

форматоров тока при симметричных и асимметричных токах короткого замыкания электрических сетей высокого напряжения; установлены факторы, определяющие значение остаточной индукции; исследованы как и на что она может влиять в условиях эксплуатации. С использованием разработанной в программной среде MatLab Simulink модели трансформатора тока, построенной на основе теории ферромагнитного гистерезиса Джэйлса-Атертона, выполнено моделирование электромагнитных процессов в трансформаторе тока типа ТФКН-330 в нормальном и переходном режимах работы линий электропередачи. Для нескольких значений первичного тока и вторичной нагрузки трансформатора тока выполнено количественное оценивание влияния остаточной индукции (различных ее значений) на погрешности трансформаторов тока, имеющие место через одну и три минуты расчетного времени после начала моделирования. На основе анализа результатов проведенного исследования обоснована необходимость разработки методики определения значений остаточной индукции в трансформаторах тока с использованием их современных компьютерных моделей, внедрение которой в практику эксплуатации позволит учитывать влияние остаточной индукции на результаты решения ряда важных задач измерений и защиты в электроэнергетике. Библ. 14, рис. 8, таблица.

Ключевые слова: трансформатор тока, остаточная индукция, сердечник, саморазмагничивание, ток короткого замыкания.

B.S. Stognii, M.F. Sopol, V.I. Pankiv, E.M. Tankevych

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Factors of determining the origin and amount of residual induction in the iron core of current transformers in operation

The aim is to generalize and increase knowledge of the remanence in the core of current transformers as one of the important parameters that affect its metrological characteristics. The mechanisms of occurrence of residual induction and magnetic phenomena of demagnetization of CT at symmetric and asymmetric fault current of high voltage electrical networks are investigated; factors that determine the value of the residual induction are showed; explored how and what it can influence in operation. Using the MatLab Simulink software environment developed the model of current transformer, based on the theory of Jiles-Atherton ferromagnetic hysteresis, done modeling of electromagnetic processes in current transformers of type TFKN-330 in normal and transient condition. For several values of primary current and the secondary load of current transformer performed a quantitative assessment of the impact of residual induction (its different values on current transformer errors that occur at one and three minutes after the estimated time of the simulation). Based on the analysis of the investigation results, showed the need to develop methods for determining the values of remanence in the current transformer core using their advanced computer models, the implementation of which in practice allow us to take into account the effect of the residual induction on results of a number important problems of measurement and protection in the power system. References 14, figures 8, table.

Key words: current transformer, residual induction, magnetic core, demagnetization, fault current.

Надійшла 29.07.2015

Received 29.07.2015

УДК 621.316

ВИЗНАЧЕННЯ РЕЗЕРВІВ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ З УРАХУВАННЯМ ЇХНЬОГО ВПЛИВУ НА НАПРУГУ В МЕРЕЖІ

О.С. Яндутьський, докт. техн. наук, **А.А. Марченко**, канд. техн. наук, **А.Б. Нестерко**, **Г.О. Труніна**

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»,
пр. Перемоги, 37, Київ-56, 03056, Україна,
e-mail: a_trunina@ukr.net

Розглянуто підхід до визначення максимальної величини резерву активної потужності джерела розосередженого генерування, яку можливо передати в розподільну електричну мережу, не порушуючи допустимі межі напруги у системі. Запропонований підхід базується на аналізі рівнів зміни та чутливості напруги у вузлах розподільної мережі. Допустиме значення активної потужності резерву джерела розосередженого генерування визначається з урахуванням величини реактивної потужності, яка використовується для регулювання напруги в мережі. Запропонований підхід дає можливість уникнути проблеми перевищення допустимих меж напруги у вузлах системи при передачі по ній активної потужності резерву джерела розосередженого генерування. Бібл. 7, рис. 3, табл. 2.

