

УДК 621.311

DOI: 10.22213/2410-9304-2022-2-138-147

Изучение оптимизации режимов работы солнечных электростанций в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя с возможностью регулирования частоты

А. С. Чернышов, аспирант, Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

В. В. Гурьев, Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

Б. А. Якимович, доктор технических наук, профессор; Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

В. В. Кувшинов, кандидат технических наук, доцент, Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

А. М. Олейников, доктор технических наук, профессор; Институт природно-технических систем, Севастополь, Россия

Актуальность усовершенствования методов интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистемы увеличивается с каждым годом, в связи с чем возникает необходимость улучшения характеристик управления крупных ВИЭ при работе в энергосистеме. Один из способов участия ВИЭ является регулирование частоты в энергосистеме. При большом проценте установленной мощности ВИЭ данный вопрос является актуальным, поскольку ВИЭ оказывает большое значение на управление энергосистемы и обеспечение надежности электроснабжения.

При поддержке Правительства Российской Федерации (ДПМ ВИЭ) с каждым годом растет доля возобновляемых источников электроэнергии в структуре производства электрической энергии, увеличивая тем самым свое влияние на электроэнергетическую систему. Положительные тенденции в развитии ВИЭ требуют от системного оператора (далее – АО «СО ЕЭС») заблаговременно изучать режимы работы и прорабатывать технические требования к ним. Опыт эксплуатации ВИЭ в России еще недостаточно большой, и нормативно-техническая база еще полностью не сформирована. В данной статье рассматриваются основные требования, предъявляемые к ВИЭ, закрепленные в нормативно-технической базе, и проблемы выполнения данных требований. В статье приводятся результаты исследований, проведенных на Крымской солнечной электростанции (СЭС) в поселке Митяево. В процессе исследований были проведены испытания СЭС регулирования частоты. В результате экспериментов подтверждена возможность участия СЭС в общем первичном регулировании частоты, что является важным техническим параметром, оказывающим влияние на работу энергосистемы. Рассмотрена гибкость и устойчивость энергосистемы к различным колебаниям. Эксперименты проведены с целью решения проблем, возникающих в энергосистемах, с учетом возрастающего влияния возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: увеличение вырабатываемой мощности, баланс мощности, экология, солнечные электростанции, энергия солнца, натурные испытания.

Введение

Развитие ВИЭ, в том числе и солнечной энергетики, пришелся на XXI век и обусловлен, прежде всего, экологической составляющей, а также повышением стоимости нефти, газа и угля, желанием обеспечить независимость экономики от невозобновляемых энергоносителей и экологическими причинами [1].

В Российской Федерации продолжит увеличиваться доля выработки электроэнергии от возобновляемых источников энергии, а именно солнечных и ветроэлектрических станций (СЭС и ВЭС), зависящих от погодных условий [2].

Негативные системные эффекты, которыми будут сопровождаться увеличение мощностей ВИЭ, сильнее всего скажется на парогазовых

установках (ПГУ). В технологическом развитии газотурбинных технологий в последние годы достигнут существенный прогресс. Ожидается вывод на рынок ПГУ с КПД 65–70 % [3]. Высокоэффективные ПГУ, которые придут на смену морально устаревшим паросиловым блокам, составят основу энергетики России на ближайшую перспективу, окажутся в районе тяжелых условий эксплуатации [4]. Их преимущества, достигнутые ценой больших научно-технических и финансовых ресурсов, будут нивелированы необходимостью подстраиваться под стохастическую генерацию за счет ВИЭ, которая имеет сильную зависимость от изменения метеоусловий. Вследствие сокращения базовой зоны и увеличения суточной неравномерности

нагрузки будет иметь место снижение их среднегодового коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) [5]. Это произойдет за счет работы в неоптимальных режимах с существенно пониженным КИУМ, многочисленные пуски блоков ПГУ, в том числе из остывшего состояния, снижение надежности за счет работы в переходных режимах [6]. Следствием этого станут перерасход топлива на газовых ТЭС, повышение затрат на ремонт, снижение ресурса до капремонта и полной замены блока, снижение годовой выручки.

В 2021 году в эксплуатацию введено порядка 1 ГВт новой мощности, прирост мощности к 2020 году составил 45 %. Самые крупные вводы 2021 года в России в Ростовской области, Республике Калмыкия, Республике Адыгея, Оренбургской области, Волгоградской области, Республике Башкортостан. В Амурской области введена в опытную эксплуатацию первая в России плавучая СЭС мощностью 54 кВт на площадке Нижне-Бурейской ГЭС [7].

По результатам проведенного в 2020 году конкурсного отбора проектов поддержки ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности с целью заключения ДПМ ВИЭ отобрано 10 проектов на 238,1 МВт мощности. Возникшая конкуренция в результате отбора оказала значительное влияние на снижение заявленных участником капитальных затрат. Снижение от плановой величины капитальных затрат составило 55,3 % на 2023 год и на 42,6 % на 2024 год ввода [8].

Электроэнергетический сектор переживает переходный период и значительные структурные изменения, чтобы обеспечить всеобщий доступ к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех. Важным моментом является совмещение энергетических систем путем интеграции различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком диапазоне мощностей.

