

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З КАСКАДОМ ТРАНСФОРМАТОРІВ

В.Г. Ягуп^{1*}, докт. техн. наук, К.В. Ягуп^{2**}, докт. техн. наук

¹Харківський національний автомобільно-дорожній університет, вул. Ярослава Мудрого, 25, Харків, 61002, Україна, e-mail: yagup.walery@gmail.com.

²Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», вул. Кирпичова, 2, Харків, 61002, Україна.

Досліджено режими компенсації реактивної потужності в системі електропостачання, що живиться від синхронного генератора через каскад проміжних трансформаторів. Показано, що реактивна складова спільного комплексного опору генератора та тракту електропередачі може обумовлювати відносно великі рівні реактивної потужності в системі. Досліди показують, що ця потужність залишається в системі навіть після застосування поперечної ємнісної компенсації, яка не в змозі забезпечити повну компенсацію реактивної потужності в системі електропостачання з каскадом трансформаторів. За цих умов методом пошукової оптимізації на комп'ютерній моделі знайдено оптимальне значення величини ємності конденсатора поперечної компенсації. Результати дослідження показують можливість досягнення режиму повної компенсації реактивної потужності за рахунок відносно невеликого збільшення ємності компенсуючого конденсатора, що забезпечує поперечну компенсацію. Бібл. 8, рис. 6, табл. 1.

Ключові слова: каскад трансформаторів, лінія електропередачі, реактивна потужність, повна компенсація, пошукова оптимізація.

Вступ і постановка задачі. Системи постачання електричної енергії представляють собою складні системи, які включають до свого складу пристрої різного функціонального призначення, причому кількість таких пристроїв може досягати значних величин [1]. В розрахунковому плані вона залежить від способу спрощення та узагальнення заступних схем для цілей конкретного дослідження. Традиційно для цього як складові виділяють генератор електроенергії, лінії електропередачі, трансформатори і еквіваленти споживачів електричної енергії [2]. Під час вирішення питань компенсації реактивної потужності компенсувальні пристрої можуть вмикатися окремо для кожного з перелічених пристроїв. Найбільш поширеною є компенсація реактивної потужності саме споживачів [3, 4]. Компенсувальні пристрої вмикаються безпосередньо у вузлах підключення кожного навантаження або цілої групи навантажень. При цьому одночасно можуть вирішуватися і питання симетрування режимів трифазних систем електропостачання, якщо навантаження нерівномірно споживають енергію від кожної з фаз системи [5]. Однак у разі компенсації лише навантажень в системі продовжує циркулювати реактивна потужність, обумовлена реактивностями трансформаторів і ліній електропередачі. З цього приводу раціонально розглядати необхідність забезпечення оптимальних режимів роботи системи. Так у випадку, коли генератор електроенергії віддає лише активну потужність, то він не пов'язаний таким чином з реактивною потужністю, що генерується будь яким з пристроїв тракту передачі енергії від генератора до споживача. Такий режим будемо називати режимом повної компенсації реактивної потужності в системі. Поява реактивної потужності від трансформаторів обумовлена наявністю індуктивностей намагнічування і розсіювання [6]. Принципово індуктивність розсіювання може бути компенсована завдяки шунтуванню обмоток трансформатора конденсаторами. Аналогічно індуктивності розсіювання можна компенсувати послідовним вмиканням конденсаторів з обвитками трансформаторів. Щодо компенсації реактивної потужності ліній електропередачі, то для цього використовують, як правило, так звану повздовжню компенсацію [1, 2]. Вона полягає у підключенні послідовно з лінією електропередачі конденсаторів, які розраховуються таким чином аби компенсувати реактивні складові комплексного опору ліній електропередачі. Тим самим компенсується і реактивна потужність, що обумовлена цими реактивними складовими опорів ліній електропередачі. На практиці установки повздовжньої компенсації представляють собою доволі великі споруди, що

© Ягуп В.Г., Ягуп К.В., 2025

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0002-7019-3499>; ** <https://orcid.org/0000-0002-9305-8169>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2025



