

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ВЫРАБОТКОЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СЭС ПРИ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Пичугина Е.В.¹, Прохоров А.В.²

¹ НИ ТПУ, ИШЭ, О-5КМ21, e-mail: evp38@tpu.ru

² НИ ТПУ, ИШЭ, доцент, e-mail: antonprokhorov@tpu.ru

Введение

Согласно отчетам о фактических режимах работы возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ) за 2023 год, в Единой энергетической системе (ЕЭС) России зафиксированы факты ограничения мощности ВИЭ. При этом в объединенной энергосистеме (ОЭС) Сибири зафиксировано только два случая ограничения выработки ВИЭ. Однако, с учетом планируемого ввода новых мощностей к 2028 году, возможно увеличение числа и длительности ограничений в будущем. Ввод ограничений мощности ВИЭ приводит к снижению коэффициента использования их установленной мощности (КИУМ), что в итоге может привести к увеличению стоимости электроэнергии в дефицитных частях энергосистемы и к снижению экономической эффективности использования ВИЭ. Обзор зарубежного опыта показал существование различных подходов к определению объема ограничений, вводимых в отношении отдельных электростанций. В большинстве случаев, приоритетами, которыми руководствуются диспетчерские центры, являются – минимизация суммарного объема вводимых ограничений и недискриминационность подходов по отношению к участникам рынка электроэнергии. В то же время, несмотря на очевидную необходимость учета переменного характера выработки ВИЭ при вводе ограничений, недостаточно внимания уделяется автоматизации решения данной задачи.

Целью данного исследования является экспериментальное исследование существующих методов ограничения активной мощности ВИЭ и оценка возможности их применения для автоматического ввода ограничений.

Актуальность проблемы ограничения выдачи мощности ВИЭ

При относительно небольшой доле возобновляемой генерации в ЕЭС России, в некоторых схемно-режимных ситуациях вынуждено выдаются команды на разгрузку ВИЭ. На рис. 1 показаны объемы ограничений мощности за 2023 год [1].

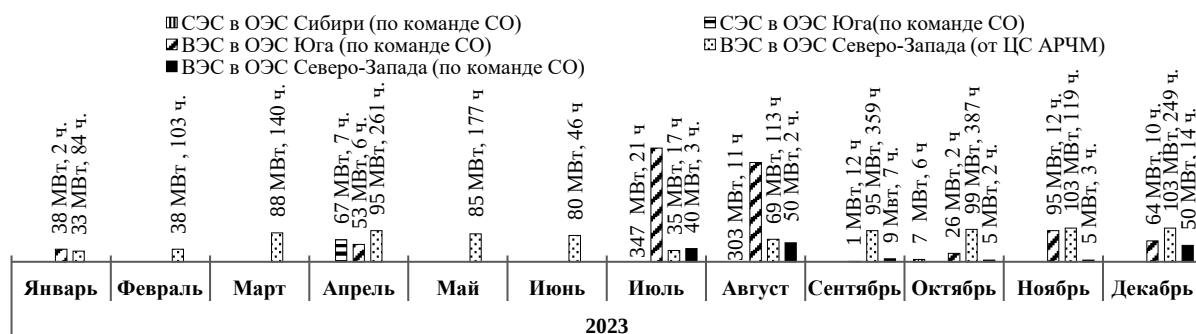


Рис. 1. Результаты ввода ограничений мощности ВИЭ в ЕЭС России за 2023 год

В статье [2] рассмотрен международный опыт ограничения выдачи мощности ВИЭ в сеть и выявлены причины ввода ограничений:

- Недостаточная пропускная способность электропередачи при работе тепловых электростанций на технологическом минимуме или гидроэлектростанций в условиях паводка.
- Снижение напряжения ниже допустимого уровня.
- Сохранение динамической устойчивости.

В ЕЭС России основной причиной ограничения мощности ВИЭ является недостаточная пропускная способность электрической сети.

