

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА РАЙОННІЙ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ, ЯКА ЖИВИТЬСЯ МАГІСТРАЛЬНОЮ ЛІНІЄЮ

Соломчак О.В., к.т.н., доцент, Соломчак А.О., магістр

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, кафедра електропостачання та електрообладнання промислових підприємств

Вступ. Питанню компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергопостачальних компаній приділяється недостатньо уваги. Районні підстанції практично не обладнані засобами компенсації реактивної потужності. А ті що встановлені, використовуються для підвищення напруги на віддалених підстанціях без врахування їх впливу на втрати електроенергії в мережі. Така ситуація скалась через те, що енергопостачальні компанії не платять за перетоки реактивної потужності, а вартість втрат електроенергії відносять на валові витрати і закладають в тариф на відпущену електроенергію.

Мета роботи проаналізувати ефективність компенсації реактивної потужності на районних підстанціях енергопостачальних компаній, порівняти варіанти з встановленням нерегульованих і ступінчасто регульованих конденсаторних установок.

Матеріали досліджень. Для аналізу було вибрано частину електричної мережі 35-110 кВ. Об'єктом досліджень було вибрано районну підстанцію 35/10 кВ з двома двообмотковими трансформатори потужністю 4 МВ·А. Живлення досліджуваної ПС здійснюється від ПС 110/35/10 кВ магістральною лінією 35 кВ з двома проміжними підстанціями 35/10 кВ. Основними споживачами підстанції є сільськогосподарський район. Промислові споживачі відсутні.

Для виконання досліджень на вводах 10 кВ підстанції було встановлено сучасні електронні лічильники, які дозволили отримати повну картину споживання електроенергії за 12 місяців. Лічильники фіксували півгодинну середню активну і реактивну потужності.

Для аналізу режимів розподільних електричних мереж, розрахунку втрат електроенергії важливим є інформація про добові і річні графіки електричних навантажень районних підстанцій.

Як видно з ряду добових графіків (рис. 1) трансформатора Т1 за 2 квартал 2016 року форма графіків активної та реактивної потужності є різною, також відрізняється час настання максимального навантаження. Для активної потужності максимум характерний у вечірній час з 20 до 23 год, а для реактивної у день з 10 до 13 год.

Відрізняються також графіки у робочі і вихідні дні. Так у вихідні дні графік реактивної потужності практично рівномірний без максимумів, а для активного характерне зменшення навантаження у нічний період на $\approx 40\%$ і зростання у вечірній час на $\approx 50\%$. В робочі ж дні максимальне навантаження перевищує мінімальне приблизно 3 рази.

Добові графіки з мінімальним і максимальним добовим споживанням електроенергії подані на рис. 2.

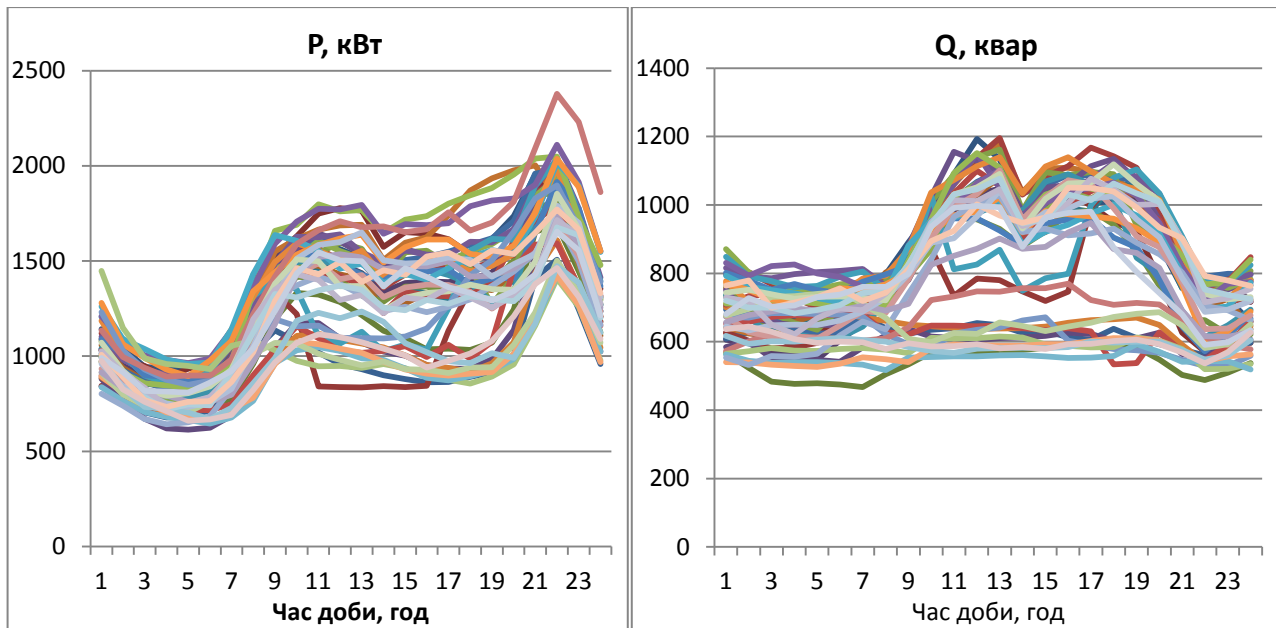


Рисунок 1 – Статистика добових графіків реактивної потужності трансформатора Т1 за 2 квартал 2016

Аналіз річного відпуску електроенергії (рис. 3) показує характерне збільшення споживання активної електроенергії в зимовий період і зростання реактивної в літній, що спричинено зростанням втрат неробочого ходу великої кількості трансформаторів 10/0,4 через підвищення напруги в літній період. Середньорічний коефіцієнт потужності по підстанції склав 0,876.