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

встановлюються задля компенсації реактивних складових в основному високовольтних ліній електропередачі. Однак при цьому залишаються некомпенсованими реактивні потужності в лініях електропередачі низької напруги, протяжність яких може бути навіть співставлено з лініями високої напруги. В роботах [5, 6] показана можливість досягнення режиму повної компенсації реактивної потужності за рахунок засобів поперечної компенсації в узагальненій системі електропостачання [6]. Така схема максимально спрощена, в ній на основі теореми про еквівалентний генератор з точки зору навантаження решта системи замінена еквівалентним джерелом напруги з внутрішнім комплексним опором, що вмикається послідовно. Показано, що навіть у такому простішому випадку треба аналізувати систему третього порядку. Це практично виключає аналітичний спосіб аналізу, і рішення знаходиться у загальному випадку чисельними методами на основі застосування комп'ютерної моделі та оптимізаційних методів. Тим складніший випадок буде представляти таке дослідження, якщо наблизити розгляд до реального випадку, коли система передачі електроенергії представлятиме групу трансформаторів і ліній електропередачі. Параметри цих пристроїв повинні враховуватися у розрахунках оптимального режиму [7] за їхніми заступними схемами. Під час представлення заступних схем трансформаторів і ліній електропередачі T-подібними заступними схемами еквівалентна розрахункова схема системи електропостачання матиме досить складну за топологією заступну схему. Аналіз і оптимізація режиму такої схеми можливий лише на комп'ютерній моделі із застосуванням алгоритмів пошукової оптимізації.

Метою роботи є дослідження та оптимізація режиму електричної мережі з каскадом проміжних трансформаторів і детермінованим навантаженням задля досягнення режиму повної компенсації реактивної потужності в системі з подальшим порівнянням параметрів цього режиму з іншими варіантами режимів, що можуть забезпечити покращення показників роботи цієї електричної системи.

Основний зміст. Розглянемо систему електропостачання, що живиться від синхронного генератора через каскад трансформаторів з однією ланкою підвищення напруги до 110 кВ і наступними двома ланками зниження напруги до 10 кВ і 0,4 кВ. Передача електроенергії між трансформаторами здійснюється через лінії електропередачі на значні відстані. Структура системи, яка досліджується в цій роботі, пояснюється на візуальній моделі (рис. 1).

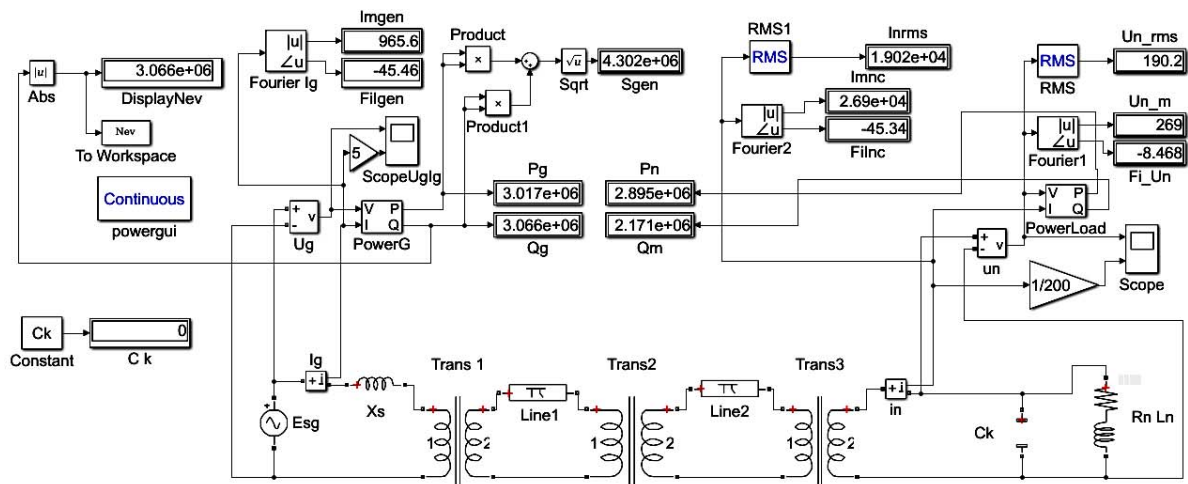


Рис. 1

Нижня частина моделі відображає силову схему системи електропостачання, що досліджується. Джерелом живлення виступає джерело напруги E_{sg} . Діюче значення напруги джерела прийняте 6,3 кВ з частотою 50 Гц і нульовою фазою; внутрішній опір – індуктивним і відображається в моделі індуктивністю X_s , опір якої на робочій частоті прийнятий рівним $j0,3$ Ом. Цю величину вибрано, виходячи з припущення, що номінальна потужність трифазного синхронного генератора $S_G=15$ МВА; лінійне діюче значення напруги на затискачах синхронного генератора $U_G=6,3$ кВ. Тоді базовий опір синхронного генератора $z_b = U_G^2/S_G = 6,3^2/15 = 2,646$ Ом. Для турбогенераторів відносна величина внутрішнього індуктивного опору складає порядка $8 \div 25\%$ від величини базового опору [8]. Обране значення внутрішнього опору таким чином складає 11% від базового. Напруга джерела подається на трансформатор $Trans1$, який підвищує напругу до 110 кВ. Номінальна

потужність трансформатора 15 МВА, відносні значення індуктивностей розсіювання 0,08, індуктивності намагнічування 500, опору обмоток 0,002, опору намагнічування 500. Такі ж значення номінальних потужностей і відносних величин прийняті і для наступних трансформаторів. Після першого трансформатора напруга передається через лінію передачі *Line1* довжиною 100 км, яка моделюється за Т-подібною заступною схемою з параметрами однієї секції: активний опір 0,2 Ом/км, індуктивний опір $j0,4$ Ом/км, поперечна ємність $12,74e-9$ Ф/км. Другий трансформатор *Trans2* знижує напругу зі 110 кВ до 35 кВ. Напруга від нього передається через лінію електропередачі *Line2* довжиною 10 км з відповідними параметрами однієї секції. Третій трансформатор *Trans3* знижує напругу до 220 В. Споживачем прийнято зосереджене активно-індуктивне навантаження з комплексним опором $Z_n=(0,008+j0,006)$ Ом, що відповідає типовому значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi=0,8$. Таке навантаження за номінальної напруги 220 В споживатиме потужність $S_{zn}=4,84$ МВА, чому відповідають рівні активної потужності $P_{zn}=3,872$ МВт і реактивної $Q_{zn}= 2,904$ МВАр. Ці величини близькі до номінального завантаження однієї фази синхронного генератора. Стосовно останнього трансформатора слушно зауважити, що для розподільчих трансформаторів 35кВ на 0,4 кВ реальна потужність не перевищує 6300 кВА (на три фази), тому на практиці ця потужність буде розподілена між групою трансформаторів. Окрім того, в моделі фактично однофазне навантаження 4,84 МВА на напрузі 220 В підключено безпосередньо на затискачі трансформатора. У реальних умовах споживання такої потужності також розподілиться між декількома трансформаторами меншої потужності. Моделювання системи з розгалуженням енергії по трансформаторам і навантаженням може скласти предмет окремого дослідження. Паралельно навантаженню вмикається поперечна компенсуюча ємність (на рис. 1 відсутня), оскільки показники на моделі відповідають режиму без компенсації реактивної потужності.

Верхня частина моделі (рис. 1) представляє собою систему віртуальних вимірювальних приладів для фіксації параметрів режиму в системі, а також задля забезпечення роботи алгоритму пошукової оптимізації. Віртуальні прилади вимірюють напругу джерела та його струм. Ці величини подаються на віртуальний вимірювач активної і реактивної потужності *PowerG* з фіксацією значень активної і реактивної потужностей джерела на віртуальних дисплеях *Pg* та *Qg*. Одночасно модуль значення реактивної потужності використовується як величина цільової функції під час проведення пошукової оптимізації завдяки передачі цього значення у робочий простір *MATLAB* завдяки віртуальному приладу *To Workspace* у вигляді змінної *Nev*. Гармонічний аналізатор *Fourie_Ig* визначає амплітуду і фазу струму, що споживається від генератора. Дисплей *Sgen* показує повну потужність, що споживається від генератора.