В США развита частная генерация, в руках которой находится свыше 70 % генерирующих мощностей (остальные 30 % принадлежат правительству, муниципалитетам и другим организациям) и свыше 75 % распределительных сетей. Значительное распространение владение местной властью получило в Австрии (100 % сетей и 85 % генерации), Канаде (основные сети – 99 %, генерация и распределительные сети – по 80 %) и Нидерландах (100 % сетей и 85 % генерации). Например, в Норвегии государственная доля составляет около 30 % генерирующих мощностей и 75 % основных сетей, в Швеции

100 % основных сетей, половина генерирующих мощностей и распределительных сетей.

Следует отметить, что при превышении 30 % доли мощности ВИЭ от общей установленной мощности энергосистемы требуется внедрение различных систем управления энергосистемы с учетом изменения генерации ВИЭ.

В связи с чем растет необходимость определить способность участия СЭС в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ). Участие СЭС в ОПРЧ дает возможность более гибкого управления энергосистемой, тем самым повышает ее маневренность и оптимизацию режимов работы энергосистемы, что приведет к повышению качества и надежности электроснабжения потребителей. В данной работе изучена возможность участия СЭС в ОПРЧ путем воздействия различных колебательных процессов на солнечную электростанцию «Митяево», расположенную в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

Требования, предъявляемые к ВЭС и СЭС

Для ВИЭ определены следующие общесистемные технические параметры генерирующего оборудования [9]:

- установленная мощность генерирующего оборудования;
- максимальная располагаемая мощность генерирующего оборудования;
- скорость снижения активной мощности;
- предоставлен регулировочный диапазон по активной мощности;
- предоставлен регулировочный диапазон по реактивной мощности;
- технологический минимум.

Для каждой энергоустановки должны быть определены следующие общесистемные технические характеристики:

- готовность к участию в ОПРЧ – для всех типов генерирующего оборудования.

Солнечные электростанции, работающие в составе энергосистемы через преобразователи постоянного тока, должны участвовать в ОПРЧ путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, осуществляемого средствами регулирования генерирующего оборудования и (или) преобразователей постоянного тока либо путем отключения части генерирующего оборудования ветровой (солнечной) электростанции [10].

Задачей исследования было нахождение решений для стабильной работы энергосистемы Республики Крым и города Севастополя за счет крупномасштабного внедрения солнечных электростанций.

тростанций и минимизации негативных последствий при их использовании в энергосистеме.

Одной из первых с проблемами существенного влияния режима работы СЭС на режим работы энергосистемы столкнулась энергосистема Республики Крым и г. Севастополя, где располагаются одни из крупных СЭС в России, такие как СЭС «Перово» установленной мощностью 106 МВт; СЭС «Охотниково» 80 МВт, с долей от общей установленной мощности порядка 30 %. При этом планируется ввести в работу СЭС «Владиславовка» с установленной мощностью порядка 110 МВт [11].

Проведено исследование по изучению влияния вырабатываемой мощности СЭС на энергосистему. Смоделировано и оптимизировано несколько сценариев:

1. Летний период. Максимальная солнечная активность. Пиковое потребление – 1350 МВт.

2. Зимний период. Минимальная солнечная активность. Пиковое потребление – 1670 МВт.

3. Зимний период. Максимальная солнечная активность. Пиковое потребление + (ремонтная схема энергомоста) – 1670 МВт.

4. Максимальная солнечная активность. Невысокая нагрузка потребления + (ремонтная схема энергомоста) – 1100 МВт.

Исходные расчетные данные и результаты расчетов приведены в табл. 1, где мощность ТЭЦ и энергомоста заданы с учетом ремонтных работ, МГТЭС участвуют в выработке электроэнергии и мощности только в аварийных ситуациях и в балансе принимаются равными нулю, СЭС – в зависимости от моделируемых природных факторов в различных периодах [12].

Таблица 1. Влияние вырабатываемой мощности СЭС на энергосистему
Table 1. The impact of the generated capacity of SPP on the power system

Номер сценария	Нагрузка потребления, МВт	Максимальная мощность источников, МВт	Фактическая рабочая мощность генерации, МВт	Выдача мощности в смежную энергосистему, МВт
1	1350	ТЭЦ – 1280 МГТЭС – 396,1 СЭС – 20 Энергомост – 810	ТЭЦ – 760 МГТЭС – 0 СЭС – 20 Энергомост – 810	0
2	1670	ТЭЦ – 1280 МГТЭС – 396,1 СЭС – 20 Энергомост – 810	ТЭЦ – 1000 МГТЭС – 0 СЭС – 20 Энергомост – 790	0
3	1670	ТЭЦ – 1280 МГТЭС – 396,1 СЭС – 230 Энергомост – 810	ТЭЦ – 1000 МГТЭС – 0 СЭС – 230 Энергомост – 366	74
4	1100	ТЭЦ – 1280 МГТЭС – 396,1 СЭС – 230 Энергомост – 810	ТЭЦ – 1204 МГТЭС – 0 СЭС – 230 Энергомост – 366	236

По результатам расчетов отчетливо прослеживается, что СЭС принимает активное участие в покрытии потребления энергосистемы и оказывает влияние на переток по энергомосту, что видно по 3-му и 4-му сценариям. В данных моделях участие СЭС принимает важную роль в оптимизации режимов работы энергосистемы.