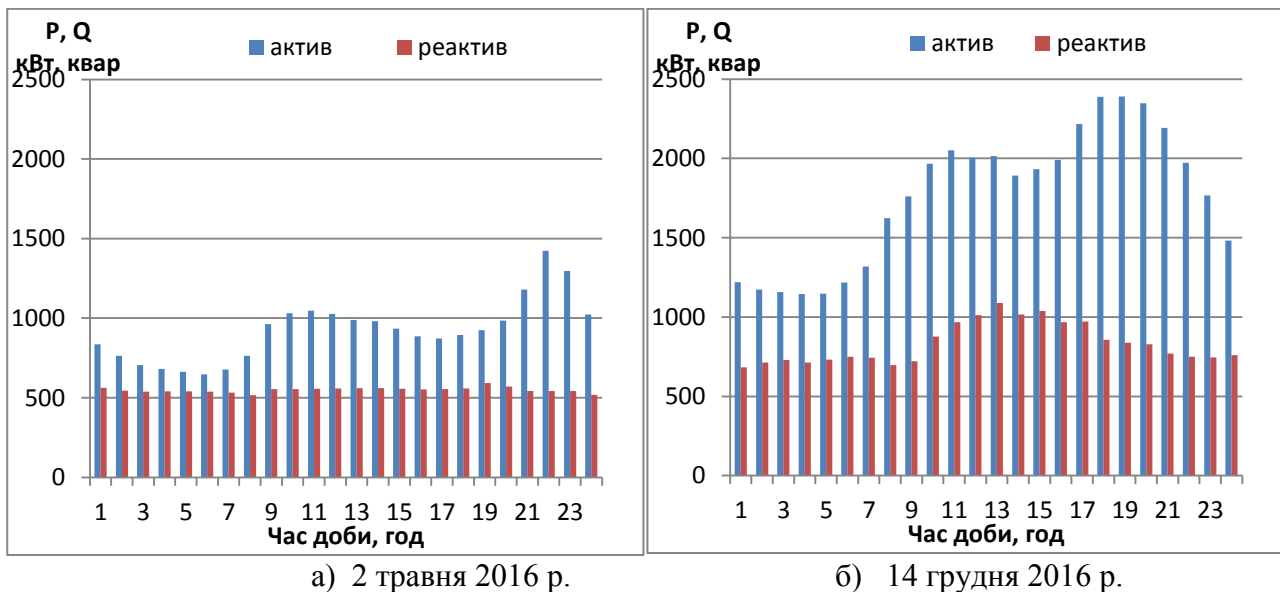


Рисунок 2 – Добові графіки навантажень трансформатора Т1

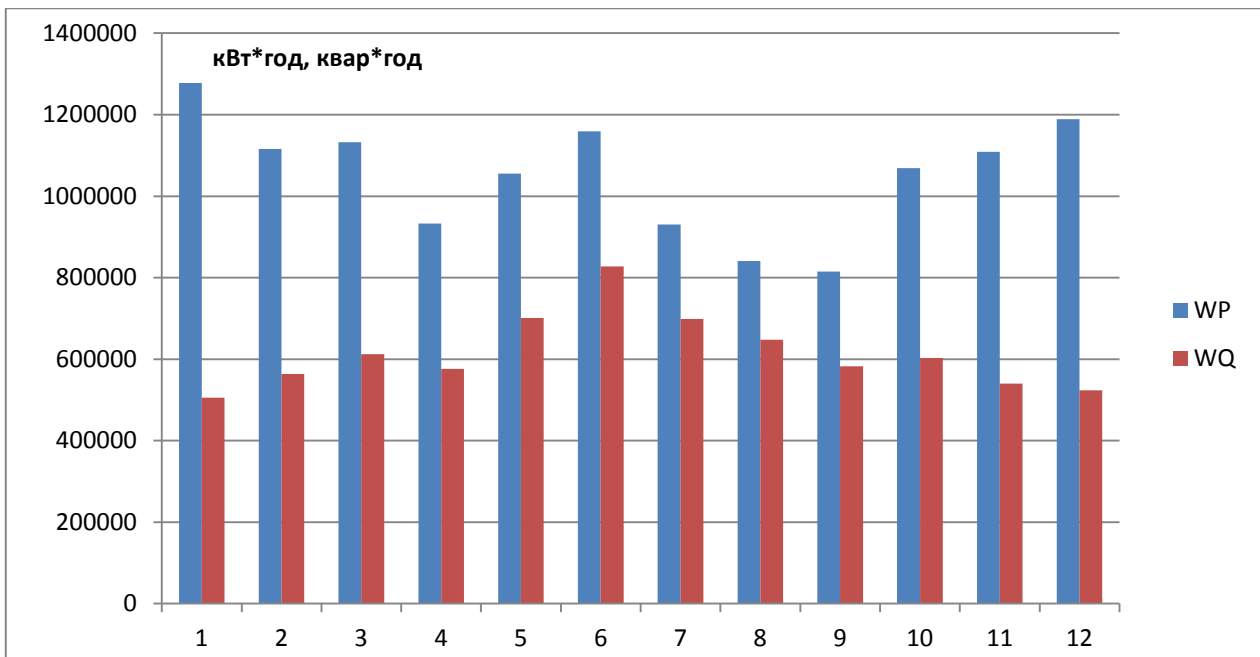


Рисунок 3 – Відпуск електроенергії в мережу 10 кВ трансформатором Т1 протягом року

Враховуючи форму добових графіків реактивної потужності розглянуто два варіанти компенсації – нерегульованими конденсаторними батареями (КБ) 10 кВ та автоматичними регульованими конденсаторними установками 10 кВ.

Потужність нерегульованих КБ визначимо з врахуванням змінного добового графіка, режиму напруги та втрат потужності в мережі.

Враховуючи недостатнє оснащення електричних мереж 35 компенсувальними пристроями, доцільно на кінцевій підстанції передбачити надлишок реактивної потужності (перекомпенсацію) з метою покриття втрат реактивної потужності в живильній лінії 35 кВ і трансформаторах 35/10 кВ з врахуванням режиму напруги при мінімальних навантажень. При цьому було враховано надлишок зарядної потужності в мережі 110 кВ.

Для аналізу різних варіантів компенсації було виконано серію розрахунків режимів максимального навантаження мереж 35 і 110 кВ.

За результатами розрахунку режимів роботи електричної мережі 35-110 кВ визначені сумарні втрати потужності, а за часом максимальних втрат τ розраховані втрати електроенергії та їх вартість.

При цьому враховано, що при компенсації реактивної потужності змінюється добовий графік навантаження і час максимальних втрат. При збільшенні потужності КУ споживання реактивної і повної електроенергії зменшуються, у результаті чого зменшуються значення ТНБ і τ .

Результати розрахунку економії електроенергії внаслідок зменшення втрат в мережі живлення 35-110 кВ наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Розрахунок економії електроенергії залежно від типу і потужності компенсуювальних пристроїв, встановлених на ПС 35/10 кВ

Qк, квар	Нерегульовані КБ					Регульовані КБ 1600 квар