Аналогічно на стороні споживача вимірюються напруга і струм, визначаються активна і реактивна потужності навантаження P_n і Q_n , фіксуються діюче Un_{rms} та амплітудне Un_m значення напруги навантаження і його фазовий зсув Fi_{Un} , а також аналогічні показники для струму навантаження I_{ngms} , I_{mnc} , $Filnc$. Віртуальні осцилографи *Scope* дають змогу спостерігати часові діаграми напруг і струмів генератора та навантаження, причому струми відповідно масштабуються для наочності представлення за допомогою блоків підсилення.

Дослідимо вихідний режим без компенсації реактивної потужності. Модель для цього випадку зображено саме на рис. 1, де конденсатор, що шунтує навантаження, виключений з моделі за допомогою опції *Open Circuit*. Діюче значення напруги на навантаженні складає 190,2 В, що означає зниження порівняно з номінальним на 16% і є неприпустимим за стандартами. Споживач не отримує номінальної напруги, тому на навантаженні розвивається понижена активна потужність 2,895 МВт замість очікуваної 3,872 МВт, і це складає 74,8% від потрібної потужності навантаження. Таким чином, вихідний режим без компенсації реактивної потужності відповідає випадку перевантаженої слабкої мережі, яка не забезпечує за таких умов допустимих меж відхилення вихідної напруги і суттєво недодає потужності споживачеві.

Розглянемо режим системи, який виникає у разі застосування способу підвищення напруги на навантаженні шляхом збільшення кількості витків вторинної обмотки третього трансформатора. Для отримання на навантаженні номінальної напруги 220 В кількість витків треба збільшити на 25,3%. Це значення отримано шляхом пошукової оптимізації під час зміни напруги вторинної обмотки за умови досягнення на навантаженні номінальної напруги. Після відпрацювання модель має вигляд, наведений на рис. 2. Як видно з показників приладів, напруга на навантаженні й споживана навантаженням потужність точно відповідають номінальним значенням, тобто досягнуто відповідне підвищення вихідної напруги.

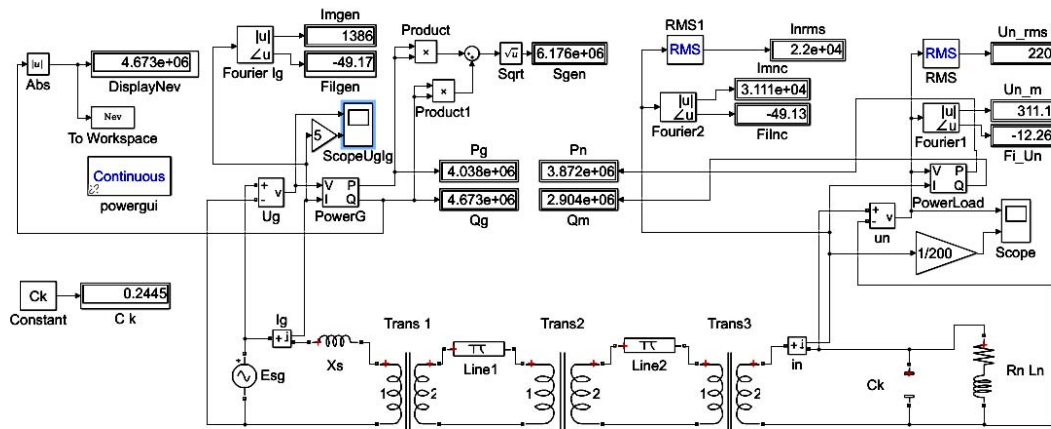


Рис. 2

Однак такі збільшення напруги і потужності на навантаженні супроводжуються значним зростанням споживаного від генератора струму, амплітуда якого досягає 1386 А. Доля реактивної потужності навіть дещо зростає, що помітно за зростанням кута зсуву струму генератора відносно його напруги. Це означає зменшення коефіцієнту потужності. Значно і надмірно при цьому зростає повна потужність, що споживається від генератора, яка досягає 6,176 МВА. Таким чином, традиційний спосіб підняття напруги перемиканням кількості витків трансформаторів в тракті передачі електроенергії характеризується майже такими ж нераціональними енергетичними показниками режиму, як і вихідний режим перевантаженої слабкої мережі. Єдине позитивне, що досягається при цьому – підвищення напруги на навантаженні. Це дійсно важливо для споживача, але не слід нехтувати тим, що значне зростання споживаного від генератора струму означає зростання втрат електричної енергії в усій системі передачі електроенергії. Зокрема, це призводить до перегріву дротів ліній електропередачі і обмоток трансформаторів в каскаді передачі енергії.

