

ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.316.726

И.В. ДРЁМИН, канд. техн. наук,
Институт общей энергетики НАН Украины,
ул. Антоновича, 172, г. Киев, 03680, Украина

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ МОЩНОСТЕЙ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ОЭС УКРАИНЫ

Представлены результаты исследований переходных процессов автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в ОЭС Украины, в состав которой входят солнечные электростанции (СЭС) со значительной относительной мощностью. Определены значения предельных мощностей СЭС при работе системы АРЧМ, в которой в качестве регуляторов выступают энергоблоки пылеугольных ТЭС, гидроагрегаты ГЭС и потребители-регуляторы.

К л ю ч е в ы е с л о в а: математическое моделирование, солнечные электростанции, регулирование частоты, потребители-регуляторы, генераторы-регуляторы, АРЧМ, объединенная энергосистема.

Наличие в энергосистеме ограниченного резерва регулирующих мощностей системы автоматического регулирования частоты и мощности определяет максимальное значение мощностей солнечных электростанций, действие которых система АРЧМ способна компенсировать в изолированном режиме работы объединенной энергосистемы (ОЭС). Особенно с учетом того, что процесс генерации электроэнергии на СЭС представляет собой, по сути, случайный процесс, возмущение, которое система АРЧМ должна скомпенсировать [1]. Именно такое условие (способность стабилизации в изолированном режиме) должно быть выполнено в соответствии с требованиями энергообъединения ENTSO-E и именно в такой постановке проводились исследования, результаты которых приведены в этой статье.

© И.В. ДРЁМИН, 2016

Очевидно, что суммарная величина необходимых мощностей регуляторов частоты зависит от величины суммарной установленной мощности СЭС. При этом мощность регулятора можно считать достаточной, если его регулирующих возможностей хватает для удержания отклонения частоты в диапазоне $\pm 0,02$ Гц (требования ENTSO-E) или $\pm 0,2$ Гц (актуальное для ОЭС Украины допустимое отклонение частоты в нормальном режиме).

Таким образом, в работе, наряду с максимизацией допустимых мощностей СЭС, необходимо минимизировать мощности регуляторов, задействованных в процессах компенсации действия СЭС. Фактически, в математической постановке это была бы оптимизационная задача. Однако решение данной «оптимизационной» задачи выполняется путем подбора соответствующих параметров математической модели в соответствии с программой проведения экспериментов. Такой экспериментальный подход применен вследствие фактической

невозможности формулировки аналитическим образом целевой функции, в состав которой должны входить: параметры регуляторов, параметры СЭС, параметры переходного процесса, параметры законов регулирования.

Для получения целевых результатов экспериментов с математической моделью (ее универсальная форма приведена в [2], а специфика СЭС – в [1]) необходима предварительно разработанная программа проведения числовых расчетов на программно-информационном комплексе (ПИК) «Частота». Особенно это касается определения тех или иных параметров математической модели, при которых моделируемый переходный процесс приобретает определенные характеристики. В работе это, прежде всего, предельные мощности СЭС (параметры математической модели), при которых отклонение частоты не выходит за

допустимые пределы (характеристика переходного процесса).

В качестве основной характеристики солнечных электростанций принята максимальная мощность, достигаемая ими на рассматриваемом промежутке времени. Следует отметить, что установленная мощность СЭС в общем случае выше или равна максимальной.

Специфика определения начальных условий исследования процессов генерации на СЭС, входящих в состав ОЭС, заключается в том, что для чистоты эксперимента в начальный момент времени небаланс мощности в энергосистеме должен быть равным нулю – предполагается, что СЭС уже функционируют и выдают ненулевую мощность в энергосистему. Иными словами, необходимо подобрать начальные условия (мощности элементов энергосистемы) таким образом, чтобы выпол-