	0	700	800	900	1000	
τ, год	3166	2886	2875	2873	2880	2936
ΔР ЛЕП 35 кВ, кВт	562	515	510	505	501	493
ΔР ЛЕП 110 кВ, кВт	214,7	209,43	208,75	208,1	207,5	206,4
ΔР сумарні, кВт	776,7	724,43	718,75	713,1	708,5	699,4
Зменшення δР сумарні, кВт		52,27	57,95	63,6	68,2	77,3
δWP, кВт·год		150837	166606	182713	196387	226923
δВ, грн*		251988	278332	305241	328085	379097

* Закупівельна ціна електроенергії становить 1,6706 грн/кВт·год з ПДВ.

Висновки. Для компенсації реактивної потужності на ПС 35/10 кВ можна встановити нерегульовані конденсаторні батареї потужністю 750 квар на шинах 10 кВ трансформатора Т1 і 250 квар на шинах 10 кВ трансформатора Т2 (річна економія від зменшення втрат електроенергії в мережі 35-110 кВ становить 328 тис. грн.). При цьому в режимі мінімальних навантажень буде незначна перекомпенсація, яка компенсує втрати реактивної потужності в силових трансформаторах і магістральній лінії 35 кВ.

Встановлення автоматичних конденсаторних установок 10 кВ загальною потужністю 1600 квар (1200 квар на Т1 і 400 квар на Т2) дозволить заощадити на зменшенні втрат електроенергії в мережі 35-110 кВ біля 379 тис. грн в рік, що робить цей варіант конкурентним і при сумарній вартості установки біля 2 млн. грн термін окупності становитиме 5,3 роки. Це дозволить більш повно здійснити компенсацію нерівномірного добового навантаження.

Перелік посилань

1. Щербина Ю. В. и др. Снижение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. – К.: Техніка, 1981 – 102 с.
2. Соломчак О.В. Методика вибору та порівняння варіантів компенсації реактивної потужності / О.В. Соломчак // Енергетика і електрифікація. – 2004. – №9. – С. 23–27.
3. Романюк Ю. Ф. Вибір типу й оптимальної потужності джерел компенсації реактивного навантаження споживачів з використанням функції Лагранжа / Ю.Ф. Романюк, О.В. Соломчак // Нафтогазова енергетика. – 2016. – № 1. – С.61-67.