

А. С. Яндульский, д. т. н., проф.; А. А. Трунина

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН ЭФФЕКТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ИСТОЧНИКАМИ РАССРЕДОТОЧЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С ИНВЕРТОРНЫМ ПРИСОЕДИНЕНИЕМ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Рассмотрен подход к определению зон эффективного регулирования напряжения с помощью источников рассредоточенной генерации с инверторным присоединением в распределительной электрической сети на основе анализа чувствительности напряжения в узлах сети относительно изменения мощности в точке присоединения источника. Исследовано, как на чувствительность узлов $dU/dQ_{\text{ИРГ}}$ влияет изменение положения РПН трансформаторов и какие из этих узлов являются наиболее чувствительными относительно этого изменения. Такое исследование позволяет определить, в каких случаях и на каком именно трансформаторе следует осуществлять переключение положения РПН для того, чтобы минимизировать количество реактивной мощности, которую источник рассредоточенной генерации тратит для регулирования напряжения в электрической сети с целью повышения эффективности регулирования напряжения в РЭС с ИРГ. Для дальнейших исследований сформирована целевая функция оптимального регулирования напряжения за счет координации работы ИРГ и РПН трансформатора.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, источники рассредоточенной генерации, РПН трансформатора, зоны эффективного регулирования напряжения, реактивная мощность, чувствительность.

Введение

За последние годы доля рассредоточенной генерации (в данной работе подразумеваются альтернативные источники энергии небольшой мощности, рассредоточенные по электрической сети) в ОЭС Украины значительно увеличилась [1], и в настоящее время планируют реализовать большое количество проектов подключения таких источников к электрическим сетям для преодоления зависимости от традиционных видов топлива.

При интеграции источников рассредоточенной генерации (ИРГ) наблюдают их значительное влияние на работу распределительной электрической сети (РЭС), на изменение ее параметров, в частности на напряжение, поэтому регулирование напряжения в РЭС при функционировании в ней ИРГ является актуальным вопросом.

Требования [2] регламентируют случаи, в которых ИРГ с инверторным присоединением могут принимать участие в регулировании напряжения за счет изменения активной и реактивной мощностей. Этому вопросу посвящен ряд отечественных и зарубежных работ [3 – 6].

Для повышения эффективности регулирования напряжения в РЭС с ИРГ целесообразно координировать работу станции с переключениями положения РПН трансформатора [7 – 8], поэтому в данной работе предлагаем определять зоны эффективного регулирования напряжения с помощью ИРГ и узлы влияния РПН трансформатора.

Регулирование напряжения с помощью ИРГ

Генерация активной мощности ИРГ может вызвать повышение напряжения в узлах РЭС выше допустимого предела [9]. В таком случае допускают потребление реактивной мощности ИРГ из сети [3 – 6], но при этом будут возрастать потери мощности в РЭС. Кроме того, переход ИРГ к частичному потреблению или генерации реактивной мощности приводит к снижению генерации активной мощности станции (рис. 1) в соответствии с соотношением:

$$P_{ИРГ} = \sqrt{S_{ИРГ}^2 - Q_{ИРГ}^2}, \quad (1)$$

где $S_{ИРГ}$ – полная мощность ИРГ, $P_{ИРГ}$ – активная мощность, которую генерирует станция, $Q_{ИРГ}$ – реактивная мощность, которую потребляет или генерирует ИРГ.

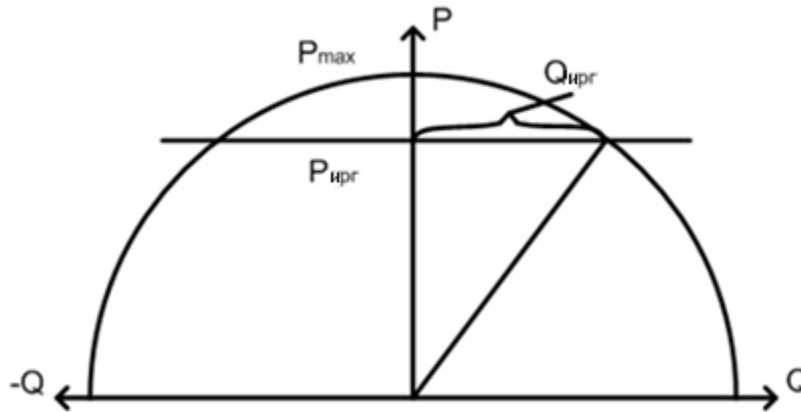


Рис. 1. Характеристика мощности ИРГ

Из (1) следует, что во избежание уменьшения генерации активной мощности ИРГ следует минимизировать потребление реактивной мощности при удержании напряжения в допустимом диапазоне. На основе этого можно сформировать целевую функцию:

$$P_{ИРГ} - \Delta P(Q)_{ИРГ} - \Delta P_{ИРГ} \rightarrow \max \quad (2)$$

$$\text{при } U_{\min} \leq U \leq U_{\max}, \quad (3)$$

где $P_{ИРГ}$ – активная мощность, которую генерирует ИРГ; $\Delta P(Q)_{ИРГ}$ – величина активной мощности, на которую следует уменьшить генерацию ИРГ для частичного регулирования его реактивной мощности (согласно (1)); $\Delta P_{ИРГ}$ – потери активной мощности ИРГ в элементах станции: в трансформаторе присоединения, в линии подключения и т. п. Напряжение U должно находиться в диапазоне допустимых значений (3).

Последовательность определения зон эффективного регулирования напряжения ИРГ и выбора трансформатора с РПН для повышения эффективности регулирования

Исходя из (2) и (3), целесообразно знать зоны, в которых регулирование напряжения с помощью ИРГ является наиболее эффективным, и каким образом на эту эффективность влияет изменение положения РПН трансформаторов, находящихся вблизи ИРГ, а также каким именно трансформатором следует осуществлять переключение РПН для повышения эффективности регулирования напряжения в РЭС с ИРГ.

Для этого предлагаем следующее:

1. Провести расчет чувствительности напряжения в электрической сети относительно изменения мощности ИРГ $dU_i/dQ_{ИРГ}$ и установить узлы с наибольшей чувствительностью – зоны эффективного регулирования напряжения ИРГ:

$$dU_i / dQ_{ИРГ} = [dU_1 / dQ_{ИРГ} \quad dU_2 / dQ_{ИРГ} \quad \dots \quad dU_{ИРГ} / dQ_{ИРГ} \quad \dots \quad dU_n / dQ_{ИРГ}], \quad (4)$$

где i – номер узла РЭС, $i = 1 \dots n$.

2. Рассчитать чувствительность напряжения в узлах РЭС относительно изменения положения РПН t -го трансформатора $dU_i/dtap_t$ (t -номер трансформатора), который находится вблизи ИРГ:

$$dU_i / dtap_t = [dU_1 / dtap_t \quad dU_2 / dtap_t \quad \dots \quad dU_n / dtap_t], \quad (5)$$

где t – номер трансформатора, $t = 1, \dots, m$; i – номер узла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

3. На основе анализа полученных расчетов чувствительности определить трансформаторы с РПН, которые имеют влияние на наибольшее количество узлов среди чувствительных узлов относительно изменения мощности ИРГ (т. е. среди зон эффективного регулирования напряжения ИРГ);

4. Для этих трансформаторов следует определить коэффициенты качества функционирования [10 – 11] и на основе этого выбрать один трансформатор, регулирование которого будет способствовать повышению эффективности регулирования напряжения в РЭС с ИРГ.

В [10 – 11] предлагают выбирать трансформатор с РПН для регулирования напряжения, основываясь на определении его коэффициента качества функционирования, который учитывает надежность характеристики трансформатора (в частности остаточный ресурс), нагрузку трансформатора и чувствительность изменения потерь мощности в электрической сети к переключениям РПН именно этого трансформатора. То есть переключения нужно осуществлять таким трансформатором, у которого коэффициент качества функционирования наивысший.

Таким образом, для минимизации количества потребления или генерации реактивной мощности ИРГ переключения положения РПН следует осуществлять на трансформаторе, выбранном в п. 4. Это позволит максимизировать генерацию активной мощности ИРГ в соответствии с (2) по соотношению (1) при удержании напряжения в электрической сети в допустимых пределах.

Практическая реализация

Исследования проводили в схеме фрагмента РЭС Молочанского района Запорожской области. Схема имеет уровни напряжений 150/35/10/6/0,4 кВ. Исследования проводили в программном комплексе PowerFactory. Схему представлено на рис. 2.

ИРГ мощностью 5 МВт подключен к узлу N_Bogdanovka1.35 кВ. В п.2-4 рассматриваются трансформаторы: T2 Fedorovka, T2 N_Bogdanovka, T2 Terpene, T1 Svetlodolinskaya.