Обзор методов ограничения мощности ВИЭ

В работах [3-6] выполнен анализ различных методов оценки ограничений мощности ВИЭ, основанных на принципах поддержания КИУМ и недискриминационности по отношению к участникам

рынка электроэнергии. Авторы выделяют в качестве наиболее эффективных следующие методы: пропорционального сокращения, равных сокращений, равных остатков и «кругового перебора».

Анализ указанных методов показал, что они не учитывают эффективность разгрузки контролируемого сечения (КС) при снижении мощности ВИЭ, что приводит к увеличению расходования резерва ВИЭ на разгрузку. Это, в свою очередь, приводит к дополнительному снижению КИУМ ВИЭ. Поэтому в данной работе была выполнена модификация методов – добавлено ранжирование СЭС по эффективности и определение требуемого суммарного объема разгрузки с учетом эффективности, что позволило снизить объем расходования резервов. Следует отметить, что рассмотренные методы используются для оперативного управления режимом, поэтому ограничения для каждой РЭС задаются последовательно пока не достигается цель регулирования. Это позволяет минимизировать число задействованных объектов ВИЭ, что упрощает задачу управления, но снижает эффективность регулирования.

Авторами [7] разработана система онлайн расчета коэффициентов долевого участия (КДУ) РЭС, подключенных к АРЧМ, в текущей схемно-режимной ситуации, в том числе при решении задачи автоматического ограничения перетока. Посредством оптимизационных расчетов, в ходе которых в расчетной модели изменяется мощность РЭС, система определяет КДУ, при которых достигается цель регулирования (1).

$$f(P_{\text{ген}}) = \sum_{i=1}^N w_i \cdot f_i(P_{\text{ген}}) \quad (1)$$

где w_i – весовые коэффициенты, определяющие важность отдельных критериев; $f_i(P_{\text{ген}})$ – компоненты целевой функции; N – количество компонентов целевой функции.

В рамках работы интерес представляют следующие компоненты целевой функции:

Изменение перетока в «основном» КС:

$$f_1(P_{\text{ген}}) = |P_{\text{КС}} - (P_{\text{КС}_{\text{исх}}} - \Delta P_{\text{огр}})| \quad (2)$$

где $P_{\text{КС}}$ – загрузка КС на текущей итерации расчета; $P_{\text{КС}_{\text{исх}}}$ – начальная загрузка КС; $\Delta P_{\text{огр}}$ – целевое изменение перетока в КС.

Минимизация использования резервов РЭС:

$$f_2(P_{\text{ген}}) = |k_a \cdot (P_{\text{ген}} - P_{\text{ген}_{\text{исх}}})^n| \quad (3)$$

где k_a – коэффициенты, соответствующие располагаемому объему резервов; $P_{\text{ген}}$ – загрузка электростанции на текущей итерации; $P_{\text{ген}_{\text{исх}}}$ – начальная загрузка электростанции; n – положительная константа для равномерного расходования резервов мощности.

Минимизация отклонения перетока в «дополнительном» КС:

$$f_3(P_{\text{ген}}) = |P_{\text{КС}_{\text{доп}}} - P_{\text{КС}_{\text{мпд}}}| \quad (4)$$

где $P_{\text{КС}_{\text{доп}}}$ – загрузка «дополнительного» КС на текущей итерации расчета; $P_{\text{КС}_{\text{мпд}}}$ – МПД «дополнительного» КС.

В процессе оптимизации алгоритм подбирает значения мощностей РЭС $P_{\text{ген}}$ так, чтобы минимизировать разницу между фактическим $P_{\text{КС}}$ и целевым значением перетока в КС (2) за счет использования меньшего объема резервов (3). При этом фактические величины резервов РЭС учитываются с помощью масштабирующих коэффициентов k_a , вычисляемых одним из трех методов:

- const – коэффициенты не зависят от объемов резервов РЭС;
- tanh – при таком подходе отдается предпочтение РЭС, имеющим резерв на разгрузку больше определенной величины;
- linear – ограничения вводятся пропорционально доступным резервам на разгрузку. В отличие от метода пропорциональных сокращений, учитывается эффективность.