Важно, что объекты возобновляемой генерации начали свой переход из статуса «нетрадиционных» источников, работающих на розничном рынке электроэнергии, в статус полноправных участников энергосистемы и переход на оптовый рынок электроэнергии и мощности [13].

Трудно представить более значимую и действенную поддержку ВИЭ со стороны государства, чем выдача им полноценных полномочий

в нормативной среде, причем в форме правительственного акта очень высокого уровня [14].

ПТФ ЭЭС определено, что разработка и согласование схемы выдачи мощности (СВМ) электростанций от 5 МВт должны происходить до момента начала процедуры технологического присоединения объекта [15].

Учитывая, что солнечные электростанции по своим техническим и функциональным характеристикам схожи с «обычными» генерирующими объектами, работа которых планируется (или уже осуществляется) в составе энергосистемы, требование о разработке схемы выдачи мощности для реализации мероприятий по технологическому присоединению также напрямую относится и к ним [16].

Также следует отметить, что дальнейшее развитие ВИЭ на территории Российской Федерации потребует скорейшего решения новых задач, таких как:

- исследование влияния работы ВИЭ на энергосистему при значительном увеличении их доли в структуре генерирующих мощностей;
- корректировка подходов по стимулированию деятельности ВИЭ в пользу повышения эффективности работы и оценки экономических последствий их функционирования;
- продолжение работы в части законодательной поддержки ВИЭ малой и большой мощности с учетом задачи их объединения с «умными сетями», включающими системы накопления электрической энергии [17].

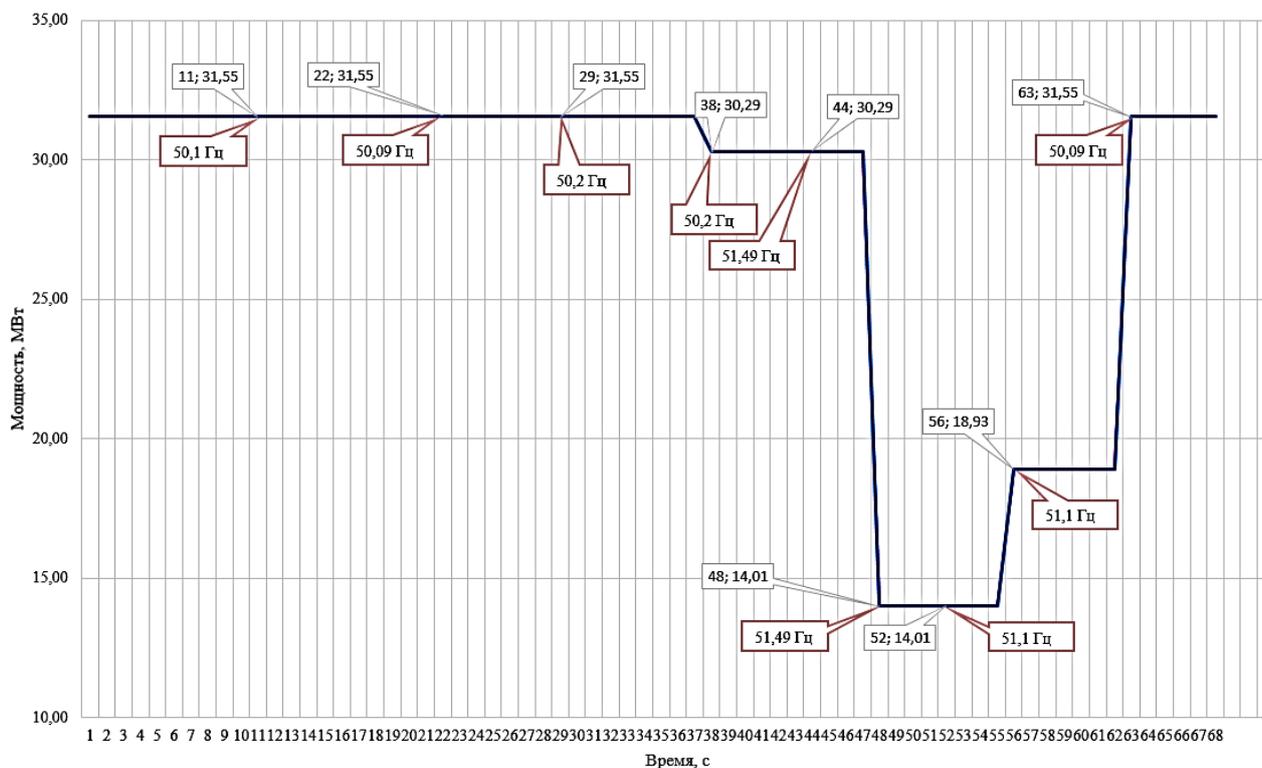
Одним из важных постановлений, утвержденных Правилами технологического функ-

ционирования электроэнергетических систем, является участие ВИЭ в общем первичном регулировании частоты путем автоматического снижения выдаваемой активной мощности электростанции при увеличении частоты [18].

В представленной работе были проведены исследования на солнечной электростанции «Митяево», входящей в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя.

Полученные характеристики необходимы для испытаний энергосистемы при работе СЭС с целью оптимизации рабочих параметров оборудования энергосети и обеспечения нормальных высокоэффективных режимов работы генерирующих установок. На рисунке 2 предоставлена общая характеристика ограничения мощности.

