

УДК 621.3.072.2

Костюк В.О., канд. техн. наук, доц., Луценко Д.М., студент
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОСОБЛИВОСТІ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ВУЗЛА НЕРЕГУЛЬОВАНОЇ МІКРОМЕРЕЖІ З МАЛИМ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМ ГЕНЕРАТОРОМ

Автоматизоване керування функціонування системи електрозабезпечення (СЕЗ) окремого споживача або групи електроспоживачів за схемою «мікромережі», обслуговування котрих здійснюється опертором розподільної мережі ОСР відповідно до умов абонентського приєднання із дотриманням стандартів якості електропостачання [1], є можливим у випадку забезпечення технічних можливостей переходу до функціонування СЕЗ у автономному режимі автоматично [2], або шляхом зміни схеми електропостачання наявними засобами керування вимикачів навантаження з ручним приводом [3]. Режим функціонування мікромережі із підтриманням приєднання до вузла зовнішньої розподільної електричної мережі є основним.

Особливого поширення за умов функціонування в Україні системи пільгових «зелених» тарифів, впроваджених на період до 2030 року на основі Закону «Про ринок електричної енергії» [4] набули інженерні рішення на основі малих генераторів сонячних фотоелектричних установок (СФЕУ) статичного типу із встановленою максимальною електричною потужністю до 30 кВт_{пк}.

Пропозиції виробників-постачальників електротехнічного обладнання, котрі здатні забезпечити можливості раціонального конфігурування електричної системи комбінованого типу за схемою мікромережі, якою є фактично система електрозабезпечення із СФЕУ малої потужності, постійно оновлюються кращими зразками. Зокрема, вже комерціалізованими є силові статичні перетворювачі – лінійка мережних інверторів ISGRID марки AXIOMA energy одиничною потужністю 10 кВт, номінальною напругою ~380 В, із можливістю організації паралельного з'єднання силових пристроїв та двома МРРТ-трекерами [3]. Схема приєднання з використанням зовнішнього реле й вбудованих засобів моніторингу дає можливість організувати функціонування СФЕУ в режимі резервного малого генератора (МГ) із забезпеченням процесів заряду акумуляторної батареї й належного контролю поточних значень параметрів всіх компонентів СЕЗ.

Однак, одним із технічних факторів впливу такої мережі на функціонування зовнішньої елекромережі є вплив на рівні напруг у вузлі приєднання, особливо у випадку наявності у традиційній розподільній ЕМ радіального типу довгих повітряних ліній електропересилання (ЛЕП) від основного силового трансформатора [5]. Зокрема зазначається, що після встановлення джерел рососередженої генерації в такій ЕМ відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися» [5, стор 48].

Загалом, *мікромережа* за своєю природою є розподіленою системою керування. У такій загальній постановці задачі керування, деякі функції керування у багаторівневій системі керування покладають на програмно-апаратні засоби мікромережним централізованим контролером, який розташовують поблизу вузла – «точки приєднання» (РСС – *Point of Common Coupling*) мікромережі до зовнішньої ЕМ [6].

Просту заступну схему мікромережі, що містить в основі два статичні генератори змінного струму, приєднані до вузла РСС зображено на рисунку.

