротивления элементов превышает реактивное, приводит к повышению напряжения в точке подключения ФЭС на величину более чем 10% от  $U_{ном} = 230$  В.

На рисунке 2 даны графики напряжений в сети 0,4 кВ для трех режимов.

Введение технических требований к ВИЭ в отношении потребления реактивной мощности при выдаче активной, в зависимости от величины напряжения на выводах, стабилизирует уровни напряжения в сетях низкого и среднего напряжения, не допуская повреждений электроприемников. При этом установка допол-

нительных средств компенсации реактивной мощности в распределительных сетях не требуется.

Высокая неравномерность величины выработки электроэнергии ВЭС и СЭС в течение суток в зависимости от погодных условий продемонстрирована на рис. 3.

Анализ данных рис. 3 позволяет сделать вывод, что резкие изменения величин вырабатываемых активных мощностей ВЭС и СЭС на коротких временных интервалах требуют наличия достаточного оперативного резерва мощности на высокоманевренных традиционных электростанциях (ГАЭС, ГЭС, ТЭС).

Указанное влияние ВИЭ на режимы работы энергосистем можно минимизировать за счет создания локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС) на базе мини-ТЭЦ с высокоманевренными ГТУ, ГПУ и ДГУ (гибридных энергетических комплексов), интеграции в ВЭС, СЭС, а также прилегающие распределительные сети систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) различных видов [19 — 21].

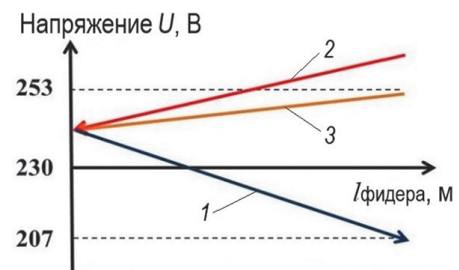


Рис. 2. Графики напряжений в сети 0,4 кВ в различных схемно-режимных условиях:

1 — максимальное потребление активной мощности  $P_{max}$  при отсутствии выработки ФЭС; 2 — выдача  $P_{max}$  ФЭС при минимальной нагрузке  $P_{min}$ ; 3 — выдача  $P_{max}$  ФЭС при нагрузке  $P_{min}$  с регулируемым уровнем потребления реактивной мощности в зависимости от величины напряжения

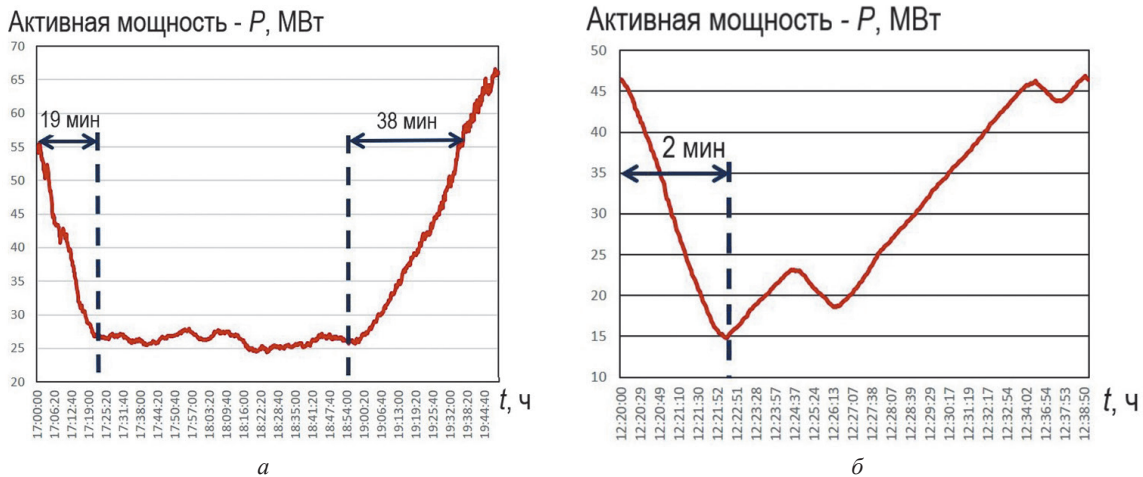


Рис. 3. Графики выдачи активной мощности ВИЭ в энергосистему:

а — ВЭС; б — СЭС

Невозможность (высокая сложность) учета ВЭС и СЭС в балансах мощности связана с отсутствием у станций гарантированной мощности. Анализ международного опыта показывает, что внедрение систем оперативного и краткосрочного прогнозирования выработки мощности ВЭС и СЭС, а также интеграция в них СНЭЭ позволяет решить эту задачу.

Данные оперативного прогноза (0 — 6 ч) необходимы для балансировки энергосистемы и корректировки графиков загрузки традиционных электростанций, а краткосрочного прогноза (6 — 24 ч) — для диспетчеризации, расчетов потокораспределений и выявления перегрузок сетевого оборудования.

Для краткосрочного прогнозирования эффективно совместное использование статистических (статистический анализ временных рядов, выявление статистических закономерностей изменения параметров) и структурных (интеллектуальный анализ исходных данных, обеспечивающий выявление неявных закономерностей изменения параметров) моделей.

Наибольшая ошибка прогноза выработки СЭС возникает при переменной облачности и осадках, но она не превышает 20% при краткосрочном и 10% — при оперативном прогнозированиях. Для снижения ошибки прогноза необходима установка измерительных систем и датчиков, распределенных по площадке СЭС и прилегающей территории с целью сбора и обработки текущих измерений плотности потока энергии солнечного излучения.

Существуют проблемы с обеспечением чувствительности устройств РЗА (минимальной подпитки токами КЗ мест повреждения) в островном режиме работы при большой доле ВИЭ в структуре генерирующих мощностей и с обеспечением качества электроэнергии в островном режиме работы при большой доле ВИЭ в структуре генерирующих мощностей в условиях низкой загрузки инверторов (5...15%) на ВЭС и СЭС.

### Первоочередные шаги при увеличении объемов генерации на основе возобновляемых источников энергии

Реализация первоочередных шагов необходима для обеспечения корректной интеграции ВИЭ, позволяющей не допускать повреждений электросетевого оборудования и аварий с массовым нарушением электроснабжения потребителей. Приведем перечень первоочередных шагов:

- согласование мест размещения площадок для строительства ВИЭ производить с учетом реальных возможностей распределительных сетей по их технологическому присоединению, а также подтвержденным финансированием инвестиционных программ по новому строительству или реконструкции действующих электросетевых объектов на пятилетний период;
- определять предельно-допустимую величину суммарной мощности и максимальной единичной мощности ВИЭ для каждой региональной энергосистемы, с учетом ограничений на перетоки мощности по сечению, маневренных характеристик находящегося в эксплуатации генерирующего оборудования, характеристик СНЭЭ и объемов управляемого спроса;
- скорректировать обязательные технические требования к ВИЭ, с учетом технологий преобразования первичного энергоресурса и величины установленной мощности (определить и утвердить конфигурацию функции LVRT для инверторов ВЭС и СЭС, а также провести сертификацию всех вводимых в эксплуатацию и находящихся в эксплуатации инверторов);
- разработать методические указания по выбору алгоритмов работы и параметров настройки инверторов ВЭС и СЭС, включая выбор скорости изменения мощности при изменении ветрового напора/солнечной радиации;
- осуществлять строительство ВИЭ установленной мощностью более 10 — 15 МВт совместно с СНЭЭ (например, в сети постоянного тока СЭС) для активного участия в управлении нормальными и послеаварийными режимами энергосистемы.

рийными режимами энергосистем (пилотный проект реализован — Бурзянская СЭС). Мощность и энергоёмкость СНЭЭ необходимо обосновывать результатами расчетов электрических режимов для конкретного узла присоединения ВИЭ;

- разработать принципы и ввести алгоритмы абсолютного и относительного ограничения мощности в инверторах ВЭС и СЭС (определять необходимость на основании результатов расчетов режимов для каждой энергосистемы; скорректировать процедуру подтверждения величины коэффициента использования установленной мощности; разработать механизм компенсации за недоотпуск электроэнергии в сеть при введении алгоритмов);

- внедрять системы оперативного и краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии на ВЭС и СЭС мощностью более 10 — 15 МВт, в том числе введенных в эксплуатацию;

- обеспечить внедрение систем дистанционного управления режимами ВЭС и СЭС мощностью более 10-15 МВт из региональных диспетчерских центров (пилотный проект реализован — Бурибаевская СЭС), с возможностью последующей интеграции в систему автоматического управления (САУ) режимами распределительных сетей;

- развивать систему управления спросом на электроэнергию посредством финансового стимулирования розничных потребителей к активному взаимодействию с Агрегаторами управления спросом (определить целевой объем в каждой энергосистеме, с учетом перспективных объемов вводов ВИЭ);

- разработать и поэтапно реализовывать программу преобразования муниципальных отопительных котельных в мини-ТЭЦ с когенерационными установками в ЛИЭС, интегрируемых в распределительные сети среднего напряжения. Эффективна интеграция ВИЭ мощностью 1 — 10 МВт в ЛИЭС;

- разработать САУ режимами распределительных сетей среднего напряжения, с перспективой ее применения в сетях высокого напряжения (110 — 220 кВ), и реализовать пилотные проекты;

- разработать типовые технические решения для интеграции микрогенерации в распределительные сети 0,4 кВ с использованием устройств (инверторов), реализующих технологию plug-and-play, с целью обеспечения надежного функционирования активных потребителей и сетей;

- разработать и ввести в действие рыночные механизмы оплаты услуг СНЭЭ, установленных у потребителей (за счетчиком) с мощностью технологического присоединения более 670 кВт, оказываемых субъектам электроэнергетики (СО ЕЭС, электросетевым и генерирующим компаниям);

- совершенствовать розничный рынок электрической энергии и мощности, с целью привлечения ЛИЭС на базе мини-ТЭЦ к участию в управлении режимами распределительных сетей (создание рынка локальных сетевых услуг) [22]. ЛИЭС имеют технические воз-

можности для повышения показателей надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии в прилегающей сети (нормализация уровней напряжения; симметрирование нагрузки; фильтрокомпенсирующее устройство), за счет привлечения автоматических регуляторов возбуждения генераторов к поддержанию заданных уровней узловых напряжений и tgφ.

### **Перспективные шаги при увеличении объемов генерации на основе возобновляемых источников энергии**

Реализация перспективных шагов позволит обеспечить интеграцию в ЕЭС России возрастающих объемов ВИЭ, соответствующих техническим требованиям, при сохранении возможностей управления режимами энергосистем. Необходима реализация следующих перспективных шагов:

- планировать размещение ВЭС и СЭС в программе территориального развития регионов, с учетом требования по их физическому рассредоточению (меньшие отклонения величины планируемой мощности при изменениях погодных условий);

- разработать и реализовывать программу восстановления (сооружения новых) малых ГЭС различных типов на территории России, с целью их привлечения к компенсации нестационарности выработки ВЭС и СЭС, в т.ч. за счет интеграции в единую САУ в случае близкого размещения [23];

- разработать методические указания по проектированию новых и реконструкции существующих распределительных сетей для обеспечения присоединения ВИЭ без ухудшения показателей надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (исследовать возможности интеграции ВЭС и СЭС мощностью до 2 — 10 МВт на одну цепь ВЛ напряжением 20 — 35 кВ);

- проведение реконструкции электросетевых объектов в перспективных местах размещения ВИЭ для последующей организации их технологического присоединения (изменение принципов построения РЗА, а также выбора алгоритмов работы и параметров настройки);

- планировать проведение реконструкций ТЭС с применением пиковых высокоманевренных ГТУ, при недостатке маневренных мощностей в региональной энергосистеме, для участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ). Разработать и реализовать пилотный проект СНЭЭ мощностью до 50-100 МВт, участвующей в НПРЧ;

- внести изменения в методики планирования текущих и перспективных режимов, с целью учета ВИЭ в балансах мощности. Разработать принципы учета ВИЭ с СНЭЭ, в составе ЛИЭС (гибридных энергетических комплексов), а также при условии их физического рассредоточения по территории региональных энергосистем;



- подготовить и реализовать пилотные проекты внедрения СНЭЭ у бытовых потребителей (например, 2 кВт — 2 кВт·ч по опыту Германии) в регионах с высокой долей ВИЭ, разработав алгоритмы управления ими;
- разработать технические решения по участию электромобилей в управлении режимами распределительных сетей, с реализацией разнотипных пилотных проектов (САУ электрозаправочных станций; стоянки бизнес-центров и электробусов; многоярусные паркинги личных электромобилей);
- разработать и реализовать пилотные проекты территориальных гибридных энергетических комплексов с различной комбинацией первичных энергоресурсов (солнце-ветро-топливно-атомно-водородных) в пределах региональных энергосистем с управлением от единой САУ.