Ключові слова: джерело розосередженого генерування, відновлювані джерела енергії, резерв потужності ДРГ, чутливість, активна та реактивна потужність ДРГ, напруга.

Зростання частки джерел розосередженого генерування (ДРГ) на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергобалансі ОЕС України обумовлює необхідність розробки нових підходів до керування системою в умовах змінного та непередбачуваного генерування. Останні дослідження [7] показали можливість залучення ДРГ до процесів регулювання частоти та активної потужності [2]. Тому при підключенні ДРГ до мережі системний оператор має можливість висувати вимоги до надання допоміжних послуг від ДРГ, а саме його участі в регулюванні частоти. При цьому використання ДРГ як засобу регулювання дає змогу здійснювати швидку зміну потужності електростанції (у межах 1 с), що відіграє ключову роль у процесі керування перехідними режимами при виникненні аварійних небалансів активної потужності. Для забезпечення оперативних резервів на завантаження ДРГ повинні мати в своєму складі функціонал обмеження генерування.

Обмеження генерування електростанції, що здійснюється з метою створення резерву потужності ДРГ на завантаження, виконується за такими принципами [1]:

1. Абсолютне обмеження генерування використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до наперед визначеного ліміту потужності в точці приєднання електростанції;
2. Дельта-обмеження генерування (створення обертового резерву) використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до необхідної величини, яка пропорційна можливій потужності генерування;
3. Обмеження градієнта потужності використовується з метою обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може бути змінена у випадку зміни швидкості вітру чи інтенсивності сонячного випромінювання або уставок для фотоелектричної та вітрової електричної станції.

Для задач оперативного керування частотою та потужністю гарантований резерв потужності ДРГ можливо забезпечити лише при дельта-обмеженні генерування.

Зважаючи на співвідношення $X/R \approx 1$ у вузлах розподільної електричної мережі (РЕМ) на значення напруги впливає як зміна активної, так і реактивної потужності в системі. Тому при генеруванні додаткової потужності з резерву ДРГ можливе перевищення допустимих меж напруги у вузлах мережі [5, 6]. Мета цієї роботи – розробити підхід до визначення допустимої величини резерву активної потужності ДРГ, яку можливо передати в РЕМ, не порушуючи допустимі межі напруги в системі. При цьому підтримка напруги здійснюється за рахунок використання реактивної потужності з резерву ДРГ.

PQ характеристику потужності ДРГ представлено на рис. 1. Максимальна потужність, яку може генерувати електростанція, становить $P_{\text{роб}}$ (нормовано стосовно номінальної потужності ДРГ); реактивна потужність, яку ДРГ використовує з метою регулювання напруги, становить $Q_{\text{роб}}$ (нормовано стосовно номінальної потужності ДРГ). При цьому заштрихована

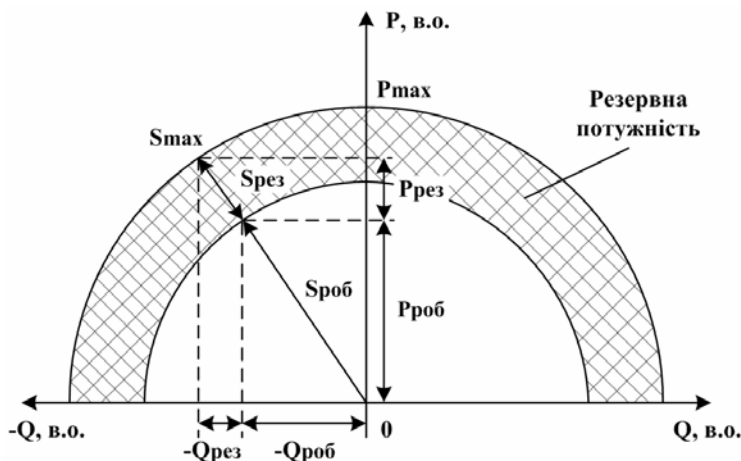


Рис. 1

площа на характеристиці (рис. 1) – резервна потужність, що використовується для задач регулювання частоти та активної потужності. Її максимальне значення може становити

$$S_{\text{рез}} = S_{\text{max}} - S_{\text{роб}} \quad (1)$$

З метою запобігання порушенням допустимого діапазону значень напруги у вузлах РЕМ, при передачі по ній активної потужності, ДРГ може споживати реактивну потужність $Q_{\text{рез}}$ [6]. Якщо електростанція не залучена до регулювання напруги, тоді

значення резервної активної потужності дорівнює повній потужності, відведеної на резерв:

$$P_{\text{рез}} = \sqrt{S_{\text{рез}}^2 - 0} = S_{\text{рез}} \quad (2)$$

У той же час максимальна величина резервної активної потужності ДРГ при зміні реактивної потужності зменшується:

$$P_{\text{рез}} = \sqrt{S_{\text{рез}}^2 - Q_{\text{рез}}^2} \quad (3)$$

Для визначення величини активної потужності резерву ДРГ $P_{\text{рез}}$ (МВт), яку можна передати через РЕМ без порушення допустимого діапазону напруг, використовується аналіз чутливості напруги у вузлах мережі стосовно зміни потужності електростанції з резервом.

При відомих поточних відносних значеннях напруг у вузлах РЕМ U_i та максимально допустимого значення напруги U_{max} (1,05 в.о.), нормованого за номінальною напругою [4], можна визначити допустимий рівень зростання напруги $\Delta U_{\text{доп}(i)}$ у вузлах мережі (в.о.):

$$\Delta U_{\text{доп}(i)} = U_{\text{max}} - U_i, \quad (4)$$

де i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

Коефіцієнти чутливості напруг у вузлах РЕМ стосовно зміни активної і реактивної потужностей ДРГ визначаються відповідно [3]:

$$dU_i / dQ_{\text{ДРГ}} = \left[dU_1 / dQ_{\text{ДРГ}} \quad dU_2 / dQ_{\text{ДРГ}} \quad \dots \quad dU_{\text{ДРГ}} / dQ_{\text{ДРГ}} \quad \dots \quad dU_n / dQ_{\text{ДРГ}} \right] \quad (5)$$

та

$$dU_i / dP_{\text{ДРГ}} = \left[dU_1 / dP_{\text{ДРГ}} \quad dU_2 / dP_{\text{ДРГ}} \quad \dots \quad dU_{\text{ДРГ}} / dP_{\text{ДРГ}} \quad \dots \quad dU_n / dP_{\text{ДРГ}} \right], \quad (6)$$

де i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

Відповідно до коефіцієнтів чутливості, розрахованих в (5) і (6), зміна напруги ΔU_i пропорційна зміні активної та реактивної потужностей електростанції. Приймаючи, що $\Delta U_i = \Delta U_{\text{доп}(i)}$,

$$\Delta U_i = \frac{dU_i}{dP_{\text{ДРГ}}} \cdot \Delta P_{\text{ДРГ}} + \frac{dU_i}{dQ_{\text{ДРГ}}} \cdot \Delta Q_{\text{ДРГ}} = \Delta U_{\text{доп}(i)} \quad (7)$$

де $\Delta P_{\text{ДРГ}}$ – величина зміни активної потужності ДРГ, що дорівнює допустимій величині резервної активної потужності ДРГ, яка може бути згенерована в мережу (МВт); $\Delta Q_{\text{ДРГ}}$ – величина реактивної потужності ДРГ, що використовується для підтримки напруги в допустимих межах (Мвар). З рис. 1 слідує, що $\Delta P_{\text{ДРГ}} = P_{\text{рез}}$, а $\Delta Q_{\text{ДРГ}} = Q_{\text{рез}}$.

Виходячи з того, що шуканою величиною є допустима величина активної потужності резерву ДРГ, підставимо вираз (3) в (7). Допустима величина активної потужності для кожного вузла буде різною (оскільки запас за напругою ΔU_i для різних вузлів неоднаковий):

$$\Delta U_{\text{доп}(i)} = \frac{dU_i}{dP_{\text{ДРГ}}} \cdot P_{\text{рез}(i)} + \frac{dU_i}{dQ_{\text{ДРГ}}} \cdot \sqrt{S_{\text{рез}(i)}^2 - P_{\text{рез}(i)}^2} \quad (8)$$

Допустиму величину активної потужності резерву ДРГ для вузла i можна знайти з наступного співвідношення:

$$P_{\text{рез}(i)} = \frac{\frac{dU_i}{dQ_{\text{ДРГ}}} \sqrt{S_{\text{рез}(i)}^2 \cdot \left(\left(\frac{dU_i}{dP_{\text{ДРГ}}} \right)^2 + \left(\frac{dU_i}{dQ_{\text{ДРГ}}} \right)^2 \right) - \Delta U_{\text{доп}(i)}^2 + \Delta U_{\text{доп}(i)} \cdot \frac{dU_i}{dP_{\text{ДРГ}}}}{\left(\frac{dU_i}{dP_{\text{ДРГ}}} \right)^2 + \left(\frac{dU_i}{dQ_{\text{ДРГ}}} \right)^2} \quad (9)$$

Серед розрахованих значень потужностей слід обрати мінімальне (для вузла з найменшим діапазоном зміни напруги ΔU_i при зміні активної потужності), тобто

$$P_{\text{рез}} = \min \{ P_{\text{рез}(1)}, P_{\text{рез}(2)}, \dots, P_{\text{рез}(n)} \}, \quad (10)$$

де i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

Величина реактивної потужності, яку слід відвести з резерву ДРГ для підтримки напруги в допустимих межах у вузлах РЕМ, визначається таким чином:

$$Q_{\text{рез}} = \sqrt{S_{\text{рез}}^2 - P_{\text{рез}}^2} \quad (11)$$

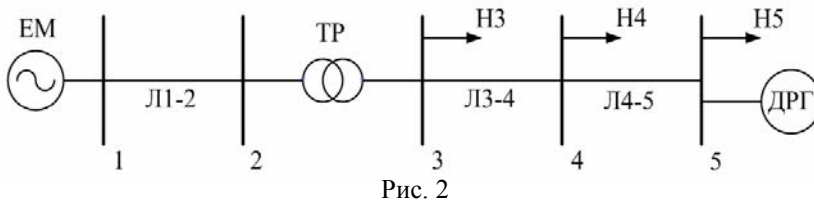


Рис. 2

Розглянемо застосування запропонованого підходу на прикладі фрагменту простої мережі 110/35 кВ (рис. 2), яка пов'язана з зовнішньою електричною мережею через вузол 1 (шина нескінченної потужності). У схемі використано трансформатор типу ТДН-16000/110, а навантаження НЗ, Н4 та Н5 становлять $(3+1j)$ МВА, $(2+1j)$ МВА та $(2+1j)$ МВА відповідно. До вузла 5 підключено ДРГ з номінальною потужністю 15 МВА, з яких 6 МВА відведено на резерв.

Допустимі рівні зростання напруги $\Delta U_{\text{доп}(i)}$ у вузлах мережі при генеруванні електростанцією 9 МВт (2) визначаються згідно з (4). Коефіцієнти чутливості напруги вузлів мережі стосовно зміни потужності ДРГ розраховуються згідно з виразами (5), (6). Зазначені результати, наведені в табл. 1, вказують на те, що в мережі є вузли, в яких напруга не перевищить своє допустиме значення навіть при максимальному генеруванні ДРГ. Це пояснюється великим запасом на зростання напруги $\Delta U_{\text{доп}(i)}$ та незначними коефіцієнтами чутливості в цих вузлах. Тому для досліджуваної мережі (рис. 2) вузли 1 та 2 не розглядаються.