График регулирования мощности (теоретический)



Общая характеристика ограничения мощности
General characteristics of power limits for testing

Результаты экспериментов

При проведении исследований были использованы все системы оборудования СЭС, выбраны необходимые границы регулировочного диапазона и проведены экспериментальные испытания работы станции.

Условия проведения испытаний

Номинальная мощность генерирующего оборудования СЭС «Митяево» (верхняя граница ре-

гулировочного диапазона) составляет 30,09 МВт, рассчитывается из единичной мощности инвертора: $0,510 \cdot 58 = 29,58$ МВт и $0,255 \cdot 2 = 0,510$ МВт.

Нижняя граница регулировочного диапазона с учетом величины установки технологических защит инверторов по частоте 51,5 Гц составляет 55,6 % $P_{исх.}$ (МВт) (значение частоты 51,49 Гц).

Количество инверторных станций (ИС): 30 шт.
Количество инверторов:

- 58 шт. инверторов Protect PV.500;
- 2 шт. инверторов Protect PV.250.
- Единичная мощность инвертора:
- Protect PV.500 – 510 кВт;
- Protect PV. – 250 кВт.
- Общая мощность ИС: 30 090 кВт.
- Количество модулей
- ЖКМ 230P-60 – 37111 шт.;
- ЖКМ 235P-60 – 59689 шт.;
- ЖКМ 240P-60 – 36488 шт.
- Напряжение ВН: 10 кВ.
- Напряжение НН:
- для инвертора Protect PV.500 - 0.283 кВ;
- для инвертора Protect PV.250: 0.255 кВ.

Методика и порядок проведения испытания ограничения активной мощности

Объект испытания: инверторы Инв.1 – Инв.60 с поликристаллическими ФЭМ Jinko Solar 230, Jinko Solar 235, Jinko Solar 240. Тип инвертора: Protect PV.500, Protect PV.250.

Цель испытаний: проверка готовности генерирующего оборудования СЭС «Митяево» к участию в общем первичном регулировании частоты.

Средства и порядок испытаний: моделирование работы СЭС «Митяево» в ПК при воздействии колебаний частоты энергосистемы.

Методы испытания: испытания проводятся в связи с проверкой алгоритма функции изменения активной мощности в зависимости от частоты сети.

Фиксация параметров испытания: АРМ СЭС, анализатор качества электроэнергии.

Последовательность проведенных испытаний

Испытание № 1. Проверка верхней границы «мертвой полосы».

СЭС работает с мощностью $P_{исх}$ (зависит от уровня солнечной радиации).

В испытательном устройстве задать значение частоты сети 50,1 Гц (подается на вход анализатора качества Janitza UMG 605 системы контроля мощности PVcontrol). После запуска и по истечении времени более 10 с мощность СЭС не должна ограничиваться, так как установленное значение $f_0=50,1$ Гц является верхней границей «мертвой зоны».

Результаты полученных данных испытания № 1 приведены в табл. 2. и 2.1.

Выполнена успешная проверка верхней границы «мертвой полосы», так как после запуска и по истечении времени более 10 секунд мощность СЭС не ограничивалась.

Таблица 2. Результаты испытаний № 1: по данным с системы мониторинга непосредственно на выходе инвертора

Table 2. Test results No. 1: according to the data from the monitoring system directly at the inverter output

№ опыта	Исходная мощность, $P_{исх}$	Мертвая полоса	Уставка имитационного сигнала частоты	Требуемая величина первичной мощности от $P_{исх}$		Фактическая мощность
	кВт			Гц	Гц	
1	510,14	50,1	50,1	0	0	510,14
2	510,14	50,1	50,11	-0,4	-2,04	508,01
3	510,14	50,1	50,6	-19,6	-99,96	408,04
4	510,14	50,1	51,1	-20	-102	305,9
5	510,14	50,1	51,3	-8	-40,8	265,12
6	510,14	50,1	50,1	+48	+244,8	510,14
7	510,14	50,1	50,0	0	0	510,14

Таблица 2.1. Результаты испытаний № 1: По данным с анализатора качества электрической энергии в КРПЗ-10кВ

Table 2.1. Test results No. 1: According to data from the analyzer of the quality of electric energy in the KRPZ-10kV

№ опыта	Исходная мощность, $P_{исх}$	Мертвая полоса	Уставка имитационного сигнала частоты	Требуемая величина первичной мощности от $P_{исх}$		Фактическая мощность
	кВт			Гц	Гц	
1	499,31	50,1	50,1	0	0	499,31
2	499,31	50,1	50,11	-0,4	-2,04	497,17
3	499,31	50,1	50,6	-19,6	-99,96	399,01
4	499,31	50,1	51,1	-20	-102	297,96
5	499,31	50,1	51,3	-8	-40,8	258,37
6	499,31	50,1	50,1	+48	+244,8	499,52
7	499,31	50,1	50,0	0	0	499,53

Испытание № 2. Проверка функции ограничения активной мощности при повышении частоты на 0,01 Гц от границы «мертвой полосы». Ограничение по мощности задается искусственно на ПК.

СЭС работает с мощностью $P_{исх}$ (зависит от уровня солнечной радиации).

В испытательном устройстве задать значение частоты сети 50,2 Гц (подается на вход анализатора качества Janitza UMG 605 системы контроля мощности PVcontrol), по прошествии време-

ни не более 10 с система контроля мощности должна ограничить активную мощность СЭС на 4 % от $P_{ном}$, в случае если $P_{исх} > 96\%$ от $P_{ном}$, так как установленное значение $f_1=50,11$ Гц выше верхней границы «мертвой полосы».

В табл. 3 и 3.1 приведены данные, полученные при испытании № 2.

Проведена успешная проверка функции ограничения активной мощности при повышении частоты на 0,01 Гц от границы «мертвой полосы».

Таблица 3. Результаты испытаний № 2: по данным системы мониторинга непосредственно на выходе инвертора

Table 3. Test results No. 2: according to the data from the monitoring system directly at the inverter output

№ опыта	Исходная мощность, $P_{исх}$	Мертвая полоса	Уставка имитационного сигнала частоты	Требуемая величина первичной мощности от $P_{исх}$		Фактическая мощность
	кВт			Гц	%	
8	255,02	49,9	49,9	0	0	255,02
9	255,02	49,9	49,89	0,4	1,02	256,02
10	255,02	49,9	48,9	39,6	100,98	357,08
11	255,02	49,9	47,7	48	122,4	479,6
12	255,02	49,9	49,9	-88	-224,4	2550,2
13	255,02	49,9	50,0	0	0	255

Таблица 3.1. Результаты испытаний № 2: по данным с анализатора качества электрической энергии в КРПЗ-10 кВ

Table 3.1. Test results No. 2: According to data from the analyzer of the quality of electric energy in the KRPZ-10kV

№ опыта	Исходная мощность, $P_{исх}$	Мертвая полоса	Уставка имитационного сигнала частоты	Требуемая величина первичной мощности от $P_{исх}$		Фактическая мощность
	кВт			Гц	%	
8	247,77	49,9	49,9	0	0	247,77
9	247,94	49,9	49,89	0,4	1,02	249,39
10	499,31	49,9	48,9	39,6	100,98	349,5
11	499,31	49,9	47,7	48	122,4	469,54
12	499,31	49,9	49,9	-88	-224,4	247,94
13	499,31	49,9	50,0	0	0	248,10

Испытание № 3. Проверка функции ограничения активной мощности при повышении частоты до 51,49 Гц (нижняя граница регулировочного диапазона). СЭС работает с мощностью, ограниченной в результате предыдущего испытания на 4 % от $P_{ном}$.

В испытательном устройстве задать значение частоты сети 51,49 Гц (подается на вход анализатора качества Janitza UMG 605 системы контроля мощности PVcontrol), по прошествии времени не более 5 с система контроля мощности должна ограничить активную мощность

СЭС на 55,6 % от $P_{ном}$ с учетом заданных параметров статической частотной характеристики, так как установленное значение $f_1=51,49$ Гц находится в пределах регулировочного диапазона.

В табл. 4 приведены данные испытаний № 3.

Проведена успешная проверка функции ограничения активной мощности при повышении частоты до 51,49 Гц (нижняя граница регулировочного диапазона). СЭС успешно работает с мощностью, ограниченной в результате предыдущего испытания на 4 % от $P_{ном}$.

Таблица 4. Результаты испытаний № 3: по данным с анализатора качества электрической энергии в КРПЗ-10кВ

Table 4. Test results No. 3: according to data from the analyzer of the quality of electric energy in the KRPZ-10kV

№ опыта	Исходная мощность, $P_{исх}$	Мертвая полоса	Уставка имитационного сигнала частоты	Требуемая величина первичной мощности от $P_{исх}$		Фактическая мощность
	кВт			Гц	Гц	
14	24389	50,1	50,1	0	0	24334
15	24389	50,1	50,2	-4	-975,56	23223
16	24389	50,1	50,6	-20	-4877,8	19396
17	24389	50,1	51,1	-40	-9755,6	14580
18	24389	50,1	51,3	-48	-11706,72	12656
19	23009	50,1	50,1	+48	+11706,72	23009
20	23009	50,1	50,0	0	0	22979

Испытание № 4. Проверка функции ограничения активной мощности при повышении частоты до 49,9 Гц.

СЭС работает с мощностью, ограниченной в результате предыдущего испытания на 55,6 % от $P_{ном}$.

В испытательном устройстве задать значение частоты сети 51,1 Гц (подается на вход анализатора качества Janitza UMG 605 системы контроля мощности PVcontrol). За время не более 5 секунд система контроля мощности должна ограничить активную мощность СЭС на 40 % от $P_{ном}$, с учетом заданных параметров статической

частотной характеристики, так как установленное значение $f_1=49,9$ Гц находится в пределах регулировочного диапазона.

Данные по испытаниям № 4 приведены в табл. 5.

Проведена успешная проверка функции ограничения активной мощности при повышении частоты до 49,9 Гц. За время не более 5 секунд система контроля мощности ограничила активную мощность СЭС на 40 % от $P_{ном}$. При этом в опыте № 24 можно наблюдать, как система контроля мощности увеличила активную мощность при понижении частоты.

