

**Практичні питання комплексної системної компенсації
реактивної потужності в електричних мережах 110/35/10 кВ
електропередавальних організацій**

**Д.Б.Банін, М.Д.Банін, О.С.Яндульський,
Ю.М.Бондаренко, О.І.Ришкевич, А.Е.Зомер, А.В.Левицький,
С.Я.Межений, А.М.Гушля, О.А.Буславець**

Протягом останніх 10 років споживання електричної енергії в Україні збільшилося на 16,7% з 129,1 млрд.кВт·год у 2003 році до 150,7 млрд.кВт·год у 2012 році. При цьому, за цей період відбулися значні зміни у структурі споживання електричної енергії України. Так, відбулося суттєве зменшення частки споживання електроенергії промисловістю у загальному обсязі споживання електроенергії з 57,2% у 2003 році до 46,9% у 2012 році. В той же час, частка споживання електроенергії населення зросла з 18,3% у 2003 році до 26,7% у 2012 році, комунально-побутових споживачів з 10,9% до 12,3%, інших непромислових споживачів з 3,0% до 4,7%. Слід зазначити, що за період 2003-2012 рр. відбулося зниження загальних технологічних витрат електроенергії на її транспортування електричними мережами з 19,6% від величини відпуску електроенергії в мережу у 2003 році до 11,8% у 2012 році, в тому числі нормативних (технічних) витрат електроенергії з 14,2% до 12,8%, понаднормативних (нетехнічних) витрат електроенергії з 5,4% до -1,0%.

Подальше зниження технологічних витрат електроенергії на її транспортування електричними мережами можливе як за рахунок глибокої реконструкції розподільчих електричних мереж із значним обсягом будівництва додаткових (розвантажувальних) підстанцій та введення в експлуатацію розподілених джерел електроенергії [1], так і за рахунок керування режимами роботи електричних мереж, в тому числі потоками реактивної потужності. Оскільки на даний час обсяг щорічного фінансування інвестиційних програм енергопостачальних компаній складає близько 4,2 млрд. грн. і його збільшення призведе до суттєвого збільшення тарифу на електричну енергію, доцільно розглянути можливості зниження технологічних витрат електроенергії за рахунок оптимального керування потоками реактивної потужності. Цій проблемі, а саме її практичним аспектам, присвячена ця стаття.

Ефективне керування режимами електричних мереж різного рівня ієрархічного підпорядкування в електроенергетиці України – магістральними мережами енергосистем (ЕС), розподільчими мережами електропередавальних організацій (ЕО) і технологічними мережами споживачів електроенергії (СЕ) безпосередньо пов'язане з реалізацією в цих мережах компенсації потоків (перетікань) реактивної потужності (КРП) з метою зниження технічних втрат активної потужності (ТВАП) та забезпечення нормального (припустимого) рівня напруг

згідно з нормативними вимогами щодо якості електроенергії. Наведене твердження загальновідоме і не потребує доказів.

Режими електричних мереж ЕС, ЕО та СЕ взаємопов'язані, і рішення по управлінню потоками реактивної потужності, що рекомендовані в проектних, або реалізуються в експлуатаційних варіантах для різних навантажувальних умов кожної із зазначених мережевих структур, також взаємозалежні і повинні корелюватися між собою. Ця режимна залежність може навести до висновку про доцільність, перспективність і необхідність у вирішенні задачі оптимізації режимів по реактивній потужності для всієї об'єднаної енергосистеми України в цілому на об'єднаній схемі 750/330/220/110/35/10 кВ. Необхідність таких розрахунків на сьогодні не підтримується діючими положеннями щодо взаємовідносин суб'єктів енергоринку України і не має формальної підтримки в адміністративному, технологічному, а також інформаційному забезпеченні.

Першим практичним рішенням пропонується вважати необхідність виконання розрахунків з компенсації потоків реактивної потужності для мереж ЕС, ЕО та СЕ окремо (принцип діакоптики [2]) з урахуванням системних обмежень на межі балансового розділу (МБР) цих мереж [3].

Диспетчерські служби енергосистем регулярно виконують оптимізаційні розрахунки режимів магістральних мереж 750/330/220 кВ, в тому числі і по оптимальному розподілу реактивних потужностей між їх джерелами за критерієм мінімуму ТВАП. При цьому вузли зв'язку з мережами 110/35/10 кВ ЕО враховуються з еквівалентними навантаженнями. Реалізація оптимізаційних розрахунків, якщо вважати ці вузли перспективними регуляторами реактивної потужності, не становить складності. Отриманий таким чином оптимальний режим ЕС по реактивній потужності дає можливість визначити режимні обмеження по їх потокам у вузлах зв'язку з ЕО. При виконанні цих обмежень можливо вести режими, близькі до загального оптимуму в мережах ЕС та ЕО.

Для великих промислових споживачів електроенергії (згідно статистики 2012 р. – близько 63 тис.) діють відповідні нормативні документи [4, 5]. В Правилах користування електричною енергією [4] для них визначений термін компенсації: "Компенсація перетікань реактивної електроенергії – комплекс технологічних заходів, які виконуються споживачем та спрямовані на забезпечення електромагнітної збалансованості його електроустановок на межі балансової належності". Споживачами встановлено та експлуатується близько 12 тис. Мвар приєднаних компенсувальних пристроїв, і за недокомпенсовану реактивну потужність ці споживачі оплачують понад 1 млрд. грн. на рік, створюючи потенційний інвестиційний фонд для фінансування проектів з компенсації реактивної потужності в мережах ЕО та ЕС.

Найбільш незабезпеченими щодо компенсації потоків реактивної потужності є мережі електропередавальних організацій 110/35/10 кВ. Можливо, такий стан довгий час визначався

некоректною методичною позицією, що ця задача повинна вирішитись автоматично за рахунок компенсації споживання реактивної потужності в мережах потужних промислових споживачів, які стимулюються до цього чинною Методикою [5]. Хибність позиції доводиться балансними розрахунками для мереж ЕО, в яких жодним чином не компенсуються технічні втрати реактивної потужності (ТВРП) в елементах мереж (трансформатори, лінії, реактори), не компенсуються потоки електроенергії для малих підприємств і населення, не компенсуються транзитні перетікання, має місце з різних об'єктивних причин недокомпенсація у потужних споживачів (середній $\text{tg}\varphi \approx 0,6$), як правило, не компенсуються власні технологічні навантаження ЕО (наприклад, навантаження тягових підстанцій Укрзалізниці) та ін. Нажаль, до цього часу відсутня офіційна статистика щодо цих складових балансу реактивної потужності (електроенергії) та щодо встановлення централізованих засобів КРП в розподільчих мережах ЕО.

В період 2011–2013 рр. за ініціативою Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, Держенергонагляду, НЕК "Укренерго", ТОВ "НТК ЕНПАС-ЕЛЕКТРО", НТУУ "КПІ" та низки інших організацій виконувався аналіз цієї ситуації в двох напрямках: редакції діючої Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами, а також у напрямку визначення ефективності встановлення КРП в мережах ЕО і потенційних можливостей зниження втрат активної електроенергії за рахунок КРП. Слід відзначити спільні роботи з ПАТ "ЕК "Житомиробленерго", ПАТ "Крименерго", ПАТ "Хмельницькобленерго" [6] і ПАТ "Миколаївобленерго". Розрахунки виконувались паралельно НТУУ "КПІ" та ГІОЦ ДП НЕК "Укренерго". Нижче розглядаються результати цих досліджень у більш розширеному варіанті – для високовольтних мереж ЕО різних регіонів України. Обчислення реалізовані за режимами зимового максимуму 2011 р. на основі інформаційної бази електричних мереж ЕО.

В таблиці на мал. 1 наведені характеристики розрахункових схем, сумарні навантаження і балансні складові технічних втрат активної та реактивної потужності. Параметри, що мають відношення до оцінки рівня компенсації перетікань реактивної потужності, заштриховані. Наприклад, високовольтна мережа Житомиробленерго містить 974 вузли, має 13 вузлів зв'язку з енергосистемами, споживає сумарну потужність $P_H + jQ_H = 486,3 + j225,1$ [МВт, Мвар], характеризується середнім коефіцієнтом потужності $\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = 0,46$. В мережі спостерігаються втрати активної потужності $\Delta P = 18,1$ МВт (що складає 3,7% від сумарного навантаження), у тому числі складова втрат від перетікань реактивної потужності дорівнює $\Delta P_q = 2,3$ МВт (12,7% від сумарних втрат). Втрати реактивної потужності в опорах і поперечних провідностях ліній та трансформаторів відповідно дорівнюють: $\Delta Q_z = 65,1$ Мвар, $\Delta Q_y^+ = 30,9$ Мвар (втрати неробочого ходу трансформаторів). Таким чином, схема додатково довантажується втратами реактивної потужності

$\Delta Q^K = 65,1 + 30,9 = 96$ Мвар, що підвищує завантаження мережі по реактивній потужності на **42,6%**. За даними таблиці можна зробити наступні висновки:

- **середній $\text{tg}\varphi_{\text{ср}}$** за даними розрахункових схем обраних ЕО знаходиться в межах $0,3 \div 0,5$;
- **граничний теоретично можливий рівень** зниження ТВАП за рахунок компенсації перетікань реактивної потужності визначається параметром ΔP_q . Практично доцільний рівень, звичайно, нижчий і обумовлюється економічними співвідношеннями (капіталовкладення, термін окупності);
- **рівень ТВРП** в мережах 110/35/10 кВ змінюється в порівняно широких межах $30\% \div 60\%$ від сумарних навантажень Q_H ;
- **втрати реактивної потужності** значно підвищують завантаження мережі ЕО по реактивній потужності.

Таким чином, об'єктивно існує необхідність виявити реальні можливості зниження ТВАП в мережах 110/35/10 кВ ЕО, сформулювати практичні позиції до виконання оптимізаційних розрахунків та визначити основні положення для проблемно-орієнтованих програмних комплексів, які повинні забезпечувати автоматизацію у вирішенні задачі з компенсації перетікань реактивної потужності для мереж ЕО в найближчій перспективі.

№	Схема ЕО 110/35/10 кВ	Обсяг схеми (вузлів зв'язку)	Навантаження			Техн. втрати (актив)				Техн. втрати (реактив)				
			P _н	Q _н	tgφ _{ср}	ΔP	ΔP%	ΔP _q	ΔP _q %	ΔQ _z	ΔQ _y ⁺	ΔQ _y ⁻	ΔQ ^K	ΔQ ^{Ko} %
1	Київобл	1753 (29)	1604,2	712,0	0,44	49,2	3,1	6,7	13,6	224,6	57,3	-161,3	281,9	39,6
2	Чернігів	844 (14)	386,4	192,2	0,50	11,0	2,8	1,3	11,8	43,4	19,5	-67,4	62,9	32,7
3	Черкаси	1088 (12)	648,6	255,8	0,39	20,8	3,2	3,0	14,4	67,5	29,9	-87,6	97,4	38,1
4	Житомир	974 (13)	486,3	225,1	0,46	18,1	3,7	2,3	12,7	65,1	30,9	-85,9	96,0	42,6
5	Тернопіль	666 (11)	293,4	93,5	0,32	8,7	3,0	0,6	6,9	28,7	13,7	-42,2	42,4	45,3
6	Чернівці	379 (5)	312,9	129,5	0,41	15,9	5,1	2,4	15,1	47,3	10,6	-25,2	57,9	44,7
7	Закарпаття	746 (9)	413,1	193,5	0,47	21,9	5,3	3,9	17,8	71,3	15,8	-43,5	87,1	45,0
8	Херсон	1536 (15)	375,6	202,5	0,54	15,7	4,2	2,4	15,3	55,4	30,4	-111,3	85,8	42,4
9	Луганськ	2217 (16)	1725,5	557,3	0,32	43,6	2,5	5,1	11,7	192,1	164,2	-159,3	356,3	63,9
10	Харків	2088 (25)	1177,7	580,7	0,49	30,9	2,6	3,7	12,0	127,1	89,3	-158,5	216,4	37,3

P_н, Q_н, tgφ_{ср} : сумарне навантаження [МВт], [Мвар], середній tg у схемі;

ΔP (ΔP%) : втрати активної потужності [МВт];

ΔP_q (ΔP_q%) : втрати активної потужності від перетікань реактивної потужності, [МВт];

ΔQ_z : втрати реактивної потужності в опорах [Мвар];

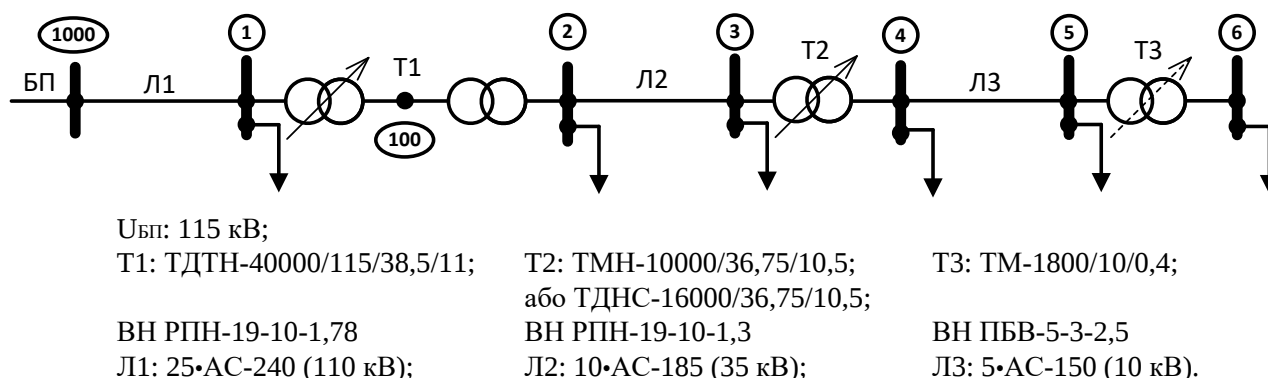
ΔQ_y⁺, ΔQ_y⁻ : втрати реактивної потужності в провідностях трансформаторів (+) та ліній (-) [Мвар];

ΔQ^K (ΔQ^{Ko}%) : втрати активної потужності, що підлягають системній компенсації [Мвар].

Формули : $\Delta P\% = (\Delta P / P_i) \cdot 100$; $\Delta P_q\% = (\Delta P_q / \Delta P) \cdot 100$; $\Delta Q^K = \Delta Q_z + \Delta Q_y^+$; $\Delta Q^{K\%} = (\Delta Q^K / Q_i) \cdot 100$.

Мал. 1. Балансний аналіз технічних втрат в електричних мережах 110/35/10 кВ.
Граничні можливості системної компенсації перетікань реактивної потужності

Для ілюстрації практичних рішень використаємо типову для мереж ЕО радіальну розрахункову схему (мал. 2) з чотирма рівнями напруги (вузол зв'язку 110 кВ, розподільча мережа 110/35/10 кВ, кінцевий вузол навантаження 0,4 кВ). На мал. 2 також наведені параметри обладнання основного розрахункового варіанту.

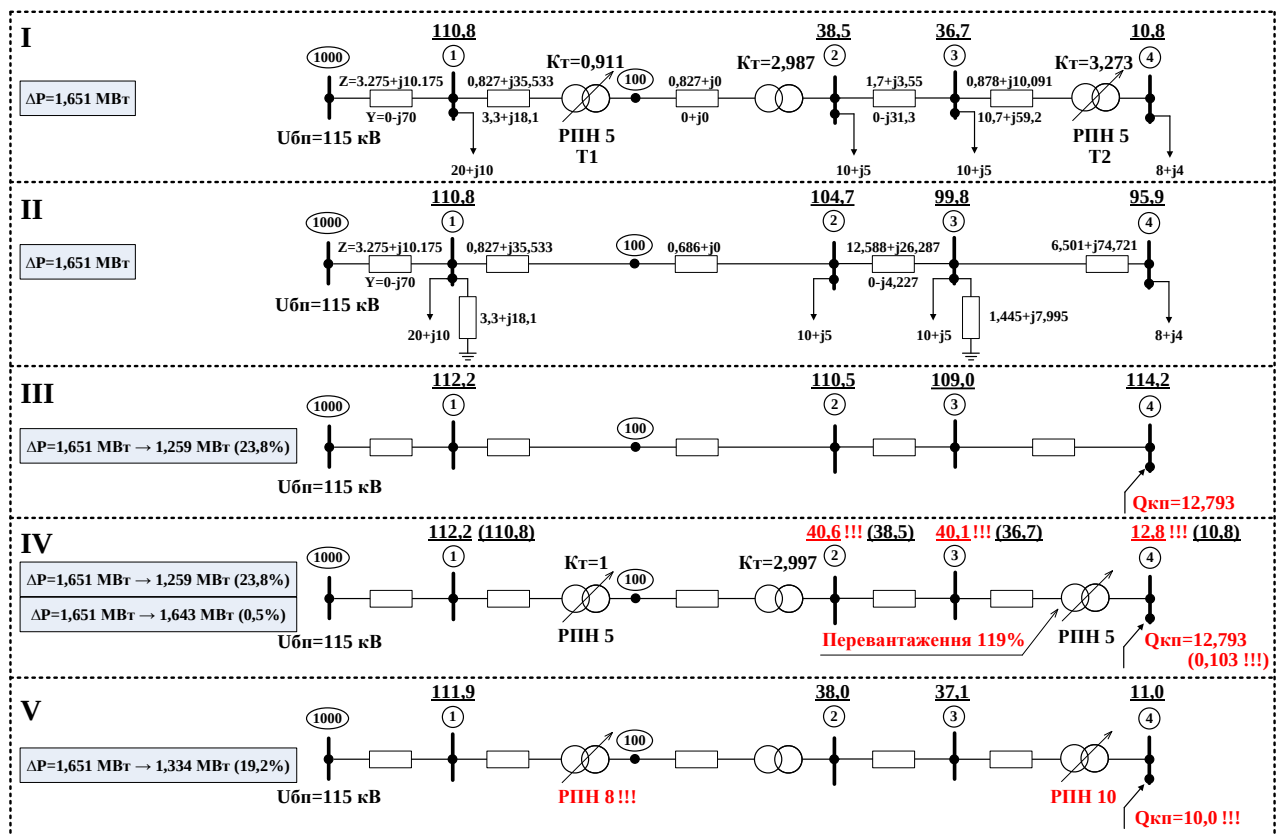


Мал. 2. Ілюстративний контрольний приклад

Визначимо **основні позиції**, згідно яких виконувались оптимізаційні розрахунки для обраних ЕО.

Позиція 1: Практична оптимізація режимів реальних мереж ЕО, ЕС виконується без методичних спрощень: немає місця номінальним напругам, не використовується приведення параметрів схем до одного базового рівня напруги, забороняється "еквівалентне" розімкнення замкнених транзитів 110 кВ, економічні еквіваленти реактивної потужності (ЕЕРП) розраховуються згідно [5], коефіцієнти трансформації відповідають РПН і ПБЗ в схемах ЕО тощо.

Спрощення можуть призводити до принципово неприйнятних результатів. Приклад отримання некоректних рекомендацій щодо встановлення компенсуючих пристроїв (КП) показаний на мал. 3. Маємо вихідний режим (I) в припустимій області. Приведемо схему до одного рівня напруги (II). Виконаємо за цією схемою вибір оптимального $Q_{КП}$ у вузлі 4. Отримуємо рекомендації (III) $Q_{КП} = 12,8$ Мвар при нормальній напрузі 110 кВ і зниженні втрат на 23,8%. Додамо рекомендовану генерацію $Q_{КП}$ до вихідної схеми і розрахуємо режим (IV). **Отримуємо в мережі 35 кВ напруги понад 40 кВ (!!!), в мережі 10 кВ – 12,8 кВ (!!!), а також маємо перевантаження трансформатора Т2 на 119%.** Виявляється, що за даних параметрів схеми максимально може бути задіяне тільки $Q_{КП} = 0,1$ Мвар (IV), що знизить втрати тільки на 0,5%. Реальне рішення (V) отримується за рахунок зміни відгалужень РПН Т1 (5 → 8) і Т2 (5 → 10). При цьому оптимально задіється $Q_{КП} = 10,0$ Мвар з ефектом зниження втрат 19,2% і режимом в припустимій області.



Мал. 3. Ефект спрощення розрахункових схем

Позиція 2: Необхідність систематизації рівнів компенсації реактивної потужності.

Визначення терміну компенсації ПКЕЕ [4] є спрощеним, а загальне формулювання [7] потребує пояснень для режимів перекомпенсації, для використання технології централізованої компенсації та ін. Оскільки в мережах ЕО наявні навантаження промислових споживачів, доводиться при виборі оптимальних рішень для мережі ЕО враховувати економічно доцільні для них діапазони регулювання згідно методичних (нормативних) обмежень [5]. Тому, без претензій на нормативність, введемо наступні чотири рівні (ступені) компенсації:

Компенсація навантажувальна – в даному випадку передбачається встановлення КП безпосередньо в точці приєднання конкретної електроустановки споживача, як правило, під один приладовий облік ($W_{P_{сп}}$, $W_{Q_{сп}}$, $W_{Q_{Г}}$) та загальний комутаційний апарат. Метою навантажувальної компенсації є забезпечення в точці приєднання електроустановки $\text{tg}\varphi \approx 0$ ($\cos\varphi \approx 1$). Передбачається, що ці рішення "завжди" забезпечують зниження втрат в живлячій електричній мережі;

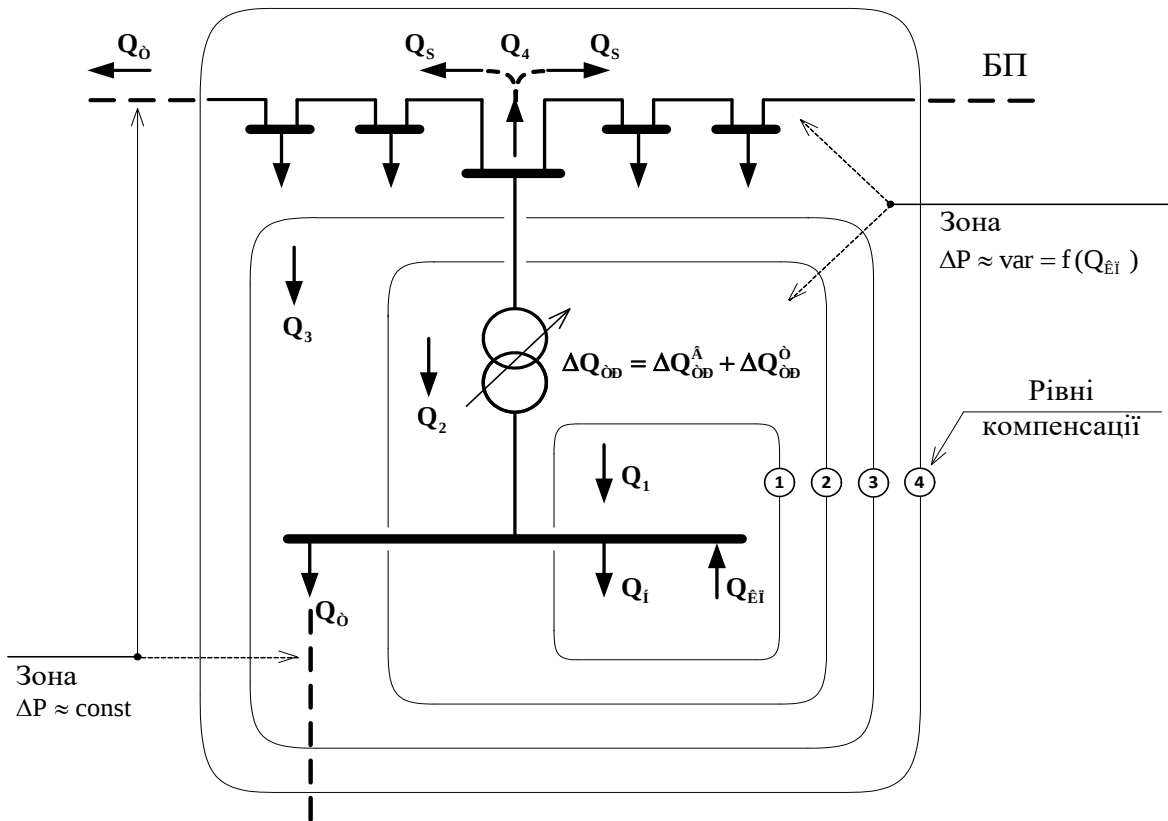
Компенсація споживча – в даному випадку вирішується економічна зацікавленість споживача в компенсації власних навантажень реактивної потужності та ТВРП в елементах власної технологічної мережі (трансформатори, лінії, реактори). Істотним моментом тут є компенсація втрат неробочого ходу силових трансформаторів. Методом реалізації, як правило, повинна бути централізована компенсація, коли КП забезпечують реактивною потужністю