Таблиця 1

№ вузла	U_i , в.о.	$\Delta U_{\text{доп}(i)}$, в.о.	$dU_i/dQ_{\text{ДРГ}}$, в.о./Мвар	$dU_i/dP_{\text{ДРГ}}$, в.о./МВт
1	1	0,05	0	0
2	0,9994	0,0506	0,000299	0,000141
3	1,0356	0,0144	0,006676	0,000171
4	1,0431	0,0069	0,009375	0,002699
5	1,0469	0,0031	0,010015	0,003341

Таблиця 2

№ вузла	$P_{\text{рез}(i)}$, МВт	$Q_{\text{рез}(i)}$, Мвар
3	5,653	-2,012
4	5,921	-0,968
5	5,778	-1,618

Згідно з розробленим підходом допустима величина активної потужності резерву ДРГ, яку можна передати через вузли досліджуваної мережі (рис. 2), визначається відповідно до співвідношення (9). Отримані значення наведено в табл. 2. Серед розрахованих значень визначається мінімальна величина резервної потужності $P_{\text{рез}}$, а на її основі розраховується величина реактивної потужності з резерву ДРГ (11), яка повинна бути відведена на підтримку напруги в допустимих межах. Таким чином, коли величина активної потужності з резерву ДРГ становить $P_{\text{рез}}=5,653$ МВт при споживанні реактивної потужності ДРГ $Q_{\text{рез}}=-2,012$ Мвар, напруга в мережі не перевищить допустимі межі. Це підтверджується значеннями напруги у вузлах РЕМ, які представлено на рис. 3, де позначено: 1 – резерв ДРГ 6 МВА не використано; 2 – використання резерву ДРГ згідно з запропонованим підходом; 3 – границя допустимих значень напруги; 4 – використання резерву ДРГ без застосування запропонованого підходу.

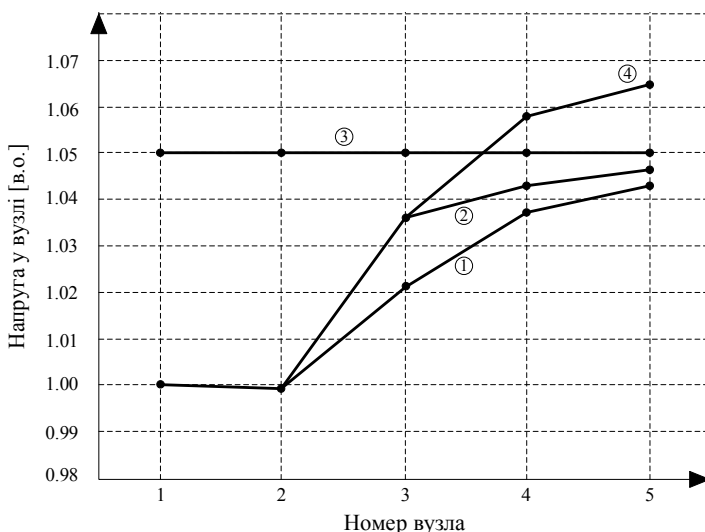


Рис. 3

Отримані результати підтвердили ефективність використання запропонованого підходу до розрахунку резервів потужності ДРГ (на основі ВДЕ) при залученні їх до процесів регулювання частоти та активної потужності. На основі розрахунку допустимих рівнів зростання напруги у вузлах мережі та аналізу коефіцієнтів чутливості визначається допустима величина активної потужності резерву ДРГ. Отримані залежності дають змогу визначити частку потужності резерву електростанції, яка відводиться на регулювання напруги в

РЕМ. Враховуючи ефективність запропонованого підходу, доцільним є його подальший розвиток при одночасному використанні резервів декількох ДРГ.