Обычно возникает вопрос: в каких узлах следует отслеживать изменение напряжения с целью эффективного регулирования напряжения в РЭС. Такие узлы должны наиболее полно характеризовать изменение напряжения в определенном фрагменте РЭС. Один из вариантов – наблюдать за напряжением в узле подключения станции, но такой подход не всегда будет корректным, так как в РЭС нагрузки и генерация все время изменяются и нарушения допустимых границ по напряжению могут возникнуть не только в узле подключения ИРГ. Например, в [12] предлагают отслеживать значение напряжения в тех узлах, в которых заранее проведено исследование и определено, что в них напряжение может достигать максимального/минимального значения при различных нагрузках и генерациях. Это более универсальный подход.

Для определения узлов, в которых целесообразно отслеживать напряжение, проведено исследование согласно [12] и обнаружено, что именно эти узлы являются наиболее чувствительными, учитывая расчет чувствительности напряжения в узлах относительно изменения мощности в РЭС, поэтому для определения узлов, в которых следует отслеживать напряжение достаточно найти узлы с наибольшими значениями чувствительности. В данной работе такими узлами являются Terpene1.10 и Terpene2.10.

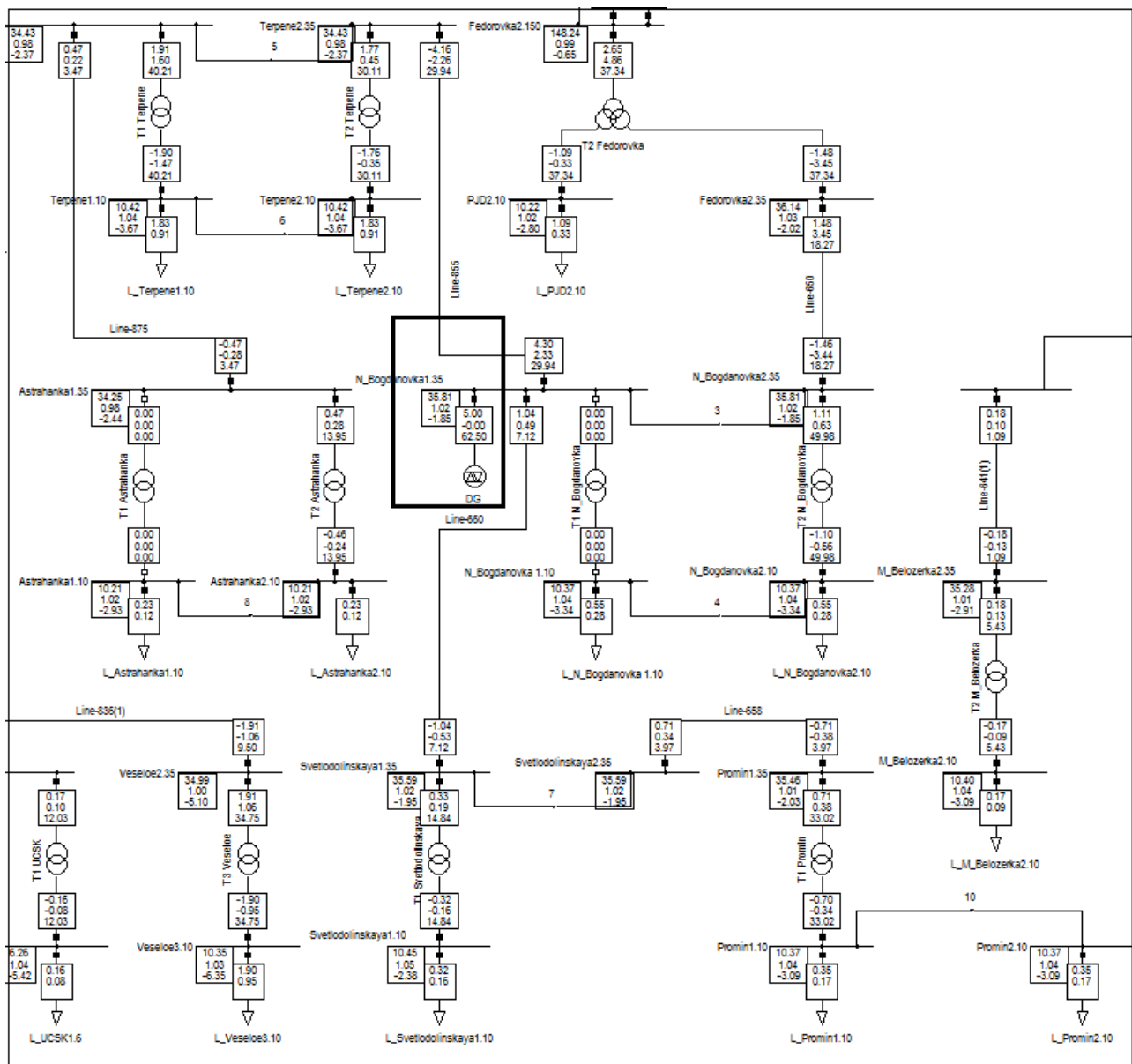


Рис. 2. Фрагмент РЭС Молочанского района Запорожской области при наличии ИРГ

Из расчетов (рис. 3) следует, что наибольшую чувствительность $dU_i/dQ_{ИРГ}$ относительно изменения реактивной мощности ИРГ имеют узлы подстанций: Astrahanka, N_Bogdanovka, Promin, Svetlodolinskaya, Terpine и узел Fedorovka2.35 (табл. 1).

Именно эти узлы являются зонами эффективного регулирования напряжения в РЭС с ИРГ, а следовательно, зонами, в которых влияние ИРГ на напряжение является наибольшим.

Чувствительности напряжения в узлах РЭС относительно изменения реактивной мощности ИРГ приведены на рис. 3.

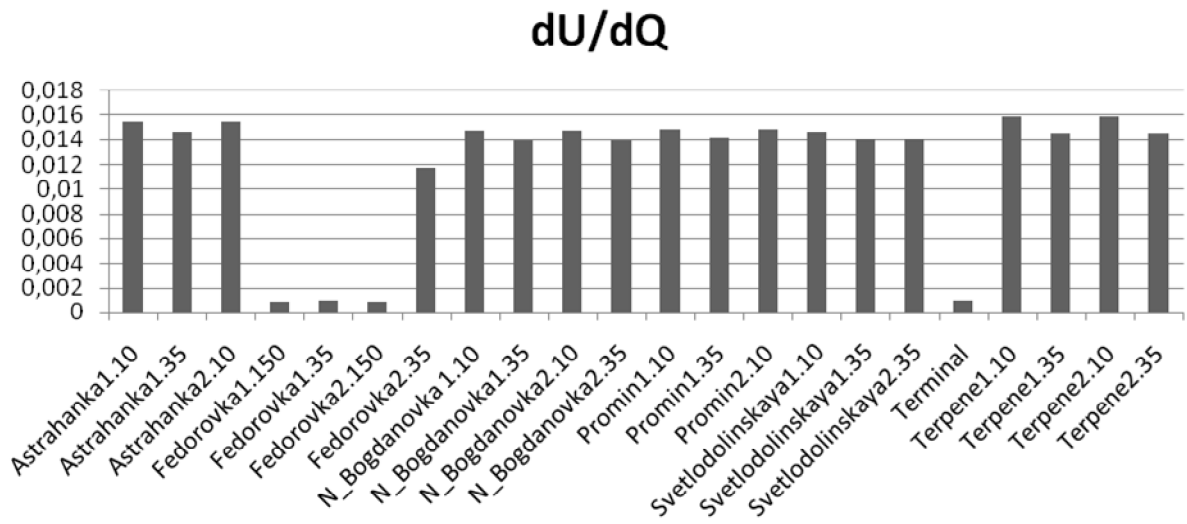


Рис. 3. Чувствительности напряжения в узлах фрагмента РЭС относительно изменения реактивной мощности ИРГ

Как отмечалось ранее, для того, чтобы уменьшить количество потребляемой реактивной мощности ИРГ с целью уменьшения напряжения до допустимого уровня, а также для уменьшения потерь мощности в РЭС целесообразно, кроме регулирования мощности ИРГ, изменять положение РПН трансформатора. Но для этого нужно знать, РПН какого именно трансформатора следует переключать и как это регулирование влияет на чувствительность узлов $dU_i/dQ_{ИРГ}$.

