

О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, В.Г. Гапанович, О.Б. Дудурич
Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра електричних станцій

ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ РЕАКТИВНОГО НАВАНТАЖЕННЯ МІЖ ГЕНЕРАТОРАМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З РІЗНОТИПНИМИ ЕНЕРГОБЛОКАМИ

О Міняйло О.С., Покровський К.Б., Гапанович В.Г., Дудурич О.Б., 2008

Розроблено методику та отримано діаграму оптимального розподілу реактивного навантаження між генераторами електростанції.

In work a method is developed and got the diagram of optimum partition of reactive load between the generators of power-station.

Постановка проблеми. Одним з найважливіших завдань керування енергосистемою є оптимізація режимів експлуатації енергообладнання підприємств та енергооб'єднань. Підвищення економічності роботи енергосистеми, ефективності використання паливних ресурсів – це комплексне багатofакторне завдання, розв'язання якого забезпечує зниження собівартості теплової та електроенергії, підвищення її якості та ефективності роботи енергосистеми.

Для досягнення максимальної ефективності використання паливних ресурсів необхідно розглянути весь складний комплекс процесів виробництва теплової та електроенергії – від паливовидобування і до споживання різних типів енергії. При тому можливості для зменшення витрат на виробництво, її передавання і споживання існують на кожному з етапів. Зменшення витрат паливних ресурсів на виробництво енергії на електростанціях – важлива складова цілого комплексу енергоощадних заходів, а ефективність видавання електроенергії в мережу на електростанціях – базове питання якісної експлуатації генерувальної частини енергосистеми.

Враховуючи такі міркування, важливою видається проблема оптимального розподілу навантаження між агрегатами електростанції, зокрема реактивного навантаження генераторів, особливо в умовах різнотипного обладнання енергоблоків, що виникає через необхідність застосування методів повузлової реконструкції зношеного обладнання, які визначають, іноді, значну неоднотипність витратних характеристик енергоблоків, на основі яких можна визначити оптимальне навантаження.

Аналіз останніх досліджень. На електростанціях України використовується переважно групове автоматичне регулювання збудження генераторів, теоретичні основи якого і принципи проектування викладено в [1]. У роботах, присвячених оптимальному розподілу реактивної потужності між синхронними та асинхронізованими турбогенераторами, надавали увагу індивідуальному розподілу реактивної потужності, оскільки характеристики цих генераторів значно різняться [2, 3]. У цих роботах розраховували розподіл на основі співвідношень, що було одержано аналітично.

Мета та задачі досліджень. У роботі ставиться завдання розробки методики чисельного визначення оптимального розподілу реактивних навантажень між блоками електростанції за умови різнотипності генераторів і неоднаковості схем приєднання до загальних шин. Математична модель умов розподілу реактивних потужностей враховує нелінійність кривих втрат від видавання потужності. Використання такої моделі для одержання оптимального розподілу можливе застосуванням чисельного методу розв'язання цих рівнянь.

Додаткову актуальність цій проблемі додає ситуація, в якій електростанції, що несуть реактивне навантаження для стабілізації напруги в енергосистемі, яке супроводжується додатковими втратами в електричному обладнанні, не отримують матеріальної компенсації за

отримані втрати – вони належать до собівартості електроенергії і не обліковуються окремо. Застосування індивідуального регулювання збудження на електростанціях дозволяє розв’язати подібне завдання в умовах використання сучасних мікропроцесорних регуляторів збудження із застосуванням ефективних алгоритмів керування розподілом реактивного навантаження.

Виклад основного матеріалу. Отже, розглянемо одну з можливих структурних схем ТЕС (рис. 1) з метою оцінювання втрат електроенергії від генерування реактивної потужності в енергосистему для пошуку алгоритму керування розподілом реактивного навантаження. Такі схеми трапляються порівняно рідко.

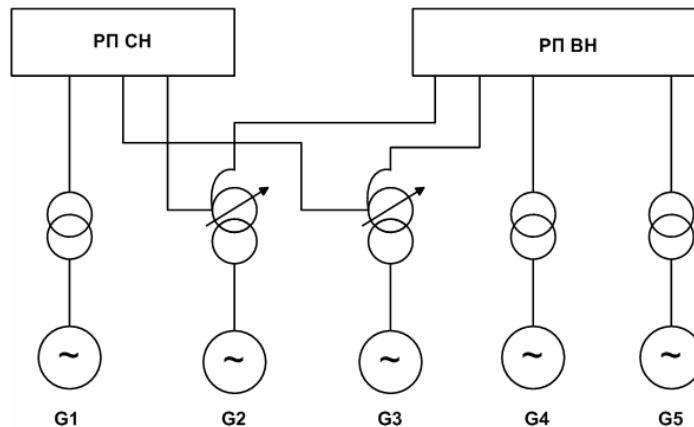


Рис. 1. Структурна схема електростанції

Номінальна потужність генераторів ТЕС становить: G1, G3 – 100 МВт, G2 – 120 МВт, G4, G5 – 150 МВт, що надає неоднотипності витратних характеристик обладнання енергоблоків та їх схем приєднань. Потужності генераторів, що під’єднано до шин ВН і СН, співмірні з потужностями генераторів, що під’єднано до шин ВН або СН. При тому враховуємо, що відносні значення напруг ВН і СН приблизно однакові, то оптимізацію реактивних навантажень виконаємо разом для всіх генераторів електростанції.

Для визначення втрат, що пов’язані з генеруванням реактивної потужності скористаємося такими припущеннями: 1. Розподіл активних навантажень генераторів не залежить від розподілу реактивних. 2. Нехтуємо втратами в сталі генераторів і трансформаторів, аналогічно [1]. Ці втрати загальні для обох складових потужності, але не пов’язані безпосередньо з реактивною складовою струму. Нехтування втратами в сталі генераторів і трансформаторів не може значно змінити значення загальних втрат і, отже, не може вплинути на остаточний висновок про допустимість нехтування цими втратами. Тому введення таких припущень потрібно вважати виправданими.

Втрати від реактивної потужності Q або реактивної складової струму I_Q можна записати

$$P_Q = P_{кз.Q} + P_{p.Q} + P_{тр.Q}, \quad (1)$$

де $P_{кз.Q}$ – сума втрат короткого замикання від протікання реактивного струму; $P_{p.Q}$ – втрати в роторі, зумовлені реактивною потужністю; $P_{тр.Q}$ – втрати в трансформаторах від протікання реактивної потужності, які визначаються відповідно [4]. Для визначення складової струму збудження генератора, що забезпечує генерування реактивної потужності, необхідно отримати різницю струмів ротора за номінального активного і реактивного навантаження ($i_{p,n}$), та при повністю активному навантаженні ($i_{p,x}$). Значення цих струмів отримують на основі векторної діаграми Потье за реальною характеристикою неробочого ходу та короткого замикання генератора.

У результаті, для кожного з генераторів, відповідно до схеми приєднань до мережі, можна отримати рівняння для i -го генератора з реактивною потужністю Q_i вигляду

$$P_i = f(Q_i). \quad (2)$$

Аналітичні залежності цих втрат можна отримати апроксимацією кривих втрат методом найменших квадратів.

Для зручності оцінювання реактивного навантаження електростанції введемо коефіцієнт

$$K_Q = \frac{Q_c}{Q_n}, \text{ де } Q_c - \text{ сумарне поточне реактивне навантаження електростанції, } Q_n - \text{ сума}$$

номінальних реактивних потужностей генераторів.

Для визначення оптимального розподілу реактивного навантаження електростанції між окремими генераторами скористаємося методами розв'язання оптимізаційних задач. Задача оптимізації розподілу реактивної потужності між генераторами можна сформулювати так: необхідно знайти такі значення реактивних потужностей генераторів (або коефіцієнтів K_Q) за наперед відомою сумарною реактивною потужністю електростанції Q_c , щоб сумарні втрати від реактивної потужності були мінімальними. Такого типу задача має назву оптимізації режиму.

З математичного погляду задача оптимізації зводиться до визначення мінімального, в нашому випадку, значення певного критерію оптимальності – “функції цілі” $F(x)$ за наявності певних обмежень, що накладаються на компоненти n -мірного вектора фізичних величин (у нашому випадку вектора реактивних потужностей генераторів) системи, яка оптимізується.

Оптимальний режим досягається за рахунок економічного розподілу реактивних потужностей між увімкненими в роботу джерелами (генераторами) з урахуванням втрат в трансформаторах. Загальними методами розв'язування задач оптимізації є методи математичного програмування, у разі нелінійності функції цілі – методи нелінійного програмування, один з яких – метод неозначених множників Лагранжа [6]. Для визначення екстремуму цільової функції із накладеними обмеженнями на її множники у вигляді рівності (4) необхідно використати функцію Лагранжа вигляду

$$L(\vec{Q}, \vec{I}) = P(\vec{Q}) + w(\vec{Q}) \cdot \vec{I}, \quad (3)$$

де \vec{Q} – вектор реактивних потужностей генераторів станції; $\vec{P}(\vec{Q})$ – вектор-функція втрат активної потужності на генерування реактивної, $\vec{w}(\vec{Q})$ – вектор накладених обмежень; $\vec{\lambda}$ – вектор неозначених множників Лагранжа.

Функція обмежень у цьому разі матиме вигляд

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_c, \quad (4)$$

де Q_i – реактивна потужність i -го генератора; Q_c – сумарна реактивна потужність станції.

Для визначення приростів втрат на одиницю реактивного навантаження i -го генератора визначимо функцію, як похідну за Q від $\vec{P}(\vec{Q})$, що має вигляд

$$\frac{\partial P_i}{\partial Q_i} = a_i, \quad P_i = A Q + B Q^3,$$

– результат апроксимації функції втрат.

Відповідно до умови екстремуму втрат, що відповідає рівності приростів втрат

$$I = a_1 = a_2 = \dots = a_n, \quad (5)$$

$$a_i = 3BQ_i^2 + A. \quad (6)$$

У результаті можна отримати систему рівнянь у сукупності з (4) для кожного з генераторів:

$$\begin{aligned} 3B_1 Q_1^2 + A_1 - 3B_2 Q_2^2 - A_2 &= 0; \\ 3B_{n-1} Q_{n-1}^2 + A_{n-1} - 3B_n Q_n^2 - A_n &= 0; \end{aligned} \quad (7)$$

Таку систему рівнянь можна розв'язати одним з числових методів. Застосуємо метод Ньютона для системи нелінійних рівнянь. Якщо позначити через \vec{Q} вектор реактивних потужностей генераторів станції, а через $f(\vec{Q})$ – систему рівнянь (7), то можемо отримати

$$\vec{Q}^{(k+1)} = \vec{Q}^{(k)} - \left(\overset{\vee}{W}(\vec{Q}^{(k)}) \right)^{-1} \cdot f(\vec{Q}^{(k)}), \quad (8)$$

де $\vec{Q}^{(k)}, \vec{Q}^{(k+1)}$ – значення вектора \vec{Q} на, відповідно, k-му та k+1-му кроці ітерації, $\overset{\vee}{W}$ – матриця Якобі вектор-функції $f(Q)$.

У результаті отримуємо діаграму для визначення оптимального розподілу реактивної потужності між генераторами електростанції за наперед заданою сумарною реактивною потужністю. Результат отримується у вигляді числових значень, що відповідають реактивному навантаженню кожного з генераторів залежно від сумарного навантаження станції (рис. 2).

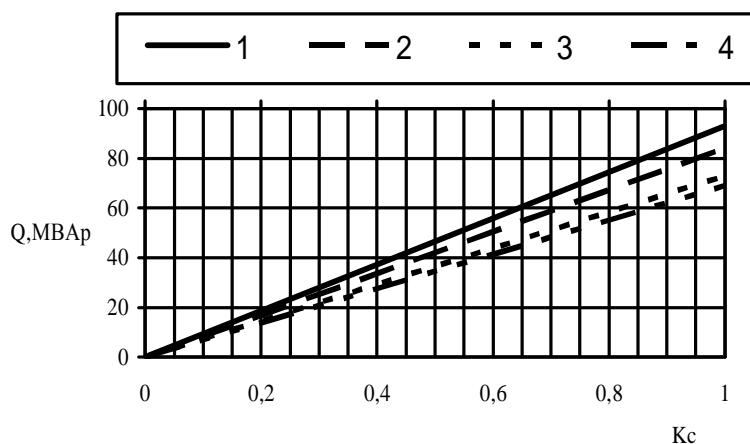


Рис. 2. Діаграма оптимального розподілу реактивних навантажень між генераторами електростанції

Тут показано залежність оптимального значення реактивної потужності генератора (1- G4,G5; 2-G2; 3-G1; 4-G2) від коефіцієнта K_c . Отримана залежність дає змогу слідкувати за наявним розподілом реактивного навантаження між генераторами електростанції.

Економічна ефективність від застосування оптимального розподілу реактивного навантаження може бути орієнтовно оцінена економією електроенергії в 660МВт•г протягом року у разі, якщо час встановленої потужності $T_{вст}=5000г$ порівняно з рівномірним розподілом.

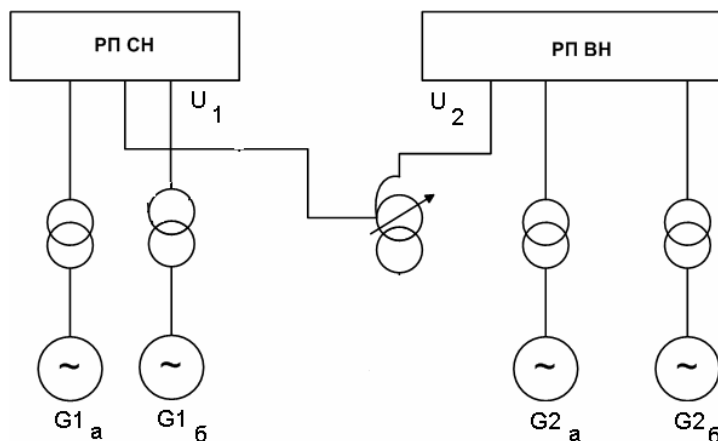


Рис. 3. Станція з різнотипними генераторами і двома напругами РП

Як приклад додатково розглянемо електростанцію з двома напругами на стороні підвищеної напруги, де шини цих напруг з'єднані через автотрансформатор. Такі схеми застосовують на більшості електростанцій (рис. 3).

Якщо групи генераторів $G_{1,a,b}$ і $G_{2,a,b}$ забезпечують необхідні задані напруги на шинах U_1 і U_2 , то перетоку реактивної потужності через автотрансформатор не буде, за винятком реактивних навантажень на стороні третинної обвитки автотрансформатора. У такому разі оптимізацію розподілу реактивної потужності необхідно виконувати окремо для двох груп генераторів. У разі видавання потужності генераторів $G_{1,a,b}$ на шини РП ВН, необхідно оптимізувати розподіл всіх генераторів електростанції разом.

Висновки. Внаслідок виконаних досліджень розроблено методику розрахунку оптимальних значень реактивних навантажень генераторів електростанції на основі розв'язання оптимізаційної задачі методом нелінійного програмування. За допомогою цієї методики отримано діаграму оптимального розподілу реактивних навантажень генераторів, що може бути реалізована виконавчими органами автоматичних регуляторів збудження генераторів.

Росман Л.В. Групповое управление возбуждением синхронных генераторов гидроэлектростанций. – М., Л.: ГЭИ, 1962. – 167 с. 2. Миняйло А.С., Олексин В.П. Экономное распределение реактивных нагрузок между синхронными и асинхронизированными турбогенераторами // Вестн. Львов. политехн. ин-та. – 1986. – № 204. – С. 48–51. 3. Олексин В.П., Матвийчук А.Н., Миняйло А.С. Управление режимами совместной работы асинхронных и асинхронизированных турбогенераторов // Электрические станции. – 1989. – № 2. – С. 7–9. 4. Росман Л.В. Об учете потерь при автоматическом распределении реактивной нагрузки между генераторами электростанции // Электрические станции. – 1959. – № 6. – С. 33–35. 5. Миняйло А.С. Определение потерь от реактивной мощности в блоках с АСТГ // Энергетика и электрификация. – 1994. – № 6. – С. 4–7. 6. Перхач В.С. Математические задачи электроэнергетики. – Львов: Вища шк., 1982. – 380 с.

УДК 621.313.322-81;621.311.22

О.С. Міняйло, О.І. Маврін, К.Б. Покровський, А.В. Чабан
Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра електричних станцій

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ АСИНХРОНІЗОВАНОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА У ФАЗНИХ КООРДИНАТАХ

О Міняйло О.С., Маврін О.І., Покровський К.Б., Чабан А.В., 2008

Побудовано математичну модель асинхронізованого турбогенератора з розподіленими параметрами у фазних координатах.

The mathematical model of asynchronized turbogenerator is in-process developed with the up-diffused parameters in phaze coordinates.

Постановка проблеми. Застосування асинхронізованих турбогенераторів (АСТГ) в енергосистемах на сучасному етапі залишається актуальною проблемою через зростання нерівномірності графіків навантаження енергосистеми. Досвід експлуатації АСТГ засвідчує високу ефективність роботи таких генераторів в режимах глибокого споживання реактивної потужності під час денних та нічних знижень навантаження та під час використання асинхронного режиму генератора для підвищення надійності роботи електростанції [1]. Для дослідження режимів роботи енергосистем з