Задля досягнення **режиму повної компенсації** реактивної потужності доповнимо модель і зв'яжемо її з програмами, які забезпечать пошукову оптимізацію цього режиму. Модель для цього випадку зображено на рис. 3.

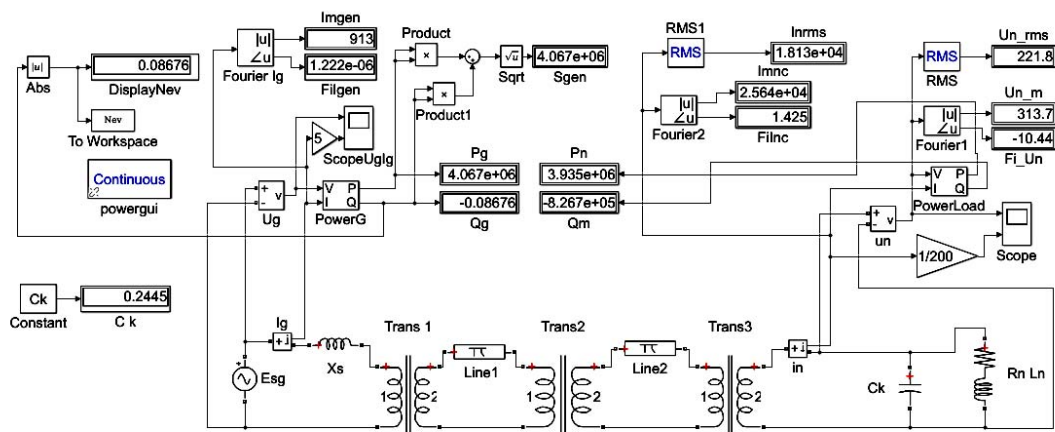


Рис. 3

Під час запуску цієї моделі обчислюється значення цільової функції, за яку прийнято значення модуля реактивної потужності, що споживається від генератора. Це значення за допомогою віртуального приладу *To Workspace* передається до робочого простору *MATLAB*. Таким чином забезпечується зв'язок моделі з програмами, що виконують пошукову оптимізацію. Текст головної програми приведений на рис. 4. Тут глобальними змінними оголошені: C_k – ємність конденсатора, що компенсує реактивну потужність в системі; Nst – кількість кроків оптимізаційного процесу, що співпадає з кількістю обчислень значень цільової функції і кількістю прогонів моделі системи; Nev – суто значення цільової функції, яке одержується від моделі через робочий простір, як це описано вище; MN – масив значень цільової функції на відповідних кроках оптимізації, завдяки чому можна спостерігати швидкість збігання процесу оптимізації.

Оператор *option* введений для зниження на два порядки точності досягнення оптимуму в

```

warning off
global Ck Nst Nev MN
Nst=0
options=optimset('MaxFunEvals',10000,'MaxIter',
10000,'TolX',1e-1,'Tolfun',1e-1);
Y=fminsearch('func_s3fnesim',[12700],options)
Nst

```

Рис. 4

порівнянні з тим, що прийнятий за замовчанням. Таким чином параметри відносної та абсолютної точності приводяться до раціональних значень з урахуванням відносно великих значень цільової функції, пов'язаної з великими значеннями реактивної потужності в системі. Це дає можливість позбутися надлишкових ітерацій оптимізації, пов'язаних з досягненням точності, яка вже не є суттєвою за поставлених умов параметрів системи. Оператор *fminsearch* забезпечує звернення до вбудованої функції оптимізації за методом деформованого багатогранника. В ролі фактичних параметрів цієї функції вказано ім'я функції для обчислення цільової функції, початкове значення масиву змінних оптимізації та посилання на визначені в попередньому операторі опції оптимізації. Файл з функцією обчислення цільової функції представлений на рис. 5.