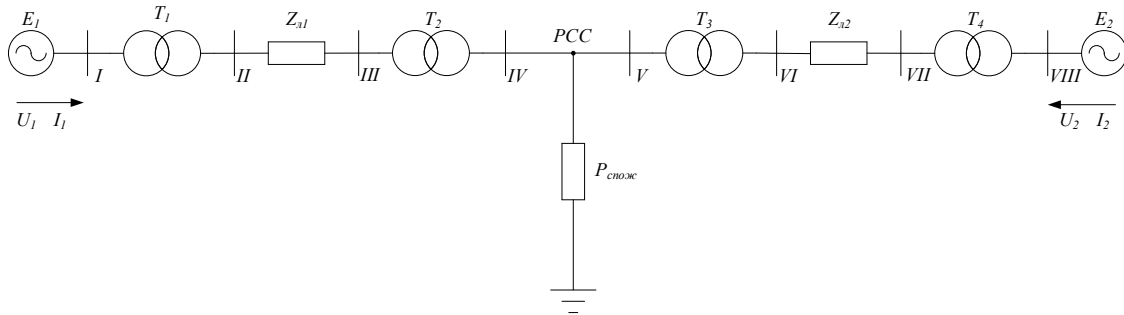


Рисунок 1 – Заступна розрахункова схема типової нерегульованої мікромережі з одним вузлом, у якій позначено: E_1 та E_2 – електричні генератори, причому E_2 – статичний генератор СФЕУ малої потужності; T_1 , T_2 – трансформатори ТМ-63/10/0.4; T_3 та T_4 – та ТМ-25/10/0.4; $P_{\text{спож}}$ – елемент заступної схеми, що відображає споживану активну потужність у вузлі; Z_{l1} , Z_{l2} – імпеданси ЛЕП, виконаних проводом марки АППВ; I – VIII – номери перетинів лінії, для котрих виконується розрахунок режимних параметрів.

Зазвичай, МГ E_1 є потужнішим, отже він функціонує в режимі джерела напруги і задає частоту та рівень напруги у мікромережі; відповідно, МГ E_2 – в режимі керованого джерела струму. Завдяки функційній здатності згаданого інвертора СФЕУ (перетворювача МГ E_2) працювати в режимі резервного генератора, у разі втрати з'єднання з розподільною мережею з причини аварійного (понаднормового) зниження напруги у вузлі приєднання, або внаслідок несправності ліній пересилання тощо, мікромережа може керовано перейти до роботи у автономному режимі; такий інвертор самостійно задає значення частоти і напруги.

Основні розрахункові параметри основної розрахункової схеми наведено у таблиці:

Параметри	Позначення	Величина	Одиниці виміру
Повна потужність генератора (МГ E_1)	S_1	33	кВА
Повна потужність СФЕУ (МГ E_2)	S_2	11	кВА
Встановлена потужність інвертора МГ E_1	$S_{\text{інв}1}$	40	кВА
Встановлена потужність інвертора МГ E_2	$S_{\text{інв}2}$	13,2	кВА
Активна потужність інвертора джерела E_1	$P_{\text{інв}1}$	36	кВт
Активна потужність інвертора джерела E_2	$P_{\text{інв}2}$	12	кВт
Номінальна напруга МГ E_1 (ВН трансформатора T_1)	U_{II}	10.5	кВ
Номінальна вихідна напруга МГ E_2	$U_{2\text{ном}} = U_{VIII}$	400	В
Номінальна потужність трансформаторів T_1, T_2	S_{mi}	63	кВА
Номінальна потужність трансформаторів T_3, T_4	S_{mi}	25	кВА
Довжина повітряної лінії пересилання 1	l_1	10	км
Довжина повітряної лінії пресилання 2	l_2	1	км
Активна потужність споживачів	$P_{\text{спож}}$	40	кВт
Реактивна потужність споживачів	$Q_{\text{спож}}$	18.33	кВар
Повна потужність споживачів	$S_{\text{спож}}$	44	кВА

Дослідження можливих відхилень напруги у основних точках основної заступної схеми (поз. I–VIII на рисунку) здійснено шляхом розрахунку усталених значень режимних параметрів – напруг через втрати складових потужності, включно повної електричної потужності мікромережі – для низки наборів вхідних параметрів, беручи до уваги прогнозні значення споживання електричної енергії у години добового мінімуму електроспоживання. Отримані розрахункові дані підтверджують негативний вплив мінігенераторів МСР (СФЕУ малої потужності) на усталені значення напруги у вузлах розгалужень, до котрих приєднано радіальні лінії повітряних ЛЕП середньої напруги (на стороні вторинних обмоток СН силових трансформаторів підстанцій 35/10 кВ), наприклад, у сільській місцевості.

Серед можливих заходів, які можуть забезпечити контрольовану участь мінігенераторів мікромережі задля пом'якшення усталених режимів за напругою протягом доби, є застосування схем перемикання СФЕУ в режим автономної роботи у години максимальної сонячної радіації, наприклад, з 10-ої години ранку до 2-ої по полудню. Відповідно, процес заряду резервних акумуляторних батарей СФЕУ здійснюється протягом періоду, коли сукупний попит/споживання МСР є мінімальним, а часові діаграми, за якими здійснюються раціональні зміни структури СЕЗ, є узгодженими із ключовими ідеями керування попитом (*Demand Response, DR*). Заходи й засоби *DR* мають на меті також участь мінігенераторів у задоволенні власного попиту місцевого споживача, оснащеного СФЕУ, саме у години підвищеного ранішнього і вечірнього попиту на електричну енергію.