Таблица 5. Результаты испытаний № 4: по данным с анализатора качества электрической энергии в КРПЗ-10кВ

Table 5. Test results No. 4: according to data from the analyzer of the quality of electric energy in the KRPZ-10kV

№ опыта	Исходная мощность, $P_{исх}$	Мертвая полоса	Уставка имитационного сигнала частоты	Требуемая величина первичной мощности от $P_{исх}$		Фактическая мощность
	кВт			Гц	Гц	
21	11460	49,9	49,9	0	0	11460
22	11460	49,9	49,8	4	458,4	11914
23	11460	49,9	48,9	40	4584	16013
24	11460	49,9	47,7	88	10084,8	21427
25	11458	49,9	49,9	-88	-10084,8	11458
26	11459	49,9	50,0	0	0	11462

Программа TSAT, входящая в программный комплекс DSATools, выполняется на ПК. Симулятор RTDS параллельно выполняет расчеты своей модели, используя в сотни раз меньший шаг расчета. Интерфейс TSAT-RTDS использует интерфейсный модуль, устанавливаемый в ПК, обеспечивает обмен данными между симуляторами и синхронизацию вычислительных процессов.

По результатам проделанной работы выполнена проверка готовности генерирующего оборудования СЭС «Митяево» к участию в общем первичном регулировании частоты.

Увеличение доли ВИЭ в энергосистеме заставляет решать задачи минимизации их влияния на режим работы энергосистемы. В статье приведены результаты успешных испытаний по участию СЭС «Митяево» в общем первичном регулировании частоты. Данные испытания бы-

ли проведены на ПК в гибридном режиме моделирования энергосистемы. Рассматривается вопрос проведения натурных испытаний при воздействии колебаний частоты энергосистемы, что задает тренд на включение СЭС в перечень электростанций, участвующих в общем первичном регулировании частоты [19].

Выводы

Проведенные исследования показали, что использование работы генерирующего оборудования СЭС «Митяево» в общем первичном регулировании частоты возможно и позволяет продвигаться далее по пути решения задачи минимизации влияния СЭС на режим работы энергосистемы.

В ходе работы проведено моделирование работы СЭС «Митяево» в ПК при воздействии колебаний частоты энергосистемы. По результатам испытаний можно сделать вывод о возможности включения солнечных электростанций в перечень электростанций, участвующих в общем первичном регулировании частоты. Данные испытания были проведены на ПК в гибридном режиме моделирования энергосистемы [20, 21].

Возможности использования ВИЭ в ОПРЧ были подтверждены в ходе испытаний СЭС «Митяево». В России ВИЭ имеют два способа участия в ОПРЧ:

- 1) путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности;
- 2) путем отключения части генерирующего оборудования.

Нагрузка ВЭС и СЭС, не имеющих систем накопления энергии, существенно меняется не только в течение суток (часы), но и в течение более краткосрочных периодов. Изменение нагрузки ВЭС и СЭС может быть скомпенсировано за счет вращающегося резерва, поддерживаемого на ТЭС.

Проведенное исследование будет способствовать быстрейшему внедрению энергогенерирующих мощностей на основе альтернативных (нетрадиционных) источников энергии, что способствует улучшению экологической обстановки и обеспечению энергетической независимости Крымского региона и города Севастополя. Для улучшения качества и надежности управления энергетическим режимом необходимо внесение изменений в нормативно-техническую базу и формирование требований, определяющих готовность генерирующего оборудования в ГТП генерации ВИЭ.

Библиографические ссылки

1. Орлов А. Окупаемость проектов ВИЭ: не так сложно, как кажется // Энергия: экономика, техника, экология. 2018. № 11. С. 70–72.
2. Перминов Э. М. К вопросу о структуре энергетики будущего // Энергия единой сити. 2019. № 5 (48). С. 10–28.
3. Шарифов Б. Н. Электромагнитные переходные процессы в системе управления выходными параметрами солнечной электростанции // Политехнический вестник. Серия: Инженерные исследования. 2019. № 4 (48). С. 26–32.
4. Выбор способа управления маломощной солнечной электростанцией / Д. В. Куделина, В. И. Бирюлин, В. Э. Деденко, М. А. Иванова // Поколение будущего: Взгляд молодых ученых – 2019 : сборник научных статей 8-й Международной молодежной научной конференции : в 6 т. / отв. ред. А. А. Горюхов. 2019. С. 82–86.
5. Илюшин П. В., Куликов А. Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. Нижний Новгород, 2019.
6. Широков А. В., Шимон Н. С. Проблемы энергоснабжения в Республике Крым // Пожарная безопасность: проблемы и перспективы. 2017. Т. 1 (8). С. 47–49.
7. Жданев О. В., Зуев С. С. Развитие ВИЭ и формирование новой энергополитики России // Энергетическая политика. 2020. № 2 (144). С. 84–95.
8. Чивенков А. И., Крахмалин И. Г. Универсальный преобразователь как основа для согласования параметров источников распределенной сети с ВИЭ // Интеллектуальная электротехника изд. Нижегородский государственный технический университет. Р. Е. Алексеева. 2018. № 1. С. 112–125.
9. Кувшинов В. В., Морозова Н. В., Софийский И. Ю. Возможности использования энергетических установок на основе возобновляемых источников энергии. М. : Спутник +, 2017. 290 с.
10. Попков Е. Н., Сейт Р. И., Коротков Б. А. О возможности участия солнечных электростанций в общем первичном регулировании частоты // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2018. № 2 (79). С. 109–117.
11. Гурьев В. В., Кувшинов В. В., Б. А. Якимович. Перспективы увеличения выработки солнечных электростанций энергосистемы Республики Крым и города Севастополя // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2020. Т. 23, № 2. С. 116–123. DOI: 10.22213/2413-1172-2019-4-116-123.
12. Layth Mohammed Abdali, Haider Ahmed Mohamed and Husam Abdulhusein Wahhab. [A Novel Design of 7-Level Diode Clamped Inverter]. J. of Engineering and Applied Sciences, 2019, no. 14, pp. 3666-3673. doi.org/10.36478/jeasci.2019.3666.3673.
13. Выбор способа управления маломощной солнечной электростанцией / Д. В. Куделина, В. И. Бирюлин, В. Э. Деденко, М. А. Иванова // Поколение будущего: Взгляд молодых ученых – 2019 : сборник