### Заключение

Положительный синергетический эффект в решении проблемных вопросов интеграции и функционирования ВИЭ в составе ЕЭС России возможно получить

### Литература

1. **Тягунов М.Г.** Цифровая трансформация и энергетика // Энергетическая политика. 2021. № 9(163). С. 74—85.
2. **Бутузov В.А., Безруких П.П., Елистратов В.В.** Российская возобновляемая энергетика // Энергия единой сети. 2021. № 3(58). С. 70—77.
3. **Безруких П.П.** Прогноз развития возобновляемой энергетика мира на период до 2030 года // Сантехника, отопление, кондиционирование. 2018. № 9(201). С. 92—94.
4. **Бутузov В.А., Безруких П.П., Елистратов В.В.** Возобновляемая энергетика в России. С первых шагов до наших дней // Энергосбережение. 2021. № 4. С. 62—72.
5. **Елистратов В.В., Кудряшева И.Г.** Режимы работы установок и энергокомплексов на основе возобновляемых видов энергии: учебное пособие. СПб.: Политех-пресс, 2021.
6. **Тягунов М.Г., Шевердиев Р.П.** Модели и методы исследования факторов, влияющих на режим работы гибридного энергокомплекса гарантированного энергоснабжения // Вестник МЭИ. 2021. № 5. С. 58—68.
7. **Илюшин П.В., Гуревич Ю.Е.** О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 2. С. 2—7.
8. **Папков Б.В., Осокин В.Л., Дулепов Д.Е., Осокин С.В.** Особенности управления объектами современной электроэнергетической системы // Вестник НГИЭИ. 2021. № 7(122). С. 26—37.
9. **Стребков Д.С., Бобовников Н.Ю.** Роль новых технологий в развитии солнечной энергетика // Энергетик. 2020. № 7. С. 33—36.

только при параллельной реализации максимального количества первоочередных и перспективных шагов, рассмотренных в статье.

Необходимо выполнить работы по детальной проработке и технико-экономическому обоснованию реализации первоочередных и перспективных шагов, с оценкой тарифно-балансовых последствий для потребителей.

Апробацию перечня организационно-технических решений необходимо провести на выбранной энергосистеме, в формате реализации пилотного проекта, после чего принимать решение по тиражированию полученного опыта.

Для реализации перечисленных шагов потребуется внесение изменений в целый ряд нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов.

Необходима корректировка и согласование между собой инвестиционных программ субъектов электроэнергетики при реализации пилотных проектов, а также мероприятий из перечня первоочередных и перспективных шагов.