Висновки. Результати розрахункових досліджень усталених режимів простої СЕЗ, виконаної за схемою мікромережі, підтверджують ймовірний небажаний вплив малих генераторів розосередженого типу на показники якості електропостачання, зокрема відхилення напруги понад нормовані значення, визначені стандартами.

Водночас, завдяки широким функційним можливостям сучасних малих генераторів на основі статичних напівпровідникових перетворювачів [3], зокрема з використанням технологій СФЕУ, вдається підвищити показники надійності постачання, котра є обов'язковою складовою якості, означеної в [1] за умов функціонування ринку електричної енергії в Україні [4].

Наведені результати дають змогу обрати раціональний режим керування СЕЗ із використанням функційних можливостей сучасних статичних перетворювачів енергії, які широко використовуються у складі малих сонячних, вітрових та комбінованих енергетичних установок.

Список використаних джерел:

1. Жаркін А.Ф. Нормативно-правове регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розосередженої генерації / А.Ф. Жаркін, С.О. Палачов, В.О. Новський. – К.: Інститут електродинаміки НАН України. – 2018. –161с.
2. Костиук В.О., Біліков В.М. Керування силовими перетворювачами малих генерувальних установок у складі мікромережі // Збірник тез доповідей V Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'19». – С. 34–35.
3. Гібридний інвертор AXIOMA energy ISGRAD 10000. Інструкція користувача. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://solar.biz.ua/inventory-ibp/solnechnye-inventory/setevoy-invertor-s-rezervnoy-funktsiy-10kvt-380v-isgrid-10000-axioma-energy.html> .
4. Закон України «Про ринок електричної енергії». – Харків: ТОВ «Видавництво «Форт». – 2017. –208с.
5. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. // Техн. електродинаміка. – 2011. – №1. – С.46-53.
6. Wei Du, Qirong Jiang, Micah J. Erickson, Robert H. Lasseter/ Voltage-Source Control of PV Inverter in a CERTS Microgrid / IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY 2014. – P.1–9. – DOI: [10.1109/TPWRD.2014.2302313](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2302313).

References

1. Zharkin A.F. Regulatory policy on voltage quality in electrical grids with distributed energy sources /A.F. Zharkin, S.O. Palachov, V.O.Novskii . – Kyiv; Institute of Electrodynamics of NAS, Ukraine. –2018. – 161p.
2. Kostiuk V.O., Bielikov V.M. Control system for small generators operating in microgrid supply // Proceedings of the V International Scientific and Technical Training Conference “Energy Management: State and Prospects for Development – PEMS'19” – 2019. – P.34 –35.
3. [Hybrid inverter AXIOMA energy ISGRAD 10000. User manual. – Available at: https://solar.biz.ua/inventory-ibp/solnechnye-inventory/setevoy-invertor-s-rezervnoy-funktsiy-10kvt-380v-isgrid-10000-axioma-energy.html](https://solar.biz.ua/inventory-ibp/solnechnye-inventory/setevoy-invertor-s-rezervnoy-funktsiy-10kvt-380v-isgrid-10000-axioma-energy.html).
4. Law of Ukraine "On the Electricity Market". – Kharkiv: «Vydavnytstvo «Fort». –2017. – 208p.
5. Kyrylenko O.V. Technical aspects of distributed generation sources implementation into the grid / O.V. Kyrylenko, V.V. Pavlovskiy, L.M. Lukianenko // Technical electrodynamics. – 2011. – №1. – P.46 –53.
6. Wei Du, Qirong Jiang, Micah J. Erickson, Robert H. Lasseter/ Voltage-Source Control of PV Inverter in a CERTS Microgrid / IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY 2014. – P.1–9. – DOI: [10.1109/TPWRD.2014.2302313](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2302313).