научных статей 8-й Международной молодежной научной конференции : в 6 т. / отв. ред. А. А. Горюхов, 2019. С. 82–86.

14. Илюшин П. В., Куликов А. Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. Нижний Новгород, 2019.

15. Мозохин А. Е., Шведенко В. Н. Анализ направлений развития цифровизации отечественных и зарубежных энергетических систем // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2019. Т. 19, № 4. С. 657–672.

16. Демченко К. В. Основные принципы организации оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации // Главный энергетик. 2019. № 12. С. 23–27.

17. Филиппов С. П., Дильман М. Д., Илюшин П. В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4–17.

18. Маликова О. И., Златникова М. А. Государственная политика в области развития возобновляемой энергетики // Государственное управление. Электронный вестник. 2019. № 72. С. 5–30.

19. Воронцов В. Э., Жабин К. В., Колибаба В. И. Сравнительный анализ управления реактивной мощностью на электроэнергетических рынках зарубежных стран и России // Электрические станции. 2020. № 5 (1066). С. 8–19.

20. Рыбкина Я. А. Правовая природа отбора проектов ВИЭ и применение норм антимонопольного законодательства к процедуре отбора проектов ВИЭ // Правовой энергетический форум. 2018. № 4. С. 38–45.

21. Mustefa Jibril, 2021. On Modelling the Structural Quasiness of Complex Systems. International Journal of Electrical and Power Engineering, 15: 52-68. DOI: 10.36478/ijepe.2021.52.68.

References

1. Orlov A. [Payback of renewable energy projects: not as difficult as it seems]. Energy: economics, technology, ecology. 2018. No. 11. Pp. 70-72 (in Russ.).

2. Perminov E.M. [On the question of the energy structure of the future]. *Energy of a United City*. 2019. No. 5. Pp. 10-28 (in Russ.).

3. Sharifov B.N. [Electromagnetic transients in the control system for the output parameters of a solar power plant]. *Polytechnic Bulletin. Series: Engineering research*. 2019. No. 4. Pp. 26-32 (in Russ.).

4. Kudelina D.V., Biryulin V.I., Dedenko V.E., Ivanova M.A. *Vybor sposoba upravleniya malomoshchnoi solnechnoi elektrostantsiei* [Choosing a way to control a low-power solar power plant In the collection]. *Pokolenie budushchego: Vzglyad molodykh uchenykh – 2019 : sbornik nauchnykh statei 8-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii : v 6 t. / отв. ред. А. А. Горюхов* [Proc. Generation of the future: View of young scientists-2019. Collection of scientific articles of the 8th International Youth Scientific Conference, in 6 volumes. Managing editor Gorokhov A.A.]. 2019. P. 82-86 (in Russ.).

5. Ilyushin P.V., Kulikov A.L. *Avtomatika upravleniya normal'nymi i avariinymi rezhimami energoraionov s raspredelennoi generatsiei* [Automatic control of normal and emergency modes of power districts with distributed generation]. Nizhny Novgorod, 2019 (in Russ.).

6. Shirokov A. V., Shimon N. S. [Problems of energy supply in the Republic of Crimea]. Fire safety: problems and prospects. 2017. Vol. 1. Pp.47-49 (in Russ.).

7. Zhdaneev O.V., Zuev S.S. [Development of renewable energy sources and the formation of a new energy policy in Russia]. *Energy Policy*. 2020. No. 2. Pp. 84-95 (in Russ.).

8. Chivenkov A.I., Krakhmalin I.G. [Universal converter as a basis for matching the parameters of sources of a distributed network with RES]. *Intelligent electrical engineering ed. Nizhny Novgorod State Technical University*. R.E. Alekseeva. 2018. No. 1. Pp. 112-125 (in Russ.).

9. Kuvshinov V.V., Morozova N.V., Sofiyskiy I. Yu. *Vozmozhnosti ispol'zovaniya energeticheskikh ustanovok na osnove vozobnovlyaemykh istochnikov energii* [Possibilities of using power plants based on renewable energy sources]. Moscow: Publishing house (Sputnik +), 2017. 290 p. (in Russ.).

10. Popkov E.N., Seit R.I., Korotkov B.A. [On the possibility of participation of solar power plants in the overall primary frequency regulation. Scientific and technical journal]. *Proceedings of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System*. 2018. No. 2. Pp. 109-117 (in Russ.).

11. Gur'ev V.V., Kuvshinov V.V., Yakimovich B.A. [Prospects for increasing the output of solar power plants of the energy system of the Republic of Crimea and the city of Sevastopol]. *Vestnik IzhGTU imeni M. T. Kalashnikova*. 2020. Vol. 23, no. 2. Pp. 116-123. DOI: 10.22213/2413-1172-2019-4-116-123.