### References

1. **Tyagunov M.G.** Tsifrovaya Transformatsiya i Energetika. Energeticheskaya Politika. 2021;9(163):74—85. (in Russian).
2. **Butuzov V.A., Bezrukikh P.P., Elistratov V.V.** Rossiyskaya Vozobnovlyamaya Energetika. Energiya Edinoy Seti. 2021;3(58):70—77. (in Russian).
3. **Bezrukikh P.P.** Prognoz Razvitiya Vozobnovlyаемой Energetiki Mira na Period do 2030 goda. Santekhnika, Otoplenie, Konditsionirovanie. 2018;9(201):92—94. (in Russian).
4. **Butuzov V.A., Bezrukikh P.P., Elistratov V.V.** Vozobnovlyamaya Energetika v Rossii. S Pervykh Shagov do Nashikh Dney. Energoberezhenie. 2021;4:62—72. (in Russian).
5. **Elistratov V.V., Kudryasheva I.G.** Rezhimy Raboty Ustanovok i Energokompleksov na Osnove Vozobnovlyаемых Vidov Energii: Uchebnoe Posobie. SPb.: Politekh-press, 2021. (in Russian).
6. **Tyagunov M.G., Sheverdiev R.P.** Modeli i Metody Issledovaniya Faktorov, Vliyayushchikh na Rezhim Raboty Gibridnogo Energokompleksa Garantirovannogo Energosnabzheniya. Vestnik MEI. 2021;5:58—68. (in Russian).
7. **Ilyushin P.V., Gurevich Yu.E.** O Spetsial'nom Vozdeystvii na Sistemu Vozbuzhdeniya Avtonomno Rabotayushchikh Generatorov pri Bol'shikh Nabrosakh Nagruzki. Elektro. Elektrotehnika, Elektroenergetika, Elektrotekhnicheskaya Promyshlennost'. 2016;2:2—7. (in Russian).
8. **Papkov B.V., Osokin V.L., Dulepov D.E., Osokin S.V.** Osobennosti Upravleniya Ob'ektami Sovremennoy Elektroenergeticheskoy Sistemy. Vestnik NGIEI. 2021;7(122):26—37. (in Russian).
9. **Strebkov D.S., Bobovnikov N.Yu.** Rol' Novykh Tekhnologiy v Razvitiy Solnechnoy Energetiki. Energetik. 2020;7:33—36. (in Russian).