1. *Андерсон Г.Б., Левколюк А.В.* Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. – 2011. – 43 с. Режим доступу: http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/Wind_and_Solar_PV_Tech_Req_Final_Version_Ukrainian.pdf
2. *Яндюльський О.С., Марченко А.А., Нестерко А.Б.* Оцінка динамічних характеристик багатомашинних електроенергетичних систем на основі даних системи моніторингу перехідних режимів // *Наук. пр. Вінницького нац. техн. ун-ту.* – 2014. – № 4. – 8 с. – Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3824/5575>.
3. *Яндюльський О.С., Труніна Г.О.* Визначення зон ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням у розподільній електричній мережі // *Наук. пр. Вінницького нац. техн. ун-ту.* – 2014. – № 4. – 7 с. Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3822/5565>.
4. *ГОСТ 13109-97* Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитной нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – 1999. – 31 с. Режим доступу: http://odz.gov.ua/lean_pro/standardization/files/elektromagnitnaja_sovmestimost_2014_03_11_1.pdf.
5. *Alfred Engler, Nikos Soutanis.* Droop control in LV-Grids // *International Conference Future Power Systems.* – 2005. – 6 p. Режим доступу: <http://www.microgrids.eu/micro2000/presentations/38.pdf>.
6. *Masoud Farivar.* Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables // *IEEE International Conference Smart Grid Communications.* – 2011. – P. 457–462.
7. *Shun-Hsien H., S. Sharma.* System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection // *Power and Energy Society General Meeting, IEEE.* – 2011. – P. 1–6.

УДК 621.316

А.С. Яндюльський, докт. техн. наук, **А.А. Марченко**, канд. техн. наук, **А.Б. Нестерко**, **А.А. Труніна**
Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»,
пр. Победы, 37, Киев, 03056, Украина

Определение резервов активной мощности источников рассредоточенного генерирования с учетом их влияния на напряжение в сети

Рассмотрен подход к определению допустимой величины резерва активной мощности источника рассредоточенного генерирования (на основе возобновляемых источников энергии с инверторным присоединением), которую можно передать в распределительную электрическую сеть, не вызывая превышения допустимых пределов напряжения в системе. Подход базируется на расчете допустимых уровней повышения напряжения в узлах сети и анализе матрицы коэффициентов чувствительности. На их основе определено допустимое значение активной мощности резерва источника рассредоточенного генерирования с учетом величины реактивной мощности, которую следует отводить из резерва электростанции для регулирования напряжения в сети. Предложенный подход позволяет избежать проблемы превышения допустимых пределов напряжения в узлах системы при передаче по ней активной мощности из резерва источника рассредоточенного генерирования.
Библ. 7, рис. 3, табл. 2.

Ключевые слова: источник рассредоточенного генерирования, возобновляемые источники энергии, инверторное присоединение ИРГ, резерв мощности ИРГ, чувствительность, активная и реактивная мощность ИРГ, напряжение.

O. Yandulsky, A. Marchenko, A. Nesterko, G. Trunina

National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»,
Peremohy, 37, Kiev, 03056, Ukraine

Dispersed generation active power reserves considering distribution grid voltage constraints

This paper presents the approach to determining the amount of dispersed generation additional active power that can be passed to the distribution network, without excess of allowable voltage limits of the distribution grid. Proposed approach is based on the calculation of permissible levels of voltage rise at the nodes of the network and the analysis of the matrix of nodal sensitivity. Using the matrix of nodal sensitivity it was determined the amount of distributed generations' active power reserves in consideration of the value of the reactive power that should be withdrawn from the total reserve power to regulate the voltage. Proposed approach avoids the problem of exceeding the limits of voltage at the nodes in the distribution grid while using active power reserves of the distributed generation. References 7, figures 3, tables 2.

Key words: source of dispersed generation, renewable energy, inverter joining of DG, reserve power of DG, sensitivity, active and reactive power of DG, voltage.

Надійшла 23.07.2015

Received 23.07.2015