

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Рудник В.Е., Рубан Н.Ю., Бай Ю.Д.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном мире наблюдается тенденция постоянно растущего спроса на электроэнергию. Большинство стран заинтересовано на сокращении традиционной генерации на базе ископаемого топлива. И одним из основных векторов развития энергетики является внедрение новых генерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [13]. Согласно отчету Международного энергетического агентства [18] увеличение установленной мощности ВИЭ в 2020 году составило приблизительно 290 ГВт активной мощности, что больше почти на 40 % по сравнению с 2019 г. стоит отметить что, рекордный рост был обусловлен увеличением на 20% новых солнечных электростанций.

Объекты ВИЭ в своем составе используют силовые преобразователи (СП) для подключения их к сети. Данный аспект приводит к полному отсутствию прямого соединения с сетью и, соответственно, вклада в общую инерцию энергосистемы. Данные особенности устройств на базе силовой полупроводниковой техники существенно изменяют различные свойства электроэнергетических систем (ЭЭС) ввиду отличающейся динамики функционирования СП, особенно его системы автоматического управления (САУ), если рассматривать их в сравнении с традиционными генерирующими установками ЭЭС. Постоянный рост уровня внедрения ВИЭ, который может продлиться как минимум до 2030 года согласно «Парижскому соглашению» [8], может привести к значительному снижению надежности функционирования современных ЭЭС в нормальных и аварийных режимах работы [6, 7, 9, 10].

Одной из основных проблем, является обеспечение устойчивости ЭЭС как динамической, так и статической [5, 15]. Возникновение данной проблемы связано с внедрением безынерционных объектов ВИЭ, в том числе путём замены традиционной генерации, что приводит к уменьшению резерва мощности и общей инерционности ЭЭС. Это приводит к увеличению скорости изменения частоты сети при возникновении небаланса мощности [3]. В итоге в энергосистемах с низкой инерцией просадка частоты гораздо больше при аналогичных возмущениях по сравнению с традиционными ЭЭС [12, 16].

Для обеспечения надёжного и бесперебойного функционирования ЭЭС с низкой инерцией и снижения негативных последствий от внедрения объектов ВИЭ необходим комплекс решений, направленный на адаптацию их САУ [2]. Из-за необходимой массовости использования различных алгоритмов в САУ, разрабатываемые решения должны быть простыми и надёжными. В настоящее время разработано несколько подходов, направленных на решение данной проблемы:

1. Использование в составе САУ СЭС блока синтетической инерции (СИ).
2. Корректная настройка блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [4, 11, 17]. Блок ФАПЧ используется для измерения частоты сети, и благодаря своему достаточно простому исполнению является наиболее доступным и широко используемым [1].
3. Использование режима «недогрузки» СЭС.

Так же возможна комбинация выше перечисленных решения для формирования оптимального частотного отклика и эффективного поддержания устойчивой работы ЭЭС в целом.

На рисунке представлена структурная схема солнечной электростанции с модернизированной САУ.

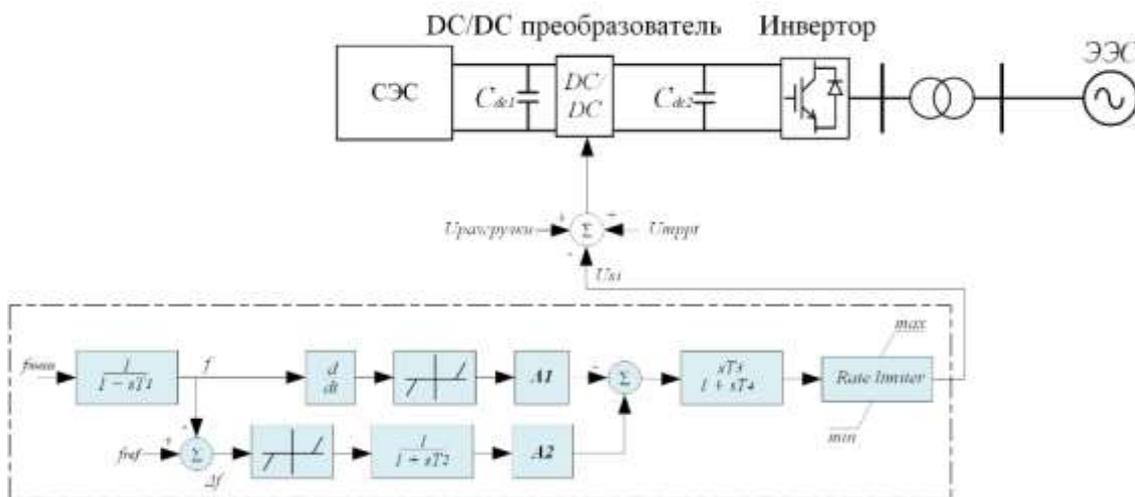


Рис. Структурная схема солнечной электростанции с модернизированной САУ, в состав которой входит возможность использования режима «недогрузки» СЭС, а также блок двухканальной синтетической инерции

Блок СИ с двухканальным управлением работает следующим образом: при возникновении колебаний частоты в энергосистеме, в системе управления СЭС к уставке по напряжению DC/DC преобразователя добавляется сигнал U_{si} . Данный сигнал формируется двухконтурной схемой управления, включающей контур контроля производной частоты df/dt и контур отклонения частоты Δf [19].

Использование солнечных электростанций для регулирования частоты в аварийных режимах возможно двумя способами. Первый способ заключается в использовании системы накопления электроэнергии для выдачи резервной мощности, и второй способ заключается в режиме «недогрузки» СЭС в установившемся режиме. В [14] показывается, что первый способ имеет высокую стоимость, в связи с этим наиболее оптимальным в настоящее время является вариант использования режима «недогрузки» СЭС.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.

Литература

1. Arani M. F. M., El-Saadany E. F. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation //IEEE Transactions on Power Systems. – 2012. – Т. 28. – №. 2. – С. 1373-1384.
2. Bevrani H., Ise T., Miura Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Т. 54. – С.244-254.
3. Cheng Y. et al. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review //Applied Energy. – 2020. – Т. 279. – С. 115798.
4. Huang S. H. et al. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience //2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. – IEEE, 2012. – С. 1-7.
5. Johnson S. C., Rhodes J. D., Webber M. E. Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways //Applied Energy. – 2020. – Т. 262. – С. 114492.
6. JWG C2/C4.41: Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://e-cigre.org/publication/wbn022-impact-of-high-penetration-of-inverter-based-generation-on-system-inertia-of-networks>.
7. Liu H. et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks //IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Т. 32. – №. 6. – С. 4708-4720.
8. National Grid, Voltage and Frequency Dependency. National Grid, 2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/SOFReport-Fr%equenceandVoltageassessment.pdf>.
9. Nguyen H. T. et al. Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power //2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2017. – С. 1-5.
10. OECD. World electricity generation by source of energy: Terawatt hours (TWh). Paris: OECD Publishing; 2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1787/factbook-2015-en>.
11. Hu Q. et al. Large signal synchronizing instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid //IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Т. 34. – №. 4. – С. 3220-3229.
12. Razzhivin I. et al. A Hybrid Simulation of Converter-Interfaced Generation as the Part of a Large-Scale Power System Model //International Journal of Engineering and Technology Innovation. – 2021. – Т. 11. – №. 4. – С. 278.
13. Renewable Energy Market Update 2021 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021>.
14. Seneviratne C., Ozansoy C. Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/PV generation—A literature review //Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Т. 57. – С.659-668.
15. Sinsel S. R., Riemke R. L., Hoffmann V. H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review //renewable energy. – 2020. – Т. 145. – С. 2271-2285.
16. Wang Y. F., Li Y. W. Analysis and digital implementation of cascaded delayed-signal-cancellation PLL //IEEE Transactions on Power Electronics. – 2010. – Т. 26. – №. 4. – С. 1067-1080.
17. Wu, J. Z. Integrated energy systems / J. Z. Wu, J. Y. Yan, H. J. Jia, N. Hatziaargyriou, N. Djilali, H. B. Sun // Applied Energy. – 2016. – V. 167. – P. 155–157. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.075.
18. Zarina P. P., Mishra S., Sekhar P. C. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Т. 60. – С.258-267.
19. Zhong C., Zhou Y., Yan G. Power reserve control with real-time iterative estimation for PV system participation in frequency regulation //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2021. – Т. 124. – С. 106367.