Оператор *global* відкриває доступ до глобальних змінних, оголошених в головній програмі.

```

function Nev=func_s3fnesim(x)
global Ck Nst Nev MN
Ck=abs(x(1)*1e-6);
sim VVEESoptpaper
Nev
pause(1/20)
Nst=Nst+1
MN(Nst)=Nev;

```

Рис. 5

Оператор присвоювання для *Ck* масштабує значення ємності компенсації, що дає змогу вести обчислення, запобігаючи відносно малих значень змінної оптимізації, а використовуючи в програмі оптимізації значення ємності, виражене в мікрофарадах. Оператор *sim* запускає модель системи, яка імітує електромагнітні процеси протягом періоду живильної напруги. При цьому визначається і передається в робочий простір значення цільової функції. Наступні оператори визначають наступний номер ітерації і значення цільової функції у відповідному масиві. На рис. 6

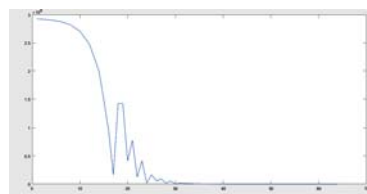


Рис. 6

наведено графік зміни цільової функції в залежності від номера ітерації процесу оптимізації за визначених параметрах оптимізації. З цього графіка видно, що за 30 ітерації цільова функція від значення 10^6 зменшується практично до нуля, а необхідна точність 10^{-1} , встановлена опціями, досягається за 64 ітерації оптимізаційного процесу. Віртуальний прилад вимірювання активної і реактивної потужностей генератора після оптимізації дає показники відповідно 4.067 МВт і -0.087 Вар. Це означає, що джерело електричної енергії працює в режимі віддачі активної потужності з одиничним значенням коефіцієнта потужності. З показників віртуальних приладів видно, що ефективне значення напруги на навантаженні досягає 221,8 В у разі споживання від генератора струму амплітудою лише 913 А.

В таблиці зведені основні показники трьох досліджених режимів. Тут у стовпчику «Параметри» позначені такі показники: Un_{rms} – ефективне значення напруги на навантаженні; Pn – активна потужність, споживана навантаженням; Qn – реактивна потужність, споживана навантаженням включаючи потужність компенсатора; Pg – активна потужність споживана від генератора; Qg – реактивна потужність, споживана від генератора; $Sgen$ – повна потужність, що її віддає генератор; $Imgen$ – амплітудне значення струму генератора; ϕ_{Igen} – кут зсуву струму генератора відносно напруги генератора; $\cos\phi$ – коефіцієнт потужності, що характеризує енергетичні показники режиму; ККД – коефіцієнт корисної дії, що характеризує режим. Як видно з таблиці, режим повної компенсації має найвищий коефіцієнт корисної дії за найменшого споживаного від генератора струму.

Звернімо увагу на показник віртуального вимірювача потужності навантаження. Для його функціонування використовується сумарний струм навантаження і конденсатора, що компенсує реактивну потужність в системі. Сумарна ємність цього конденсатора може бути розкладена на ємність, що компенсує реактивну складову потужності безпосередньо навантаження, і ємність, що компенсує реактивні складові потужностей в решті системи, тобто в трансформаторах, лініях електропередачі та у внутрішньому опорі генератора.

Параметр	Режим без компенсації	Режим з підвищенням напруги	Режим повної компенсації
$U_{n\ rms}$ [В]	190.2	220	221.8
P_n [МВт]	2.895	3.872	3.935
Q_n [МВАр]	2.171	2.904	-0.8267
P_g [МВт]	3.017	4.038	4.067
Q_g [МВАр]	3.066	4.673	0
S_{gen} [МВА]	4.302	6.178	4.067
I_{ngen} [А]	965.6	1386	913
ϕ_{Igen} [ел.град.]	-45.46	-49.17	0
$\cos\phi$	0.7014	0.6538	1.00
ККД, %	95.95	95.88	96.75

реактивної потужності самого навантаження): $C_2 = -Q_n / (\omega U_n^2) = 826700 / (314.16 \cdot 221.8^2) = -0,0535$ Ф. Ємність C_1 , що компенсує реактивність суто навантаження, складає $C_1 = C_k - C_2 = 0,2445 - 0,0535 = 0,1910$ Ф. Відносне збільшення ємності задля досягнення повної компенсації порівняно з варіантом компенсування лише реактивної потужності навантаження складає $(C_2/C_1)100\% = (0,0535/0,1910) \cdot 100\% = 28\%$.