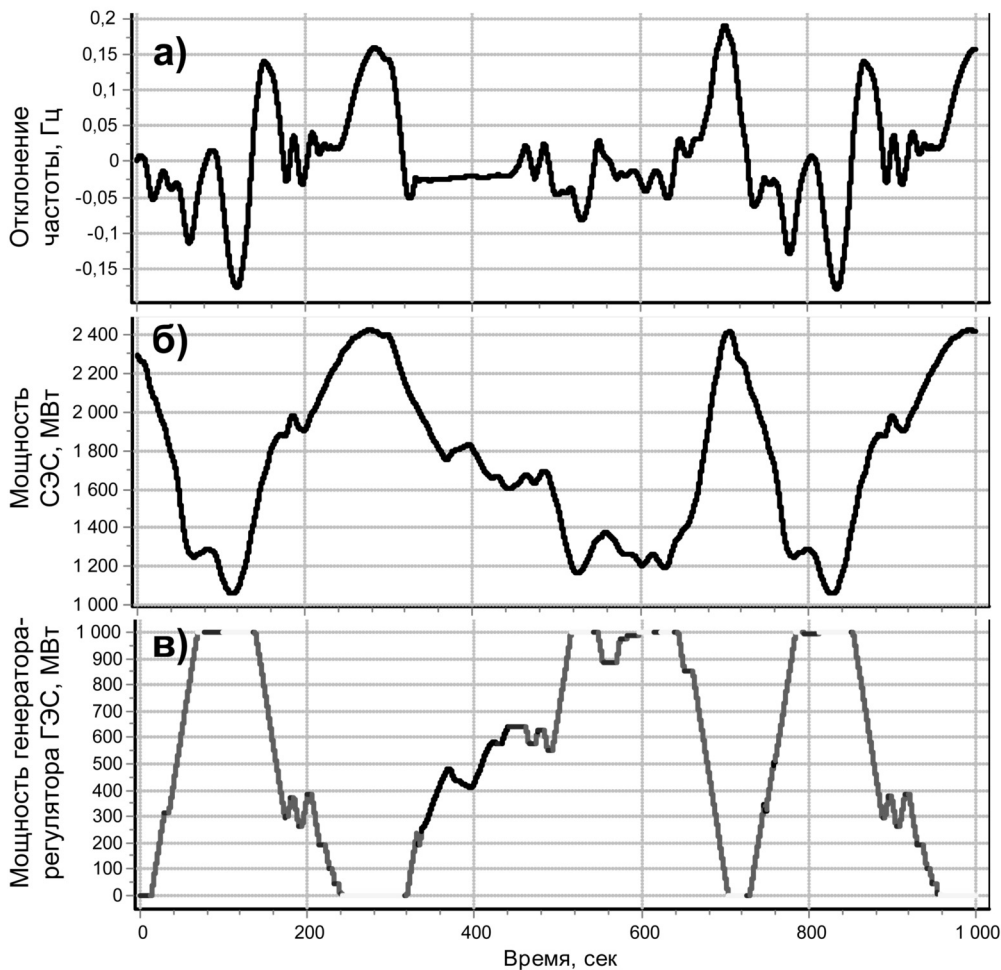


Рис. 1. Переходный процесс АРЧМ в ОЭС с ГР ГЭС 1000 МВт и СЭС 2430 МВт

нялось условие нулевого небаланса. Поэтому, был определен «замыкающий» элемент энергосистемы, в качестве которого была выбрана мощность эквивалентной нагрузки. Другими словами, при добавлении в ОЭС определенных мощностей СЭС мощность нагрузки увеличивается на мощность СЭС в момент t_0 . Дополнительные эксперименты по адекватности такого подхода не обнаружили существенного влияния увеличения нагрузки (прежде всего за счет эффекта саморегулирования частоты) на параметры соответствующих переходных процессов.

С иной стороны, в начальный момент времени мощность СЭС, в общем случае, не является ни максимальной, ни минимальной. Тогда как мощность регулятора должна составлять значение, достаточное, чтобы осуществлять регулировку в диапазоне изменения мощностей СЭС, выдаваемые в сеть за рассматриваемый промежуток времени.

Таким образом, необходимо подобрать рабочую точку регулятора посредством задания для него определенной начальной мощности. Эта мощность подбирается таким образом, чтобы в течение процесса регулирования он, при возможности, не достигал ни минимального, ни максимального ограничения по уровню мощности. Иными словами, регулирующие возможности регулятора должны быть задействованы наиболее эффективно. Это осуществляется путем проведения предварительной серии экспериментов, по результатам которой и определяется начальная мощность регулятора.

На рис.1 видно, что генератор-регулятор в режиме ограничения мощности по минимуму и максимуму (горизонтальные отрезки графика на уровнях 0 и 1000 МВт) находится приблизительно одинаковое время. При этом отклонение частоты не выходит за заданное значение ($\pm 0,2$ Гц). Иными словами, рабочая точка генератора-регулятора и замыкающая мощность нагрузки выбраны верно.

После определения начальной мощности окончательно рассчитывается «замыкающая» мощность нагрузки для обеспечения нулевого небаланса мощности в энергосистеме в момент t_0 . То есть, соответствующий график небаланса (рассчитывается в ПИК по результатам численного решения исходной системы уравнений) должен начинаться с нуля:

$$P_{\Delta P}(t_0) = \sum_{i=1}^I P_{zi}(t_0) + \sum_{n=1}^N P_{nn}(t_0) + P_{np}(t_0) + P_{zp}(t_0) - P_{nom}(t_0) + P_{СЭС}(t_0) = 0, \quad (1)$$

где $P_{\Delta P}(t_0)$ – небаланс мощности в энергосистеме в момент времени t_0 , P_{zi} – мощность эквивалентного i -го генератора, при общем их количестве, равном I , $P_{nn}(t_0)$ – мощность эквивалентной n -й нагрузки при общем количестве N , $P_{np}(t_0)$ – мощность эквивалентного потребителя-регулятора, $P_{zp}(t_0)$ – мощность эквивалентного генератора-регулятора, P_{nom} – эквивалентная мощность потерь в сетях, $P_{СЭС}$ – мощность эквивалентной СЭС.

Таким образом, программа проведения числовых расчетов представляет собой, с одной стороны, алгоритм поиска искомым параметров математической модели, а с другой – последовательность выполнения экспериментов, которая обеспечит полноту охвата режимов энергосистемы и ее структуры. Иными словами, данная программа представляет собой серию экспериментов с последовательным увеличением максимальной мощности СЭС и соответствующим подбором необходимой мощности генераторов и потребителей-регуляторов для установки соотношения мощностей регуляторов и предельной мощности СЭС.

Алгоритм поиска предельных мощностей условно можно разбить на следующие этапы.

1. Предварительный расчет. Приблизительное определение замыкающей мощности и рабочей точки регулятора.

2. Балансировка мощностей. Обеспечение нулевого небаланса мощностей, в том числе определение начальных условий системы дифференциальных уравнений (начальные мощности СЭС, мощность регуляторов, мощность нагрузки). При этом нагрузка играет роль замыкающей мощности, то есть выполняется условие нулевого небаланса в энергосистеме в начальный момент времени расчета.

3. Установка рабочей зоны регулятора. Рабочая зона регуляторов (как указано выше) устанавливается таким образом, чтобы его регулирующие способности в переходном процессе были задействованы максимальным образом.

4. Определение оптимального закона. Установление таких параметров закона регулирования (коэффициентов пропорциональной, дифференциальной и интегральной составляющих), при которых регулятор обеспечивает наиболее эффективный процесс регулирования (прежде всего по критерию минимума максимального отклонения частоты в течение всего диапазона времени моделируемого процесса регулирования).

5. Проверка результатов расчета. Проверка оптимальности закона регулирования, проверка допустимости погрешностей численного метода.

Приведенные этапы являются условными за счет того, что при варьировании одних параметров модели другие параметры могут существенно измениться. Например, после определения параметров оптимального закона регулирования для ОЭС с СЭС оказывается, что

мощность СЭС уже не является предельной и ее в модели можно повысить (при условии постоянной мощности регулятора). Но после повышения мощности СЭС необходимо, в общем случае, снова устанавливать параметры оптимального закона. Таким образом, проведение эксперимента по конкретной конфигурации энергосистемы является итерационным процессом поиска, в данном случае предельных мощностей СЭС.

Следует отметить, что специфика процесса генерации на СЭС (в отличие от ВЭС и традиционных генераторов) заключается в том, что СЭС практически не имеет инерционной составляющей (отсутствуют вращающиеся части). Это упрощает исследование, ведь исключается этот параметр исходной математической модели по расчету и, как следствие, уменьшается количество параметров, которые так или иначе влияют на переходный процесс