12. Layth Mohammed Abdali, Haider Ahmed Mohmmmed and Husam Abdulhusein Wahhab. [A Novel Design of 7-Level Diode Clamped Inverter]. *J. of Engineering and Applied Sciences*, 2019, no. 14, pp. 3666-3673. doi.org/10.36478/jeasci.2019.3666.3673.

13. Kudelina D.V., Biryulin V.I., Dedenko V.E., Ivanova M.A. *Vybor sposoba upravleniya malomoshchnoi solnechnoi elektrostantsiei* [Choosing a way to control a low-power solar power plant In the collection]. *Pokolenie budushchego: Vzglyad molodykh uchenykh – 2019 : sbornik nauchnykh statei 8-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii : v 6 t. / отв. ред. А. А. Горюхов* [Proc. Generation of the future: View of young scientists-2019. Collection of scientific articles of the 8th International Youth Scientific Conference, in 6 volumes. Managing editor Gorokhov A.A.]. 2019. Pp. 82-86 (in Russ.).

14. Ilyushin P.V., Kulikov A.L. *Avtomatika upravleniya normal'nymi i avariinymi rezhimami energoraionov s raspredelennoi generatsiei* [Automatic control of normal and emergency modes of power districts with distributed generation]. Nizhny Novgorod, 2019 (in Russ.).

15. Mozokhin A.E., Shvedenko V.N. [Analysis of directions for the development of digitalization of domestic and foreign energy systems]. Scientific and technical Pp S. 657-672 (in Russ.).
16. Demchenko K.V. [Basic principles of organizing the wholesale electricity and power market of the Russian Federation]. Chief Power Engineer. 2019. No. 12. Pp. 23-27 (in Russ.).
17. Filippov S.P., Dilman M.D., Ilyushin P.V. [Distributed generation and sustainable development of regions]. Thermal power engineering. 2019. No. 12. Pp. 4-17 (in Russ.).
18. Malikova O.I., Zlatnikova M.A. [State policy in the field of renewable energy development, Public administration]. Electronic Bulletin. 2019. No. 72. Pp. 5-30 (in Russ.).
19. Vorotnitsky V.E., Zhabin K.V., Kolibaba V.I. [Comparative analysis of reactive power control in the electric power markets of foreign countries and Russia]. Electric stations. 2020. No. 5. Pp. 8-19 (in Russ.).
20. Rybkina Ya. A. [Legal nature of the selection of renewable energy projects and the application of antimonopoly legislation to the procedure for selecting renewable energy projects]. Legal Energy Forum. 2018. No. 4. Pp. 38-45 (in Russ.).
21. Mustefa Jibril, 2021. On Modelling the Structural Quasiness of Complex Systems. International Journal of Electrical and Power Engineering, 15: 52-68. DOI: 10.36478/ijepe.2021.52.68.

Study of Optimization of Operating Modes of Solar Power Plants in the Power System of the Republic of Crimea and Sevastopol with the Possibility of Frequency Control

A. S. Chernyshov, Postgraduate, Sevastopol State University Institute of Nuclear Energy and Industry, Sevastopol, Russia

V. V. Guryev, Sevastopol State University Institute of Nuclear Energy and Industry, Sevastopol, Russia

B. A. Yakimovich, DrSc in Engineering, Professor, Sevastopol State University Institute of Nuclear Energy and Industry, Sevastopol, Russia

V. V. Kuvshinov, PhD in Engineering, Associate Professor, Sevastopol State University Institute of Nuclear Energy and Industry, Sevastopol, Russia

A. M. Oleynikov, DrSc in Engineering, Professor, Institute of Natural and Technical Systems, Sevastopol, Russia

The relevance of improving the methods of RES integration into power systems is increasing every year, and therefore there is a need to improve the management characteristics of large RES when working in the power system. One of the ways of RES participation is frequency regulation in the power system. With a large percentage of installed RES capacity, this issue is relevant, since RES is of great importance for the management of the power system and ensuring the reliability of power supply.

Supported by the Government of the Russian Federation (CDA RES) the number of RES withing the structure of electric energy generation grows yearly therefore increasing its effect on power supply system. Positive trends in the development of renewable energy sources require the System Operator (hereinafter - JSC SO UES) to study the operating modes in advance and work out the technical requirements for them. The experience of operating renewable energy sources in Russia is still not large enough and the regulatory and technical base has not yet been fully formed. This article discusses the basic requirements for renewable energy sources, enshrined in the regulatory and technical base and the problems of meeting these requirements. The article presents the results of studies carried out at the Crimean solar power plant (SPP) in the village of Mityaev. In the course of the research, the SPP was tested with a general primary frequency control by automatically reducing the output active power of the power plant with an increase in frequency. As a result of the experiments, the possibility of SES participation in the general primary frequency regulation was confirmed, which is an important technical parameter that affects the operation of the power system. The maneuverable characteristics of power plants based on renewable energy sources make it possible to increase the flexibility and resilience of the power system to various fluctuations. The experiments were carried out in order to solve the problems arising in power systems, taking into account the increasing influence of renewable energy sources (RES).

Keywords: increase in generated capacity, power balance, ecology, solar power plants, solar energy, field tests.

Получено: 14.04.22