Проведен расчет чувствительности узлов $dU_i/dtap_i$ согласно (5) для трансформаторов с РПН, находящихся вблизи ИРГ: Т2 Fedorovka, Т2 N_Bogdanovka, Т2 Terpene, Т1 Svetlodolinskaya. Результаты расчетов проанализированы и на их основе определен трансформатор, имеющий влияние на наибольшее количество узлов, входящих в зону влияния ИРГ (в зону эффективного регулирования напряжения ИРГ). Результаты расчета чувствительности для трансформатора Т2 Fedorovka приведены на рис. 4.

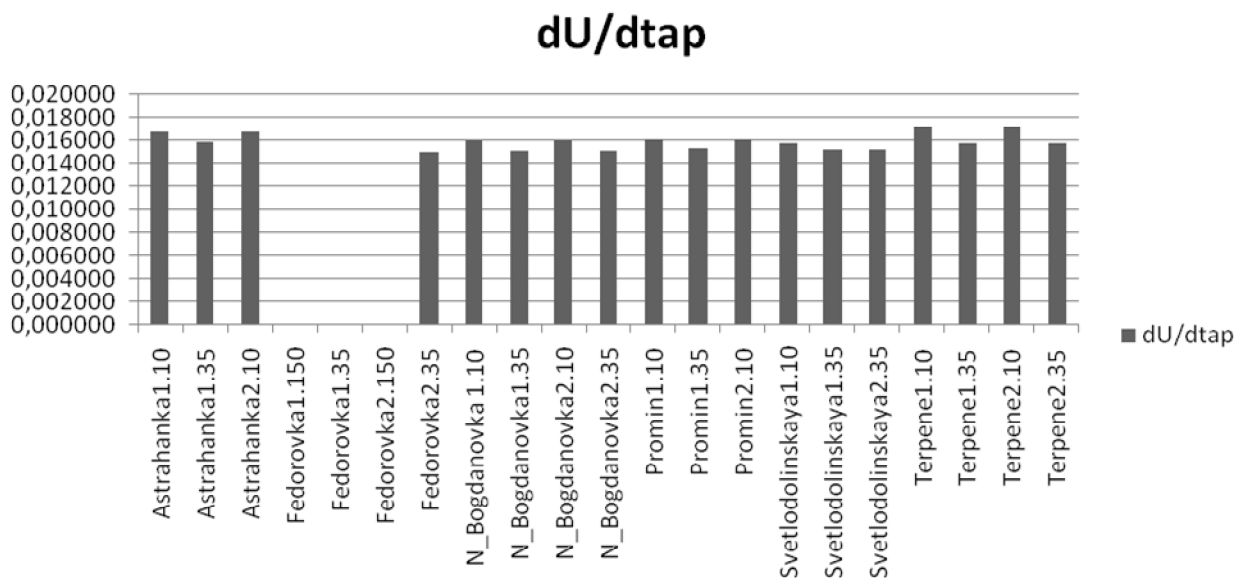


Рис. 4. Чувствительность узлов $dU_i/dtap_i$ относительно изменения положения РПН трансформатора Т2 Fedorovka

Если бы таких трансформаторов оказалось больше, тогда целесообразно было бы определить их коэффициенты качества функционирования согласно [10 – 11]. И после этого выбрать трансформатор, у которого этот коэффициент наибольший.

Таким образом, переключения РПН именно трансформатора Т2 Fedorovka будут способствовать уменьшению количества реактивной мощности, которую ИРГ должно затратить для регулирования напряжения. И таким образом становится возможным максимизировать активную мощность генерации ИРГ согласно (2) при удержании напряжения в допустимых пределах.

В дальнейшем исследовании при соблюдении условия (3) целесообразно определить такое оптимальное решение, при котором максимизируется активная мощность ИРГ за счет уменьшения реактивной мощности согласно (1) и минимизируется количество переключений РПН трансформатора для предотвращения быстрого достижения эксплуатационных границ системы регулирования. Если при этом учитывать экономические затраты, целевая функция будет иметь вид:

$$C_{ИРГ} \cdot (P_{ИРГ} - \Delta P(Q)_{ИРГ} - \Delta P_{ИРГ}) - C_{РПН} \cdot N_{РПН} \rightarrow \max, \quad (6)$$

где $C_{ИРГ}$ – стоимость 1кВт мощности ИРГ, согласно документации про «Зеленый тариф»; $P_{ИРГ}$ – активная мощность ИРГ; $\Delta P(Q)_{ИРГ}$ – величина активной мощности, на которую следует уменьшить генерацию ИРГ для частичного регулирования его реактивной мощности Q ; $\Delta P_{ИРГ}$ – потери активной мощности ИРГ в элементах станции: в трансформаторе присоединения, в линии подключения и т. п.; $N_{РПН}$ – количество переключений положения РПН трансформатора; $C_{РПН}$ – стоимость одного переключения РПН трансформатора, которая основывается на стоимости системы РПН и максимальном допустимом гарантийном количестве переключений положения РПН трансформатора.