Вычислительные эксперименты

Для выполнения экспериментов была разработана перспективная расчетная модель (ПРМ) 2028 года энергосистемы Забайкальского края. В ПРМ учтена загрузка перспективных СЭС по активной мощности на основе ретроспективных данных о солнечной радиации.

Для решения задачи ограничения перетока в КС в ПРМ рассмотрен режим, который соответствует минимуму тепловой генерации, минимуму потребления и максимуму выработки СЭС. В режиме зафиксировано два случая перегрузки КС: КС-1 величиной 69 МВт и КС-2 величиной 50 МВт. Расположение СЭС Забайкальского края относительно перегруженных КС показано на рисунке 2.

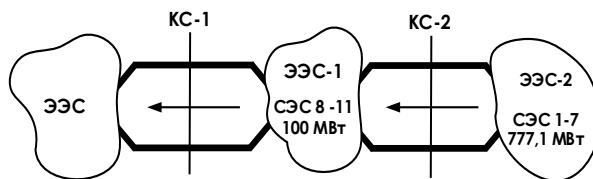


Рис. 2. Расположение СЭС относительно перегруженных КС

С помощью ПО из [7] проведены следующие эксперименты:

1. Ограничение перетока КС-1 и минимизация использования резервов СЭС.
2. Ограничение перетока КС-1, минимизация использования резервов СЭС и контроль перетока в КС-2.
3. Ограничение перетока КС-2, минимизация использования резервов СЭС и контроль перетока в КС-1.

Также выполнен эксперимент 2 для методов из [2-5]. Результаты представлены для наиболее эффективных методов: пропорционального сокращения (Prop), равных сокращений (Eq1) (таблица 1). Для каждого метода указан суммарный объем разгрузки, перетоки по КС и общая эффективность регулирования (α).

Таблица 1

Результаты экспериментов

№	Метод	Объем разгрузки, МВт	Переток КС-1, МВт (МДП 215 МВт)	$\alpha_{КС-1}$, о.е.	Переток КС-2, МВт (МДП 237 МВт)	$\alpha_{КС-2}$, о.е.
1	const	73,34	214,99	0,94	255,97	0,90
	tanh	75,93	214,99	0,91	231,69	0,92
	linear	76,71	214,99	0,90	227,17	0,91
2	const	75,82	214,99	0,91	236,97	0,91
	tanh	77,03	214,99	0,90	225,41	0,91
	linear	76,81	214,99	0,90	227,13	0,91
	Prop	79,74	213,66	0,88	223,94	0,90
	Eq1	83,62	211,19	0,87	211,19	0,91
3	const	76,08	215,14	0,91	236,99	0,88
	tanh	75,94	214,89	0,91	236,99	0,89
	linear	75,69	215,11	0,91	236,99	0,89

На рис. 3 и 4 для сравнения представлены распределения ограничений между СЭС в долях от суммарного объема ограничений.



Рис. 3. Величины КДУ СЭС (эксперимент 2)

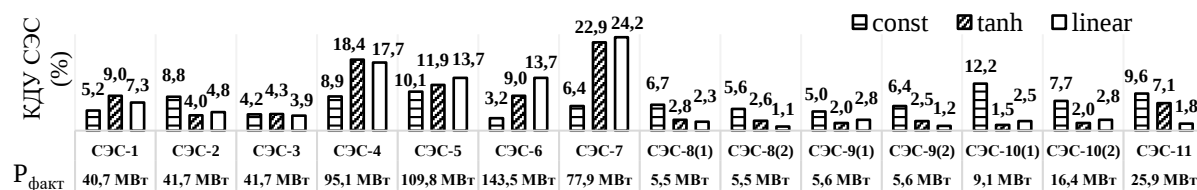


Рис. 4. Величины КДУ СЭС в результате оптимизационного расчета при разных методах учета доступных резервов на разгрузку (эксперимент 2)