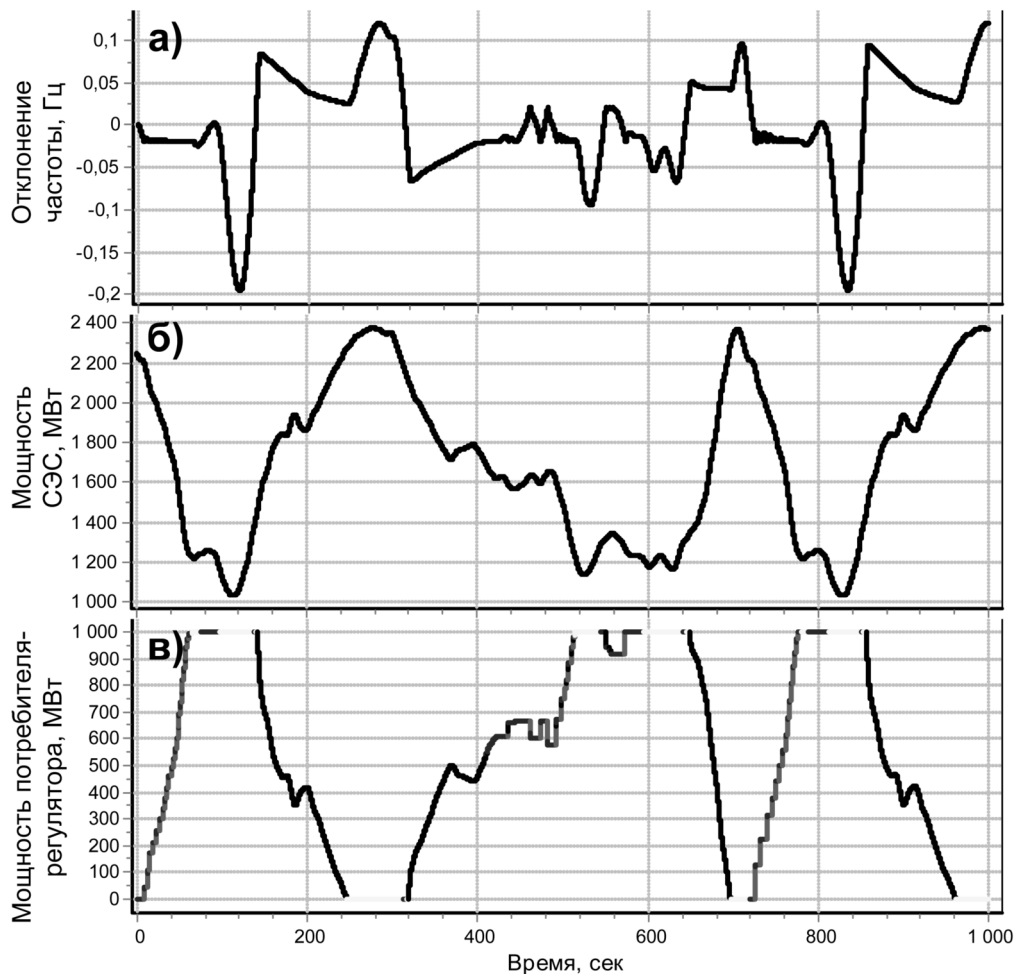


Рис. 2. Переходный процесс АРЧМ в ОЭС с потребителем-регулятором 1000 МВт и СЭС 2380 МВт

регулирования.

В целом, программа проведения экспериментов состоит из следующих этапов:

1. Определение предельных мощностей СЭС с генераторами-регуляторами (ГЭС, пылеугольные ТЭС), при условии установленного значения максимальной мощности регулятора (1000 МВт).

2. Определение предельных мощностей СЭС с потребителями-регуляторами (максимальная мощность регулятора не превышает 1000 МВт).

3. Определение предельных мощностей СЭС с комбинацией генераторов- и потребителей-регуляторов, чья суммарная мощность не превышает 1000 МВт.

4. Определение необходимых мощностей регуляторов при условии функционирования

СЭС с мощностями 1000 МВт и 10000 МВт.

5. Определение предельных мощностей СЭС в ОЭС без регуляторов.

Указанные этапы выполняются для двух допустимых значений отклонения частоты – 0,2 Гц и 0,02 Гц.

На рис. 2 и рис.3 (в дополнение к рис.1) в качестве примера реализации программы проведения экспериментов в соответствии с приведенным итерационным алгоритмом приведены графики переходных процессов. Эти процессы вызваны действием СЭС, характер изменения мощности которой приведен в [3].

