

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПО ЛІНІЇ 750 кВ

Бондаренко В. О., Довгалюк О. М., Бондаренко Р. В.

Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

Досліджено залежність зміни напруги у вузлах електричної мережі 750 кВ від довжини лінії електропередачі та значення потужностей, що по ній протікають, проаналізована робота лінії 750 кВ при різних варіантах встановлення компенсуючих пристроїв на підстанціях, досліджені можливості впровадження сучасних систем автоматизації для підвищення ефективності керування потужністю в електроенергетичній системі.

Постановка проблеми. Як свідчить аналіз сучасного стану електричних мереж, існує об'єктивна необхідність в оптимізації режимів їх роботи, удосконалення принципів побудови мереж за рівнями напруги та видами виконання, комплексній автоматизації, підвищенні надійності, якості та ефективності функціонування мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечить ефективне управління, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж [1, 2].

Завдання проектування електричних систем та мереж полягає у розробці та обґрунтуванні рішень, що визначають розвиток електричних систем та мереж, за найнижчими витратами на постачання споживачів енергією при забезпеченні технічних обмежень на надійність електропостачання та якості електроенергії, з урахуванням економічних, екологічних та соціальних вимог [3, 4]. Ці та інші проблеми вимагають свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку електричних мереж.

У наш час постійного розвитку та впровадження нових технологій питання виробництва та передачі електроенергії стає все більш актуальним. Система передачі повинна бути своєчасно адаптована до будь-яких змін у структурі виробництва та споживання електроенергії, але не зменшуючи її основні показники – якість та надійність енергопостачання від джерела до споживача [5].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Виконаний аналіз літературних джерел [1-4] показав, що проблемою відхилень напруг від нормативних значень у вузлах мережі та у кінцевих споживачів займаються багато науковців та багато проектних інститутів.

З розвитком комп'ютерної техніки та програмного забезпечення питання автоматизації поступово вирішується на багатьох об'єктах енергетики, але досі не вирішене питання об'єднання усіх елементів ЛЕП в одне ціле під контролем однієї інтелектуальної системи, але така концепція вже існує і називається вона - "Smart Grid" [6]. Однак, не дивлячись на велику кількість публікацій, та усі переваги запропонованої концепції, ця ідея ще не має відповідного програмного забезпечення та конструктивного виконання для її впровадження.

Мета статті. У статті виконано дослідження рівнів напруги у вузлах електричної мережі 750 кВ та проаналізовано вплив потужності та місця розташування КП на режим мережі.

Основні матеріали дослідження. Нормальний режим роботи електропередачі (ЕП) характеризується величинами активної і реактивної потужностей і напругами у передавальному і приймальному кінці, а також у проміжних точках і кутом зсуву напруги за фазою біля її кінців.[7]

Вихідною величиною для розрахунку поточкорозподілу є потужність зв'язку з системою, а для режиму напруг – генераторна напруга високої сторони ЕП.

Для дослідження поточкорозподілу потужностей та їх впливу на рівень напруги у вузлах мережі була прийнята до розрахунку модель лінії електропередачі 750 кВ довжиною 800 км із двома проміжними підстанціями та з підключеною електростанцією з одного боку і з приймальною системою – з іншого (рис.1).

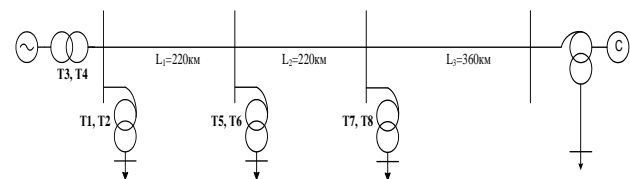


Рисунок 1 – Схема електропередачі 750кВ

Було досліджено роботу лінії без включення компенсуючих пристроїв (КП) у режимі максимальних навантажень (рис.2) та мінімальних навантажень (рис.3).

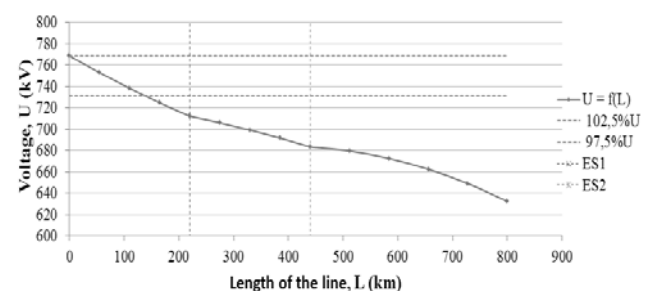


Рисунок 2 – Рівні напруги в мережі у максимальному режимі без застосування КП

На рис. 2 зображено графік залежності рівня напруги від довжини лінії та її елементів. На початку лінії, на виводі обмоток ВН трансформаторів рівень напруги становить 768,5 кВ, але у зв'язку з впливом активних та реактивних опорів лінії, а також з врахуванням втрат на коронні розряди, а головне – у зв'язку

з дефіцитом реактивної потужності, рівень напруги на підстанції, що знаходиться на відстані 200 км від електростанції становить всього 710 кВ, а на ПС2 – 683 кВ, на прийомній підстанції (у кінці електропередачі) – 632 кВ.

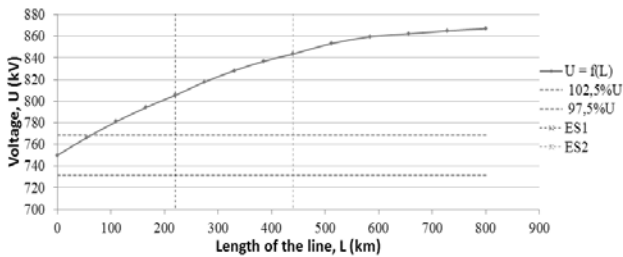


Рисунок 3 – Рівні напруги у мережі у мінімальному режимі без застосування КП

Аналіз графіка, що зображений на рис. 3, показав, що у кінці лінії електропередачі напруга поступово зростає: на початку лінії напруга дорівнює 750 кВ, але на прийомній підстанції (у кінці електропередачі) рівень напруги становить 857,6 кВ.

Як відомо, причиною такої зміни напруги (рис. 2, 3) вздовж лінії є реактивна потужність, яка є незкомпенсованою.

Для забезпечення генерації реактивної потужності у режимі максимальних навантажень можна використовувати різні типи компенсуючих пристроїв, але одними з найефективніших є статичні тиристорні компенсатори. Вони регулюють рівень напруги в електричних мережах, що призводить до зміни споживання активного та реактивного навантаження приймача електроенергії згідно їх статичних характеристик

$$P = f(U); Q = f(U). \quad (1)$$

Потужність компенсуючих пристроїв можна визначити за формулою, яка не враховує зміну потужностей за статичними характеристиками

$$Q_{СК} = \frac{U_{2Ж} - U_{2Ф}}{X} \cdot U_{ном}, \quad (2)$$

де $U_{2Ж}$ – бажана напруга;
 $U_{2Ф}$ – фактична напруга;
 $U_{ном}$ – номінальна напруга;
 X – опір ділянок повітряних ліній (ПЛ).

На основі розрахунків обираємо 3 статичних тиристорних компенсатори типу СТКМ-160. При цьому оптимальною є установка цих компенсаторів на прийомній підстанції з боку обмотки низької напруги автотрансформатора і на проміжній підстанції ПС 1 [7].

У режимі мінімальних навантажень застосування паралельно включених реакторів покращує розподіл напруги уздовж лінії та на її кінцях [7].

Потужність шунтуючого реактора, необхідну для компенсації реактивної потужності, можна визначити за формулою:

$$Q_{шр} = b_{01} \cdot U^2 \cdot L_1 + b_{02} \cdot U^2 \cdot L_2 + b_{03} \cdot U^2 \cdot L_3. \quad (3)$$

Для електропередачі напругою 750 кВ розроблені типові реактори 3 РОДЦ-110000/750. Для лінії, що розглядається, обґрунтовано, що для установки необхідно 5 груп реакторів ШР 3×110 Мвар [8].

Змінюючи місця розташування по вузлах електропередачі пристроїв компенсації та їх кількість, визначаємо найбільш ефективну комбінацію. Результати розрахунків найкращих варіантів розташування пристроїв компенсації представлені у вигляді графіків на рис. 4, рис.5.

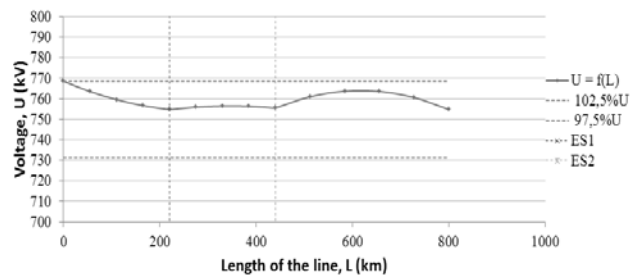


Рисунок 4 – Рівні напруги у мережі в режимі максимальних навантажень із застосуванням КП за схемою (1+0+2)

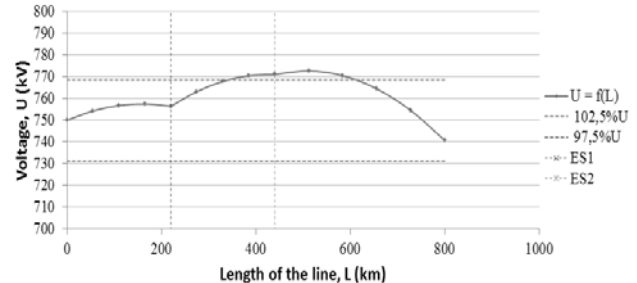


Рисунок 5 – Рівні напруги у мережі в режимі максимальних навантажень із застосуванням КП за схемою (0+1+0+1)

Як видно з рис. 4 та рис. 5, відхилення напруги не виходить за межі встановлених норм. При застосуванні даної схеми втрати в мінімальному режимі будуть мати більш низькі значення відносно втрат при використанні інших варіантів розстановки.

Дослідження роботи лінії із використанням компенсуючих статичних компенсаторів показує яким чином здійснюється регулювання напруги у мережі в залежності від збурень, що створюються перетоками потужностей. Окрім досліджених засобів компенсації на практиці також застосовуються синхронні компенсатори, прилади поперечної компенсації, конденсаторні батареї та спеціальні шунтуючі реактори трансформаторного типу.

Для того, щоб енергетична система була в змозі самостійно відновлюватися від збурень, що виника-

ють, необхідно її повністю автоматизувати, використовуючи передові методи та технології, а також програмне забезпечення. [2].

Виникла нагальна необхідність у розробці нових підходів щодо керування зростаючими та різноплановими, за інтенсивністю і напрямками, потоками паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), що дозволяє безпечно та ефективно їх використовувати в існуючих і майбутніх енергетичних системах, зокрема, необхідно відзначити актуальність розробки положень концепції Smart Grid та її адаптації до українських реалій.

У рамках концепції Smart Grid інтелектуальна електроенергетична система розглядається як єдина мережа інформаційно-керуючих систем, що забезпечує [6]:

- інтеграцію всіх видів генерації (у тому числі малої генерації) і будь-які типи споживачів (від домашніх господарств до великої промисловості) для ситуаційного керування попитом на їхні послуги та забезпечення активної їх участі у роботі енергосистеми;
- зміну в режимі реального часу параметрів і топології мережі за поточними режимними умовами, виключаючи виникнення та розвиток аварій;
- розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання широкого спектру послуг суб'єктами ринку;
- мінімізацію втрат, розширення самодіагностики і самовідновлення при дотриманні умов надійності та якості електроенергії;
- інтеграцію електромережевої та інформаційної інфраструктури для створення всережимної системи керування з повномасштабним інформаційним забезпеченням [6].

На основі опису даної концепції можна дати досить чітке визначення інтелектуальної мережі як сукупності підключених до генеруючих джерел і електроустановок споживачів програмно-апаратних засобів, а також інформаційно-аналітичних і керуючих систем, що забезпечують надійну і якісну передачу електричної енергії від джерела до приймача в потрібний час і в необхідній кількості.

Висновки. Впровадження сучасних технологій та концепцій у енергетику дозволить створити надійну інтелектуальну систему, тим самим забезпечивши якісною електроенергією споживача, та зменшити втрати у мережі, а також підвищити ефективність генеруючих вузлів.

Розглянуті засоби керування є сучасними та адаптивними, тому їх рекомендовано використовувати у будівництві нових, сучасних електричних мереж усіх класів напруг.

Список використаних джерел

1. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д. А. Арзамасцев, А. Н. Холен, П. И. Барголомей. – М.: Наука, 1983. – 256 с.
2. Добровольська Л. Н. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії / Л. Н. Добровольська, В. О. Лесько, В. В. Черкашина. – Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. – 208 с.

3. Черемісін М. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: посібник для вищих навчальних закладів / М. М. Черемісін, В. М. Зубко. – Х.: Факт, 2005. – 192 с.

4. Совалов С. А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С. А. Совалов., В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.

5. Dai C. "On the voltage profile of distribution feeders with distributed generation" / C. Dai, Y. Baghzouz // Proc. IEEE/PES General Meeting, IEEE, Volume: 2, 13-17. – July 2003. – pp. 1136-1140.

6. Сайт кафедри ЕП КПІ ім. Ігоря Сікорського [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://ep.kpi.ua/uk/node/22>

7. Барбашов И. В. Основы анализа установившихся режимов электрических систем и сетей: Учебное пособие / И. В. Барбашов, Ю. Н. Веприк, В. В. Черкашина, О. В. Шутенко. – Харьков: НТУ "ХПИ", 2010.

8. Ананичева С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное электронное текстовое издание / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин, С. Н. Шелог. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ-ВПО УГТУ. – УПИ, 2005. – 52 с.

Аннотация

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЛИНИИ 750 КВ

Бондаренко В. Е., Довгальук О. Н.,
Бондаренко Р. В.

Исследована зависимость изменения напряжений в узлах электрической сети 750 кВ от длины линии электропередачи и от значения мощностей, которые по ней протекают, проанализирована работа линии 750 кВ при разных вариантах установки компенсирующих устройств на подстанциях, проанализирована возможность внедрения современных систем автоматизации для повышения эффективности управления мощностью в электроэнергетической системе.

Abstract

OPTIMIZATION OF POWER TRANSMISSION MODE 750 KV

V. Bondarenko, O. Dovgalyuk,
R. Bondarenko

The dependence of the voltage change in the nodes of the power electric network 750 kV on the length of the transmission line and on the value of the capacities passing through it is analyzed, the work of the 750 kV line has been analyzed for different variants of the installation of compensating devices at substations, the possibilities of the introduction of modern automation systems to increase the efficiency of power management in the electric power system.