Обрахуємо величину L_s еквівалентної реактивної складової внутрішнього комплексного опору джерела і тракту передачі електроенергії в однолінійній узагальненій заступній схемі системи електропостачання [6]. Ефективне значення струму через лінію електропередачі на стороні навантаження складає $I_s = 18130$ А. Реактивна потужність, яка споживається індуктивністю L_s , складає $-Q_n = 826700$ Вар, тобто ту ж саму величину, яку компенсує ємність C_2 . З цих міркувань вираховуємо величину індуктивного опору тракту електропередачі $X_{Ls} = -Q_n / (I_s^2) = 826700 / (18130^2) = 0,002515$ Ом.

У випадку застосування повздовжньої компенсації послідовно з цією індуктивністю слід було б увімкнути конденсатор C_{pz} , який мав би компенсувати її реактивний опір. Ємність такого конденсатора складає величину, що обрховується за виразом $C_{pz} = 1 / (\omega X_{Ls}) = 1 / (314,16 \cdot 0,002515) = 1,2656$ Ф. Зауважимо, що такий режим досягається за умови наявності компенсації реактивності навантаження конденсатором $C_1 = 0,1910$ Ф. Співвідношення ємностей C_{pz} і C_2 складає $C_{pz}/C_2 = 1,2656/0,0535 = 23,65$, тобто задля досягнення повної компенсації шляхом збільшення конденсатора поперечної компенсації потрібно конденсатор більш ніж у 20 разів менший, ніж для досягнення тієї ж умови шляхом повздовжньої компенсації. Контрольне моделювання режиму повної компенсації шляхом повздовжньої компенсації дає напругу на навантаженні 217,2 В, тобто дещо меншу, ніж в режимі з повною компенсацією за рахунок збільшення конденсатора поперечної компенсації.

Для оцінки співвідношень втрат активної енергії в тракці електропередачі приймемо втрати в режимі повної компенсації за рахунок збільшення поперечного конденсатора за 100 % за амплітуди струму 913 А. В режимі системи без компенсації та без підвищення напруги шляхом збільшення коефіцієнта трансформації амплітуда струму складає 965,6 А, і це означає, що в цьому режимі відносне збільшення втрат складає $(965,6/913)^2 = 1,12$ за значної недодачі навантаженню напруги і потужності. В режимі без компенсації у разі підвищення напруги до номінальної шляхом підвищення коефіцієнта трансформації номінальна напруга і потужність на навантаженні досягається, але струм генератора при цьому складає 1386 А. Це означає збільшення втрат електроенергії в $(1386/913)^2 = 2,3$ рази у порівнянні з режимом повної компенсації шляхом збільшення ємності конденсатора поперечної компенсації, що свідчить про суттєві недоліки такого способу підвищення напруги, який є традиційним з використанням перемикачів відпайок на обмотках силових трансформаторів.

Висновки.

Дослідження вихідного режиму за відсутності засобів компенсації реактивної потужності показало, що при заданих параметрах генератора, трансформаторів і ліній електропередачі прийняте навантаження викликає суттєві втрати електроенергії, і споживач отримує занижені значення напруги і потужності. Введення засобів підвищення напруги споживача шляхом зміни коефіцієнта трансформації приводить до значного збільшення споживаного від генератора струму і потужності, і до того ж збільшуються рівні реактивної потужності в системі і знижується коефіцієнт потужності. Застосування пошукової оптимізації за критерієм зведення до нуля реактивної потужності генератора приводить до оптимального режиму. Цей режим може бути досягнутий збільшенням ємності

конденсатора поперечної компенсації реактивної потужності самого навантаження. При цьому додаткова ємність при такому способі є на порядок меншою, ніж вимагається при повздовжній компенсації. У разі застосування повної компенсації реактивної потужності за рахунок збільшення ємності конденсатора поперечної компенсації спостерігається також зменшення втрат енергії у тракці електропередачі і підвищується коефіцієнт корисної дії системи енергопостачання. Таким чином, дослідження виявили суттєві переваги за основними показниками рівня напруги, коефіцієнта потужності і втрат електроенергії саме способу досягнення режиму повної компенсації в системі за рахунок збільшення ємності конденсатора поперечної компенсації перед іншими способами покращення параметрів режиму роботи системи електропостачання.