На рис. 2,а приведен график отклонения частоты в ОЭС Украины, в состав которой входит действующая СЭС с максимальной мощностью 2380 МВт (график мощности СЭС – на рис. 2,б). Действие СЭС компенсируется

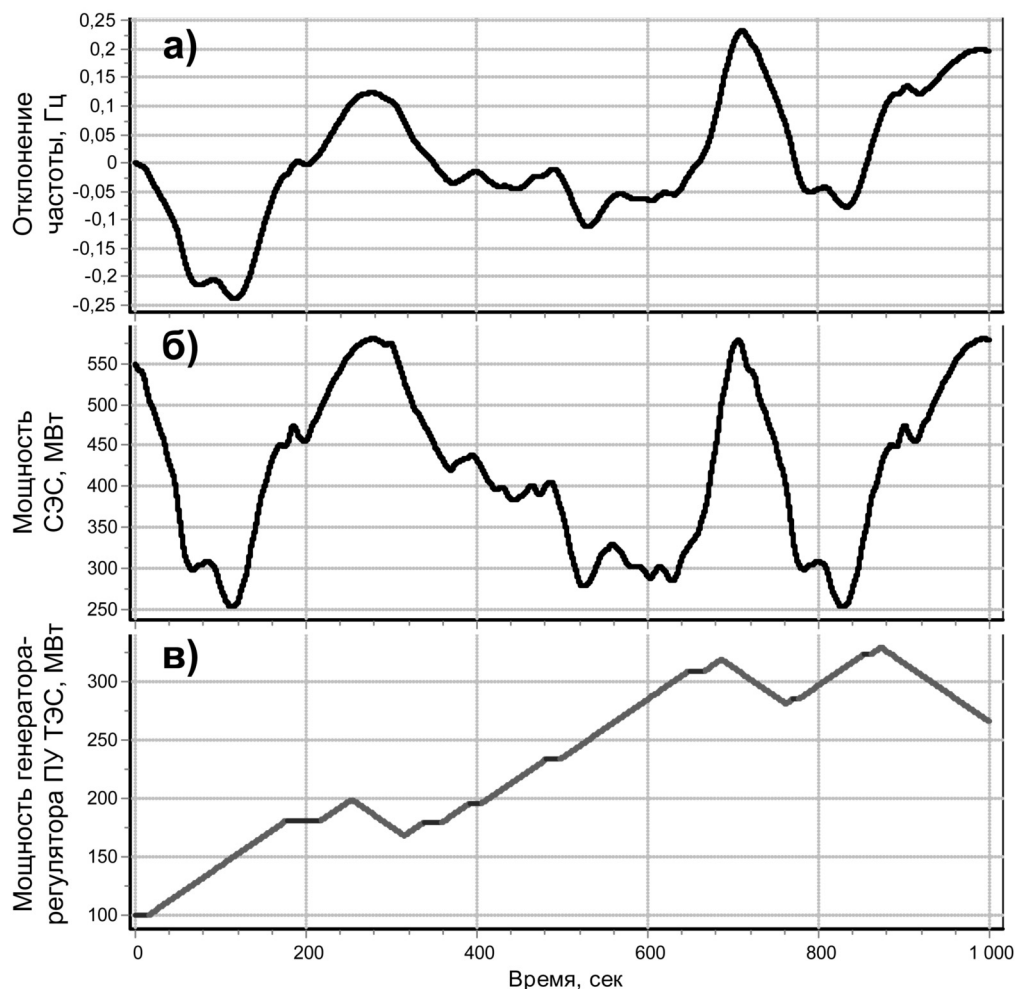


Рис. 3. Переходный процесс АРЧМ в ОЭС с генератором-регулятором ПУ ТЭС 1000 МВт и СЭС 581 МВт

системой АРЧМ с потребителем-регулятором, действующим по ПИД-закону с соответствующим изменением мощности (рис. 2,в), что позволяет удерживать частоту в пределах $\pm 0,2$ Гц.

Видно, что как и в случае с генератором-регулятором ГЭС (рис. 1) потребитель-регулятор позволяет компенсировать возмущение от СЭС мощностью порядка 2,4 ГВт. Иными словами, динамика изменения мощности СЭС такова, что для ГЭС, так же как и для потребителя-регулятора, скорость набора/сброса мощности не играет ограничивающей роли – ключевое значение имеет ограничение на уровень максимальной мощности этих регуляторов.

В отличие от быстродействующих регуляторов для пылеугольных (ПУ) ТЭС главным ограничением в процессе регулирования является именно скорость сброса/набора мощности, что видно из рис. 3,в. ПУ ТЭС постоянно «упирается» в ограничение по скорости (линейные наклонные участки графика). При этом за весь переходный процесс не происходит достижения ограничений по минимальной и максимальной мощностям регулятора.

Исследования, аналогичные приведенным на рис. 1–3, проведены также для случаев функционирования в ОЭС Украины СЭС мощностями 1 ГВт и 10ГВт – определялись

Таблица 1 – Совокупные результаты экспериментов относительно предельных мощностей СЭС в ОЭС Украины

Допустимое отклонение $ \Delta f $, Гц	Зона нечувствительности, $ \Delta f $, Гц	Тип регулятора	Макс. скорость изменения мощности, %/сек.	Макс. мощность СЭС, ГВт	Макс. мощность регулятора, ГВт	Отношение мощности регулятора к мощности СЭС
0,2	0,02	ПУ ТЭС	0,05	0,581	1	1,72
				1	9,3	9,30
				10	220	22,00
		ГЭС	2	2,43	1	0,41
				1	0,31	0,31
				10	5,8	0,58
	ПР	40	2,38	1	0,42	
			1	0,3	0,30	
	10	4,90	0,49			
	Саморегулирование				0,37	-
0,02	0,01	ПУ ТЭС	0,05	0,065	1	15,38
				1	26	26,00
				10	380	38,00
		ГЭС	2	1,48	1	0,68
				1	0,65	0,65
				10	8,4	0,84
	ПР	40	1,75	1	0,57	
			1	0,52	0,52	
	10	6,4	0,64			
	Саморегулирование				0,038	-

Таблица 2 – Совокупные результаты экспериментов относительно предельных мощностей СЭС в ОЭС Украины с комбинацией генераторов и потребителей-регуляторов

Допустимое отклонение $ \Delta f $, Гц	Зона нечувствительности, $ \Delta f $, Гц	Тип регулятора и его мощность, МВт	Макс. мощность СЭС, ГВт	Макс. мощность регулятора, ГВт	Отношение мощности регулятора к мощности СЭС
0,2	0,02	ГЭС 432 + ПР 568	2,06	1	0,49
		ГЭС 155 + ПР 155	1	0,31	0,31
		ГЭС 2450 + ПР 2450	10	4,9	0,49
		ПУ ТЭС 432 + ПР 568	1,8	1	0,56
		ПУ ТЭС 200 + ПР 200	1	0,4	0,40
		ПУ ТЭС 4880 + ПР 4880	10	9,76	0,98
	Саморегулирование	0,37	-	-	
0,02	0,01	ГЭС 432 + ПР 568	1,53	1	0,65
		ГЭС 310 + ПР 310	1	0,62	0,62
		ГЭС 3700 + ПР 3700	10	7,4	0,74
		ПУ ТЭС 432 + ПР 568	1,16	1	0,86
		ПУ ТЭС 470 + ПР 470	1	0,94	0,94
		ПУ ТЭС 6300 + ПР 6300	10	12,6	1,26
	Саморегулирование	0,038	-	-	

необходимые мощности регуляторов. Все исследования проводились исходя из двух вариантов допустимого отклонения частоты: 0,2 Гц и 0,02 Гц.

Результаты экспериментов по определению предельных объемов СЭС, действующих в составе ОЭС Украины с АРЧМ, построенной на базе генераторов- (ГЭС, ПУ ТЭС) или потребителей-регуляторов, приведены в табл. 1.

В процессе исследования впервые определено значение эффекта саморегулирования для

функционирующих СЭС. Этот эффект проявляется в том, что предельная мощность СЭС при отсутствии регулирования АРЧМ составляет 370 МВт для допустимого отклонения частоты 0,2 Гц и 38 МВт для 0,02 Гц. Отсюда можно сделать грубый вывод, что в случае с ПУ ТЭС (например, для 0,2 Гц) фактически компенсируемая этим регулятором мощность СЭС составляет не 581 МВт (см. первую строку табл. 1), а 211 МВт (581 МВт – 370 МВт = 211 МВт), поскольку 370 МВт компенсируется за счет

саморегулирования. Именно этим для ПУ ТЭС объясняется сильно нелинейное увеличение отношения мощности регулятора к мощности СЭС – по мере роста мощности СЭС все больше сказывается снижение эффекта саморегулирования.

Поскольку в ОЭС Украины на данный момент в состав системы АРЧМ включены 432 Вт мощностей ГЭС представляет интерес исследования комбинации генераторов-регуляторов ГЭС и потребителей-регуляторов. В табл. 2 приведены совокупные результаты этих исследований.

Использование комбинации потребителей и генераторов-регуляторов позволит, с одной стороны, уменьшить необходимую мощность потребителей-регуляторов (в случае ее дефицита), а с другой стороны – обеспечить приемлемое качество регулирования. При условии постепенного внедрения потребителей-регуляторов мощности генераторов, привлеченных к регулированию возмущений от СЭС, будут последовательно освобождаться.

Сопоставление табл. 1 с табл. 2 показывает, что с учетом эффекта саморегулирования в некоторых случаях может быть целесообразным использование комбинации потребителей и генераторов-регуляторов особенно при расчетах экономической эффективности с учетом существующих и перспективных мощностей регуляторов. Однако это касается лишь комбинаций, где в качестве генераторов-регуляторов задействованы гидроагрегаты ГЭС, тогда как использование ПУ ТЭС в комбинации с потребителем-регулятором не дает достаточно ощутимого эффекта.

Таким образом, допустимые объемы СЭС зависят, прежде всего, от возможностей энергосистемы относительно регулирования возмущений, обусловленных действием этих типов электростанций. Необходимость привлечения дополнительных мощностей для регулирования возмущений в энергосистеме с СЭС не вызывает сомнений. Однако величина этих мощностей зависит как от типа задействованных регуляторов, так и от максимальной мощности СЭС, которые входят (или войдут) в состав ОЭС Украины.

Конечно, на практике реализация конкретного варианта по структуре может не совпасть на 100% с одним из приведенных вариантов. Однако приведенные варианты могут служить

по меньшей мере отправной точкой при оценке внедрения тех или иных мощностей СЭС.

ВЫВОДЫ

1. В отличие от существующих предложенный комплекс математических моделей процессов генерации и регулирования частоты в объединенной энергосистеме дает возможность исследовать процессы регулирования в энергосистемах с СЭС как в системах АРЧМ с традиционными регуляторами (генераторами), так и в системах АРЧМ с быстродействующими потребителями-регуляторами.

2. Предложенная математическая модель и подход к проведению экспериментов позволяют оценить как предельные мощности СЭС в изолированной объединенной энергосистеме при заданных типах регуляторов частоты, так и необходимую мощность регуляторов при заданной мощности СЭС (в зависимости от характеристик регуляторов).

3. Для генераторов-регуляторов (прежде всего для пылеугольных ГЭС) при определении их необходимой установленной мощности ключевую роль играет итоговое быстродействие – ограничение на максимальную скорость сброса/набора мощности. Тогда как для потребителей-регуляторов и генераторов-регуляторов ГЭС при компенсации действия СЭС большее значение имеет ограничение на уровне минимума/максимума мощности.

4. Впервые установлено, что для ОЭС Украины предельно допустимая мощность, которая может быть скомпенсирована за счет эффекта саморегулирования, составляет около 370 МВт для СЭС при условии допустимого отклонения частоты 0,2 Гц и 38 МВт в случае допустимого отклонения 0,02 Гц.

5. Задействование в системе АРЧМ комбинации потребителей-регуляторов и генераторов-регуляторов может позволить осуществлять постепенное внедрение потребителей-регуляторов с последовательным освобождением резервов генераторов-регуляторов. Однако практически это касается только ГЭС, поскольку задействование в такой комбинации в качестве регулятора ПУ ТЭС не дает ощутимого эффекта.

1. Дрёмин И.В. Математическое моделирование процессов автоматического регулиро-

вания частоты и мощности в ОЭС с солнечными электростанциями // Проблемы общей энергетики. – 2016. – Вып. 1 (44). – С. 10–17.

2. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – Вип. 4 (35). – С. 5–15.

3. Javier Marcos, Luis Marroyo, Eduardo Lorenzo, David Alvira, Eloisa Izco. Power output fluctuations in large scale PV plants: one

year observations with one second resolution and a derived analytic model // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. – 2011. Volume 19, Issue 24.

Надійшла до редколегії 26.05.2016