В результате получено, что методы, применяемые за рубежом, требуют большего снижения мощности, и ввиду последовательного ввода ограничений чрезмерно снижают переток в КС. Метод const в экспериментах 1 и 2 обеспечивает минимальную разгрузку СЭС, так как задействует наиболее эффективные РЭС. В эксперименте 3, ввиду того что приоритет отдается разгрузке КС-2 (большой вес в целевой функции), задействуются менее эффективные по отношению к КС-1 РЭС. При этом во всех случаях учитываются располагаемые резервы СЭС, что позволяет поддерживать КИУМ на более высоком уровне.

Согласно рисунку 4, в рассматриваемой схемно-режимной ситуации при использовании метода const наиболее эффективны СЭС-10(1), СЭС-11, СЭС-5, СЭС-4, СЭС-2 – КДУ выше 8 %. Следовательно, указанные СЭС получают большее снижение КИУМ. Методом tanh для СЭС, загруженных выше 50 МВт (СЭС-4, СЭС-5, СЭС-6, СЭС-7) КДУ рассчитано только с учетом эффективности снижения перетока в КС-1. Для остальных объектов СЭС алгоритм учитывает, что фактический резерв мал, и КДУ станций занижается. При использовании метода linear в наибольшей степени задействованы РЭС с высоким объемом резерва (СЭС-6, СЭС-5, СЭС-4, СЭС-7). Однако, алгоритм выбирает объекты не только по величине располагаемого резерва, но и учитывает влияние РЭС на переток в КС.

Заключение

В результате автоматизированного расчета, наименьшие значения объемов требуемой разгрузки получены при ограничении перетока в одном сечении и отборе РЭС только по их эффективности. При необходимости ограничения перетоков одновременно в двух КС, объем суммарной разгрузки станций возрастает, так они имеют разный характер и эффективность влияния на переток в сечениях. При этом качественное решение такой задачи может быть обеспечено только при его автоматизации и постановке в виде задачи оптимизации. Известные из литературы методы ограничения мощности ВИЭ во всех случаях дают худший результат, что выражается в увеличении общего объема вводимых ограничений, отсутствии возможности избежать дискриминации отдельных электростанций, избыточной разгрузке КС.

Таким образом, онлайн расчет объема ограничений способствует повышению КИУМ ВИЭ, однако, требуется его доработка с учетом переменного характера выработки ВИЭ.

Список использованных источников

1. Информация о фактическом режиме работы объектов ДПМ ВИЭ. АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.sos-ops.ru/functioning/markets/surveys/renewable/2023/>.
2. Bird L., et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience // Renew Sustain. Energy Rev. – 2016. – № 65. – P. 577–586.
3. Robu V., Früh W.G., Andoni M. Strategic decision-making on low-carbon technology and network capacity investments using game theory. – 2020. URL: <http://hdl.handle.net/10399/4382>.
4. Sedzro K.S., et al. Evaluating the Curtailment Risk of Non-Firm Utility-Scale Solar Photovoltaic Plants under a Novel Last-In First-Out Principle of Access Interconnection Agreement // Energies. – 2021. – № 14. – P. 1463.
5. Bird L., Cochran J., Wang X. Wind and solar energy curtailment: experience and practices in the United States. – 2014. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>
6. Alyami S., Wang C. Renewable Curtailment Fairness in Distribution Networks: Application of Division Rules // 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). – Denver, CO, USA, 2022. – P. 1–5.
7. Цыденов Е.А., Прохоров А.В. Автоматическое управление выработкой активной мощности ветроэлектростанций в условиях ограничений пропускной способности сети // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 4. – С. 28–36.