Выводы

В работе рассмотрен подход к определению зон эффективного регулирования напряжения с помощью источников рассредоточенной генерации с инверторным присоединением в распределительной электрической сети, который основывается на анализе чувствительности напряжения $dU_i/dQ_{ИРГ}$ (i – номер узла РЭС, $i=1...n$) в узлах сети относительно изменения мощности в точке присоединения источника. Определено, какие трансформаторы с РПН, находящиеся вблизи ИРГ, оказывают влияние на наибольшее количество узлов, входящих в зону влияния ИРГ (в зону эффективного регулирования напряжения ИРГ). Такое исследование позволяет определить, в каких случаях и на каком именно трансформаторе следует осуществлять переключение положения РПН для того, чтобы минимизировать количество реактивной мощности, которую источник рассредоточенной генерации тратит для регулирования напряжения в электрической сети с целью повышения эффективности регулирования напряжения в РЭС с ИРГ. Для дальнейших исследований составлена целевая функция оптимального регулирования напряжения за счет координации работы ИРГ и РПН трансформатора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зміни встановленої потужності ОЕС України [Електронний ресурс] : Режим роботи ОЕС України // Режим доступу: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061.
2. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж [Електронний ресурс] // Режим доступу: http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/Wind_and_Solar_PV_Tech_Req_Final_Version_Ukrainian.pdf.
3. Гаевский А. Ю. Стабилизация напряжения в сети путем компенсации реактивной мощности инверторами ФЭС / А. Ю. Гаевский, И. Э. Голентус // Відновлювана енергетика XXI століття: XIV Міжнародна науково-практична конференція. – 2013. – С. 243 – 247.
4. Masoud Farivar Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables / Masoud Farivar // Smart Grid Communications: IEEE International Conference. – 17-20 Oct., 2011. – P. 457 – 462.
5. Sansawatt T. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation / T. Sansawatt, L. F. Ochoa, G. P. Harrison // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2010 – P. 1 – 6.
6. Turitsyn K. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators / K. Turitsyn, P. Sulc, S. Наукові праці ВНТУ, 2014, № 4

Backhaus, M. Chertkov // Smart Grid Communications: First IEEE International Conference. – 2010. – P. 79 – 84.

7. Kim T. E. Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System / Kim T. E., Kim J. E. // Power Engineering Society Summer Meeting. – 15-19 July, 2001. – P. 480 – 484.

8. Caldon Roberto. Co-ordinated Voltage Regulation In Distribution Networks With Embedded Generation / Roberto Caldon, Silvano Spelta, Valter Prandoni, Roberto Turri // Electricity Distribution: 18th International Conference. – 6-9 June, 2005. – P. 1 – 4.

9. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. – [Введен с 1999-01-01]. – Межгосударственный стандарт, 1999. – 31 с.

10. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН / П. Д. Лежнюк, О. С. Рубаненко, О. О. Рубаненко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2013. – № 1 (14). – С. 168 – 172.

11. Оптимальное управление нормальными режимами ЭЭС с учетом технического состояния трансформаторов с РПН [Электронный ресурс] / П. Д. Лежнюк, А. Е. Рубаненко, О. И. Казьмирук // Научные труды Винницкого национального технического университета. – № 4. – 2012. Режим доступа к журн. : <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/2657/2865>.

12. Shady A. Power quality assessment via coordinated voltage control in distributed power generation / Shady A., El-Kashlan, Hussien El-Desouki Saied // Power International Journal of Electrical and Power Engineering. – 2009. – № 3 (6). – P. 289 – 295.

Яндульский Александр Станиславович – д. т. н., проф., декан факультета электроэнерготехники и автоматики, e-mail: yandu_kpi@ukr.net, тел.: (044) 236-41-11.

Трунина Анна Алексеевна – аспирант, ассистент кафедры автоматизации энергосистем, e-mail: trunina.aa@mail.ru, тел.: (044) 406-86-14.

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт».