

## КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Грицюк І. В.

Вінницький національний технічний університет

*Розглянуто особливості компенсації реактивної потужності в локальних електричних системах з врахуванням сучасних технічних і економічних умов.*

**Постановка проблеми.** Останні роки і на перспективу в Україні спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих джерел електроенергії. Причому частка останніх в енергобалансі енергосистем зростає і в деяких електричних мережах вже сьогодні досягає 20–30 відсотків і більше. До місцевих джерел електроенергії, що працюють безпосередньо в мережах 10–6–0,4 кВ, відносяться як традиційні джерела невеликої потужності, так і альтернативні. Як альтернатива традиційним розвиваються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ) (вітрові (ВЕС) і сонячні (СЕС) електростанції та малі гідроелектростанції), когенераційні установки, газотурбінні та парогазові установки та ін. Таким чином, розподільна електрична мережа (РЕМ) поступово перетворюється в мережу з характерними особливостями для локальної електричної системи (ЛЕС), яка отримує живлення як від власних розосереджених джерел електроенергії (РДЕ), так і від централізованого джерела – електроенергетичної системи (ЕЕС). На рис. 1 наведено такий приклад.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Разом з тим РЕМ енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання. Розбудова в них розосереджених джерел електроенергії породжує нові нехарактерні для минулого періоду задачі [1]. Окрім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід від оптового ринку електроенергії до балансуючого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами. Отже, актуальним є дослідження впливу розосередженого генерування електроенергії на режими електричних мереж. Серед основних технічних задач тут є задачі підтримання балансу активної і реактивної потужностей в ЛЕС та оптимізація розосередженого генерування активної і реактивної потужностей. Розв'язанню цих задач присвячено ряд робіт [1–4].

**Мета статті.** Метою даної статті є дослідження умов компенсації реактивної потужності в локальній електричній системі з врахуванням сучасних тенденцій щодо вирішення цієї проблеми.

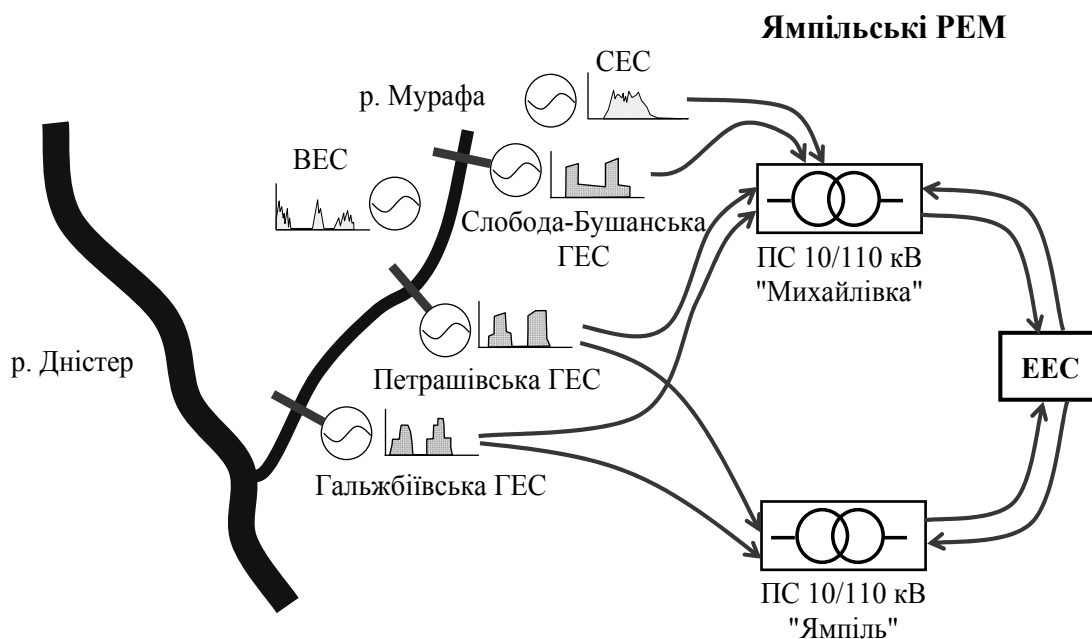


Рисунок 1 – Електрична мережа зі змішаним електропостачанням

**Основні матеріали дослідження.** Реактивну потужність і проблеми, пов'язані з її транспортуванням, перше, що слід констатувати, без генерування і передачі реактивної потужності не можливе генерування і передача активної потужності. Отже, слід говорити

тільки про надлишковість реактивної потужності під час її транспортування від джерел до споживачів і наслідки, до яких ця надлишковість призводить.

На рис. 2 наведені основні негативні фактори, що викликаються передачею реактивної потужності еле-

ментами електричної мережі. Слід відмітити, що вони проявляються в мережах як локальних, так і "великих" електричних систем. Проте масштаби і вплив їх на техніко-економічні показники різні. З цим необхідно рахуватися, вибираючи засоби і способи компенсації реактивної потужності (КРП) в ЛЕС і ЕЕС.

Серед факторів впливу реактивної потужності особливо місце займає збільшення втрат електроенергії. Пояснюється це відносною простотою оцінювання його в грошовому вигляді. З використанням додаткових втрат електроенергії від потоків реактивної потужності і оптимізації їх з метою зменшення побудована чинна на сьогодні методика КРП [5], яка нині переробляється і вдосконалюється оскільки в ній практично не враховані інші фактори впливу транспортування реактивної потужності на режими електричних мереж. Разом з тим для ЕЕС, а для ЛЕС особливо, зменшення пропускної здатності елементів електричної мережі, вплив на стійкість вузлів навантаження і погіршення якості електроенергії через потоки реактивної потужності є не менш важливими. Розуміння цього зустрічається в багатьох публікаціях, зокрема [6].

Ключовим в [6] є використання під час обґрунтування рівня КРП значення співвідношення активної і

реактивної потужностей в точках балансу, тобто  $\operatorname{tg} \varphi$ . Зокрема, складові, якими визначається підвищуючий (понижуючий) коефіцієнт до тарифу визначаються в залежності від співвідношення між активною і реактивною потужностями. Наприклад, складова підвищення тарифу за споживання реактивної потужності під час годин максимуму навантаження визначається за формулою:

$$P_{\sigma} = 0,2(\operatorname{tg} \varphi_{\phi} - \operatorname{tg} \varphi_{н}) d_{\sigma}, \quad (1)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_{\phi}$ ,  $\operatorname{tg} \varphi_{н}$  – відповідно середнє значення фактичного коефіцієнта реактивної потужності під час годин максимуму навантаження і граничне значення коефіцієнта реактивної потужності, яке встановлюється розрахунковим шляхом з врахуванням всіх технічних параметрів мережі, які забезпечують надійність і економічність її режимів та якість електроенергії;

$d_{\sigma}$  – відношення електричної енергії, спожитої в годину максимуму навантаження, до загального об'єму електроенергії, спожитої за звітний період.

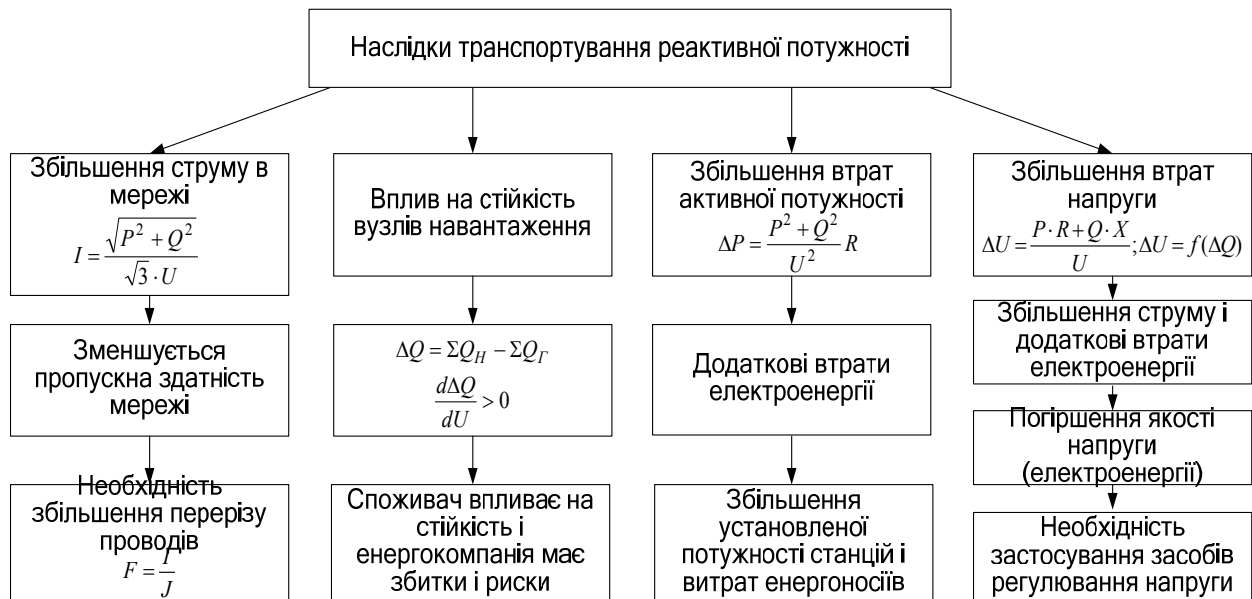


Рисунок 2 – Наслідки передачі надлишкової реактивної потужності

Базові (нормативні) значення коефіцієнта реактивної потужності  $\operatorname{tg} \varphi_{н}$  визначаються в залежності від номінальної напруги мережі, до якої підключений споживач: для напруги 6–10 кВ  $\operatorname{tg} \varphi_{н} = 0,4$ , для напруги 0,4 кВ  $\operatorname{tg} \varphi_{н} = 0,35$ .

Регулювання реактивної потужності в точках балансування. Згідно викладеного підходу, коли контролюється  $\operatorname{tg} \varphi$ , регулювання реактивної потужності повинно здійснюватися у відповідності до зміни активної потужності.

В ЛЕС з метою формування умов оптимальності функціонування РДЕ можуть ставитися ряд оптимізаційних задач [4]. Важливим аспектом, що обов'язково має враховуватися є те, що керування ВДЕ під час їх експлуатації підпорядковане розв'язанню головного

завдання – отримання максимального прибутку від реалізації виробленої електроенергії, особливо після введення "зеленого" тарифу.

Найбільш актуальною, враховуючи специфіку забезпечення рентабельності ВДЕ, є задача оптимізації добових режимів ВДЕ з урахуванням режимів умовно-керуваних джерел (таких як СЕС, ВЕС) для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ. Керування потужністю ВДЕ здійснюється з метою зменшення залежності ЛЕС від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації електроенергії, яку ЛЕС отримує від ЕЕС. Для забезпечення стійкості ЛЕС у періоди максимального (мінімально-

го) споживання, або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання, коли варіювання параметрів генерування ВДЕ може призводити до порушення обмежень на параметри режиму системи, актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого графіка централізованого електропостачання.

У відповідності до кожної задачі на певному інтервалі часу в ЛЕС з ЕЕС споживається  $W_a$  активної електроенергії. Відповідне економічне значення реактивної енергії визначається за формулою:

$$W_{pe} = tg\varphi_e W_a, \quad (2)$$

де  $tg\varphi_e$  – економічне значення коефіцієнта потужності, яке може відрізнятися від відповідного свого базового значення  $tg\varphi_n$  на певну величину.

Значення  $tg\varphi_e$  визначається розрахунковим шляхом з умов оптимальності режимів ЛЕС з врахуванням технічних і економічних обмежень. Його допустиме відхилення від базового значення  $tg\varphi$  узгоджується з енергосистемою. Це здійснюється за результатами розрахунків оптимальних режимів ЕЕС.

Значення  $tg\varphi_e$  в системі автоматичного регулювання реактивної потужності в ЛЕС використовується як уставка регулятора потужності компенсуючих установок (КУ). Задаючою величиною є поточне значення активної потужності, що споживається з ЕЕС, або графік її споживання. Зона нечутливості (оптимальності) регулювання потужності КУ визначається з аналізу результатів розв'язування прямої і зворотної задачі чутливості оптимальних рішень.

Особливістю КРП в ЛЕС є те, що РДЕ можуть бути з синхронними і асинхронними генераторами. Відповідно вони можуть генерувати або споживати реактивну потужність. Постає задача координування режимів роботи РДЕ з метою забезпечити на границі балансової приналежності, як правило, в точках примикання ЛЕС і ЕЕС, розрахунковий  $tg\varphi_e$ . Це можливо реалізувати за допомогою системи автоматичного керування, побудованої з використанням *SMART Grids* технологій.

*SMART Grids* надає можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й "підганяючи" під оптимальний графік сукупного генерування активної і реактивної потужності. У перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування РДЕ. Застосування *SMART Grid* в ЛЕС для оптимізації режимів РДЕ дозволяє розв'язуватися задачу комплексно на підставі запропонованих в [4] умов оптимальності.

**Висновки.** З метою оптимізації рівня компенсації реактивної потужності в ЛЕС на границі балансової приналежності необхідно підтримувати засобами автоматичного керування економічне значення коефіцієнта реактивної потужності. Основою для розрахунку економічного значення споживання реактивної

енергії є нормативне значення коефіцієнта реактивної потужності і значення споживання активної потужності в точці її обліку.

Технічними границями споживання і генерування реактивної енергії є нормативні значення коефіцієнтів реактивної потужності.

## Список використаних джерел

1. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3-7.
2. Кириленко О. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / О. В. Кириленко, А. В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ. – 2010. – С. 10–16.
3. Праховник А. В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2010. – №2. – С. 42–52.
4. Лежнюк П. Д. Особливості роботи відновлюваних джерел енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Відновлювана енергетика XXI століття : XII міжнарод. наук.-практ. конф.: Матеріали конференції. – Крим, 2011. – С. 42–46.
5. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами / Нормативний акт Міністерства енергетики України // Офіційний вісник України. – 1998. – №1. – С. 174–193.
6. Железко Ю. С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности / Ю. С. Железко // Новини енергетики України. – 2008. – №8. – С. 45–49.

## Аннотация

### КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЛОКАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Грицюк И. В.

*Рассмотрено особенности компенсации реактивной мощности в локальных электрических системах с учетом современных технических и экономических условий.*

## Abstract

### REACTIVE POWER COMPENSATION IN LOCAL ELECTRIC SYSTEM

P. Lezhnyuk, V. Kulyk, I. Grytcyuk

*Features of reactive power compensation in local electric systems taking into account modern technical and economic conditions are observed.*