10. **Бутузов В.А., Безруких П.П., Грибков С.В.** Ветроэнергетика России // Энергия: экономика, техника, экология. 2021. № 10. С. 38—50.
11. **Стребков Д.С., Филиппченкова Н.С.** Перспективы использования возобновляемых источников энергии на территории мегаполиса в рамках концепции Smart City // Новое в российской электроэнергетике. 2020. № 12. С. 25—30.
12. **Илюшин П.В.** Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19—25.
13. **Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В.** Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. 2016. № 3. С. 2—10.
14. **Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.** Надежность объектов распределенной энергетики // Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14. № 1. С. 45—51.
15. **Илюшин П.В., Самойленко В.О.** Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации // Промышленная энергетика. 2019. № 1. С. 8—16.
16. **Куликов А.Л., Шарыгин М.В., Илюшин П.В.** Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии // Электрические станции. 2019. № 7. С. 50—56.
17. **Шарыгин М.В., Куликов А.Л.** Обеспечение селективности релейной защиты в системах электропитания на основе байесовского метода проверки гипотез // Электричество. 2017. № 9. С. 24—33.
18. **Ефремов В.А., Ефремов А.В., Петрушков М.Ю., Широкина Е.В.** Особенности выполнения защит линий при наличии ветровых электростанций // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сб. докл. Междунар. конф. М., 2021. Т. 4. С. 43—49.
19. **Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.** Цифровые технологии и эффективность локальных энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 93-го заседания семинара. Волжский, 2021. С. 99—107.
20. **Илюшин П.В.** Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4. С. 70—80.
21. **Грибков С.В.** Ветроэнергетическое оборудование и комплексы гарантированного электроснабжения малой мощности // Сантехника, отопление, кондиционирование. 2017. № 8(188). С. 82—85.
22. **Папков Б.В., Шарыгин М.В.** Организация договорных отношений для управления надежностью электроснабжения потребителей // Энергетическая политика. 2013. № 3. С. 25—33.
10. **Butuzov V.A., Bezrukikh P.P., Gribkov S.V.** Vetroenergetika Rossii. Energiya: Ekonomika, Tekhnika, Ekologiya. 2021;10:38—50. (in Russian).
11. **Strebkov D.S., Filippchenkova N.S.** Perspektivy Ispol'zovaniya Vozobnovlyaemykh Istochnikov Energii na Territorii Megapolisa v Ramkakh Kontseptsii Smart City. Novoe v Rossiyskoy Elektroenergetike. 2020;12:25—30. (in Russian).
12. **Ilyushin P.V.** Uchet Osobennostey Ob'ektov Raspredelennoy Generatsii Pri Vybore Algoritmov Protivoavariynogo Upravleniya v Raspredelitel'nykh Setyakh. Elektro. Elektrotekhnika, Elektroenergetika, Elektrotekhnicheskaya Promyshlennost'. 2011;4:19—25. (in Russian).
13. **Kuchеров Yu.N., Berezovskiy P.K., Veselov F.V., Ilyushin P.V.** Analiz Obshchikh Tekhnicheskikh Trebovaniy k Raspredelennym Istochnikam Energii pri Ikh Integratsii v Energosistemu. Elektricheskie Stantsii. 2016;3:2—10. (in Russian).
14. **Byk F.L., Myshkina L.S.** Nadezhnost' Ob'ektov Raspredelennoy Energetiki. Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki. 2021;14:1:45—51. (in Russian).
15. **Ilyushin P.V., Samoylenko V.O.** Analiz Pokazateley Nadezhnosti Sovremennykh Ob'ektov Raspredelennoy Generatsii. Promyshlennaya Energetika. 2019;1:8—16. (in Russian).
16. **Kulikov A.L., Sharygin M.V., Ilyushin P.V.** Printsipy Organizatsii Releynoy Zashchity v Mikrosetyakh s Ob'ektami Raspredelennogo Generirovaniya Elektroenergii. Elektricheskie Stantsii. 2019;7:50—56. (in Russian).
17. **Sharygin M.V., Kulikov A.L.** Obespechenie Selekktivnosti Releynoy Zashchity v Sistemakh Elektrosnabzheniya na Osnove Bayesovskogo Metoda Proverki Gipotez. Elektrichestvo. 2017;9:24—33. (in Russian).
18. **Efremov V.A., Efremov A.V., Petrushkov M.Yu., Shirokina E.V.** Osobennosti Vypolneniya Zashchit Liniy pri Nalichii Vetrovykh Elektrostantsiy. Releynaya Zashchita i Avtomatika Energosistem: Sb. Dokl. Mezhdunar. Konf. M., 2021;4:43—49. (in Russian).
19. **Byk F.L., Myshkina L.S.** Tsifrovyte Tekhnologii i Effektivnost' Lokal'nykh Energosistem. Metodicheskie Voprosy Issledovaniya Nadezhnosti Bol'shikh Sistem Energetiki: Materialy 93-go Zasedaniya Seminara. Volzhskiy, 2021:99—107. (in Russian).
20. **Ilyushin P.V.** Perspektivnyte Napravleniya Razvitiya Raspredelitel'nykh Setey pri Integratsii Lokal'nykh Intellektual'nykh Energosistem. Elektroenergiya. Peregacha i Raspredelenie. 2021;4:70—80. (in Russian).
21. **Gribkov S.V.** Vetroenergeticheskoe Oborudovanie i Kompleksy Garantirovannogo Elektrosnabzheniya Maloy Moshchnosti. Santekhnika, Otoplenie, Konditsionirovanie. 2017;8(188):82—85. (in Russian).
22. **Papkov B.V., Sharygin M.V.** Organizatsiya Dogovornykh Otnosheniy dlya Upravleniya Nadezhnost'yu Elektrosnabzheniya Potrebiteley. Energeticheskaya Politika. 2013;3:25—33. (in Russian).

23. **Бляшко Я.И.** Типовые решения для оборудования малых ГЭС // Гидротехника. 2019. № 2(55). С. 55—59.

23. **Blyashko Ya.I.** Tipovye Resheniya dlya Oborudovaniya Malykh GES. Gidrotekhnika. 2019;2(55):55—59. (in Russian).

**Сведения об авторе:**

**Илюшин Павел Владимирович** — доктор технических наук, руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики, главный научный сотрудник Института энергетических исследований Российской академии наук, профессор кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

**Information about author:**

**Ilyushin Pavel V.** — Dr.Sci. (Techn.), Head of the Center for Intelligent Electric Power Systems and Distributed Energy, Chief Researcher at the Institute of Energy Research of the Russian Academy of Sciences, Professor of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

**Работа выполнена при поддержке:** Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

**The work is executed at support:** Russian Science Foundation (Project No. 21-79-30013) at the Institute of Energy Research of the Russian Academy of Sciences.

**Статья публикуется в авторской редакции**

**The article is published in the author's edition**

**Статья поступила в редакцию:** 30.01.2022

**The article received to the editor:** 30.01.2022