1. Schlabbach Ju., Rofalski K.-H. Power System Engineering Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment. Wiley VCH Verlag & Co, 2008. 337 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9783527622795>.
2. Gonen T. Electric Power distribution System engineering. CRC Press, 2007. 858 p.
3. Acha E., Agelidis V.G., Anaya-Lara O., Miller T.J.E. Power Electronic Control in Electrical Systems. Oxford: Newnes, 2002. 443 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-075065126-4/50006-7>.
4. European Smart Grids Technology Platform: vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. *European Commission*, 2006. 44 p.
5. Ягуп В.Г., Ягуп Е.В. Расчет параметров симметрично-компенсирующего устройства трехфазной системы электроснабжения на основе декомпозиции системы. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 6. С. 20–26. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.06.020>.
6. Ягуп В.Г., Ягуп Е.В. Аналітичний метод визначення умов повної компенсації реактивної потужності в системі електропостачання. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 6. С. 63–71. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.063>.
7. Zubair Ahmed Memon, Mohammad Aslam Uqaili, Mukhtiar Ali Unar. Design of Three-Phase Hybrid Active Power Filter for Compensating the Harmonic Currents of Three-Phase System. *Mehran University Research Journal of Engineering and Technology*. 2012. Vol. 31(2). Pp. 347–354.
8. Копылов И.П. Электрические машины. М.: Высшая школа, 2004. 607 с.

RESEARCH OF REACTIVE POWER COMPENSATION MODES IN THE ELECTRICAL SUPPLY SYSTEM WITH THE CASCADE OF TRANSFORMERS

V.G. Yagup¹, K.V. Yagup²

¹Kharkiv National Automobile and Highway University,

25, str. Yaroslava Mudrogo, 61002, Kharkiv, Ukraine,

e-mail: yagup.walery@gmail.com.

²National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute",

2, Kyrpychova str., 61002, Kharkiv, Ukraine.

The modes of reactive power compensation in the power supply system powered by a synchronous generator through a cascade of intermediate transformers have been studied. It is shown that the reactive component of the common complex resistance of the generator and the power transmission path can cause relatively large levels of reactive power in the system. Experiments show that this power remains in the system even after the application of transverse capacitive compensation, which is not able to provide full compensation of reactive power in a power supply system with a cascade of transformers. Under these conditions, the optimal value of the capacitance of the transverse compensation capacitor was found using the search optimization method on the computer model. The results of the study show the possibility of achieving the mode of full compensation of reactive power due to a relatively small increase in the capacity of the compensating capacitor, which provides transverse compensation. References 8, figures 6, table 1.

Key words: cascade of transformers, power transmission line, reactive power, full compensation, search optimization.

1. Schlabbach Ju., Rofalski K.-H. Power System Engineering Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment. Wiley VCH Verlag & Co, 2008. 337 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9783527622795>.
2. Gonen T. Electric Power distribution System engineering. CRC Press, 2007. 858 p.
3. Acha E., Agelidis V.G., Anaya-Lara O., Miller T.J.E. Power Electronic Control in Electrical Systems. Oxford: Newnes, 2002. 443 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-075065126-4/50006-7>.
4. European Smart Grids Technology Platform: vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. *European Commission*, 2006. 44 p.
5. Yagup V.G., Yagup E.V. Calculation of the parameters of a symmetrical-compensating device of a three-phase power supply system based on the decomposition of the system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2016. No 6. Pp. 20–26. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.06.020> (Rus).
6. Yagup V.G., Yagup K.V. Power compensation modes research in generalized electrical supply system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 6. Pp. 63–71. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.063> (Ukr).
7. Zubair Ahmed Memon, Mohammad Aslam Uqaili, Mukhtiar Ali Unar. Design of Three-Phase Hybrid Active Power Filter for Compensating the Harmonic Currents of Three-Phase System. *Mehran University Research Journal of Engineering and Technology*. 2012. Vol. 31(2). Pp. 347–354.
8. Kopylov I.P. Electric machines. Moskva: Vysshiaia shkola, 2004. 607 p. (Rus)

Надійшла 09.05.2024

Остаточний варіант 18.07.2024