повний склад електроустановок, приєднаних до відповідних секцій шин підстанції споживача. Проте, транзитні перетікання реактивної потужності та часткові втрати в технологічній мережі споживача, створені цими перетіканнями, тут не компенсуються. Для споживача метою такої компенсації є мінімум плати за перетікання реактивної електроенергії;

Нульова компенсація – в даному випадку повинно забезпечуватися близьке до нуля перетікання реактивної потужності на межі балансового розділу електричних мереж споживача та електропередавальної організації. Звичайно, повинен використовуватися метод централізованої компенсації. Часто вважається, що ці рішення "завжди" ефективні для зниження втрат в живлячій електричній мережі, хоча для низки режимних ситуацій такий рівень компенсації є некоректним;

Системна компенсація – в цьому випадку рівень генерації (споживання) реактивної потужності на шинах ВН підстанції пов'язаний, насамперед, з підтриманням близьких до оптимальних режимів по реактивній потужності та напрузі (ТВАП мінімальні) в електричній мережі ЕО.

Навантажувальна та споживча компенсації є задачею конкретних споживачів. Нульова та системна компенсації ініціюється ЕО у відношеннях зі споживачем, або реалізуються за інвестиційними програмами, де головними фінансовими ресурсами є обсяги плати за перетікання реактивної електроенергії, отримувані від промислових споживачів. Системна компенсація є головною темою цієї роботи. Розглянуті рівні компенсації перетікань реактивної потужності систематизовані і представлені на мал. 4. Зафіксовані зони дії навантажувальної, споживчої, нульової та системної компенсації (1, 2, 3, 4). Наведені орієнтовні значення потужностей компенсувальних пристроїв. Акцентується зона електричних мереж, де втрати практично не змінюються ($\Delta P \approx \text{const}$), і зона, де забезпечується зниження втрат в живлячій мережі ($\Delta P = \text{var}$).



- | | | |
|--------------------------------|---|--|
| ① Компенсация навантажувальна: | $Q_{\hat{e}i} \approx Q_i$; | $Q_1 \approx Q_0 + \Delta Q_{0\hat{e}i}$; |
| ② Компенсация споживча: | $Q_{\hat{e}i} \approx Q_i + \Delta Q_{0\hat{e}i}^{\hat{A}}$; | $Q_2 \approx Q_0 + \Delta Q_{0\hat{e}i}^{\hat{O}}$; |
| ③ Компенсация нульова: | $Q_{\hat{e}i} \approx Q_i + Q_0 + \Delta Q_{0\hat{e}i}$; | $Q_3 \approx 0$; |
| ④ Компенсация системна: | $Q_{\hat{e}i} \approx Q_i + Q_0 + \Delta Q_{0\hat{e}i} + Q_s$; | – оптимум ΔP ; |
- Q_H – власне навантаження електроустановок споживача;
 - Q_T – транзитна реактивна потужність;
 - $\Delta Q_{0\hat{e}i}$ ($\Delta Q_{0\hat{e}i}^{\hat{A}}$, $\Delta Q_{0\hat{e}i}^{\hat{O}}$) – втрати реактивної потужності в трансформаторі, її власна і транзитна складові;
 - $Q_{кп}$ – потужність компенсуючого пристрою;
 - Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 – перетікання реактивної потужності по рівням компенсації;
 - Q_s – реактивна потужність оптимальної системної компенсації.

Мал. 4. Рівні компенсації реактивної потужності

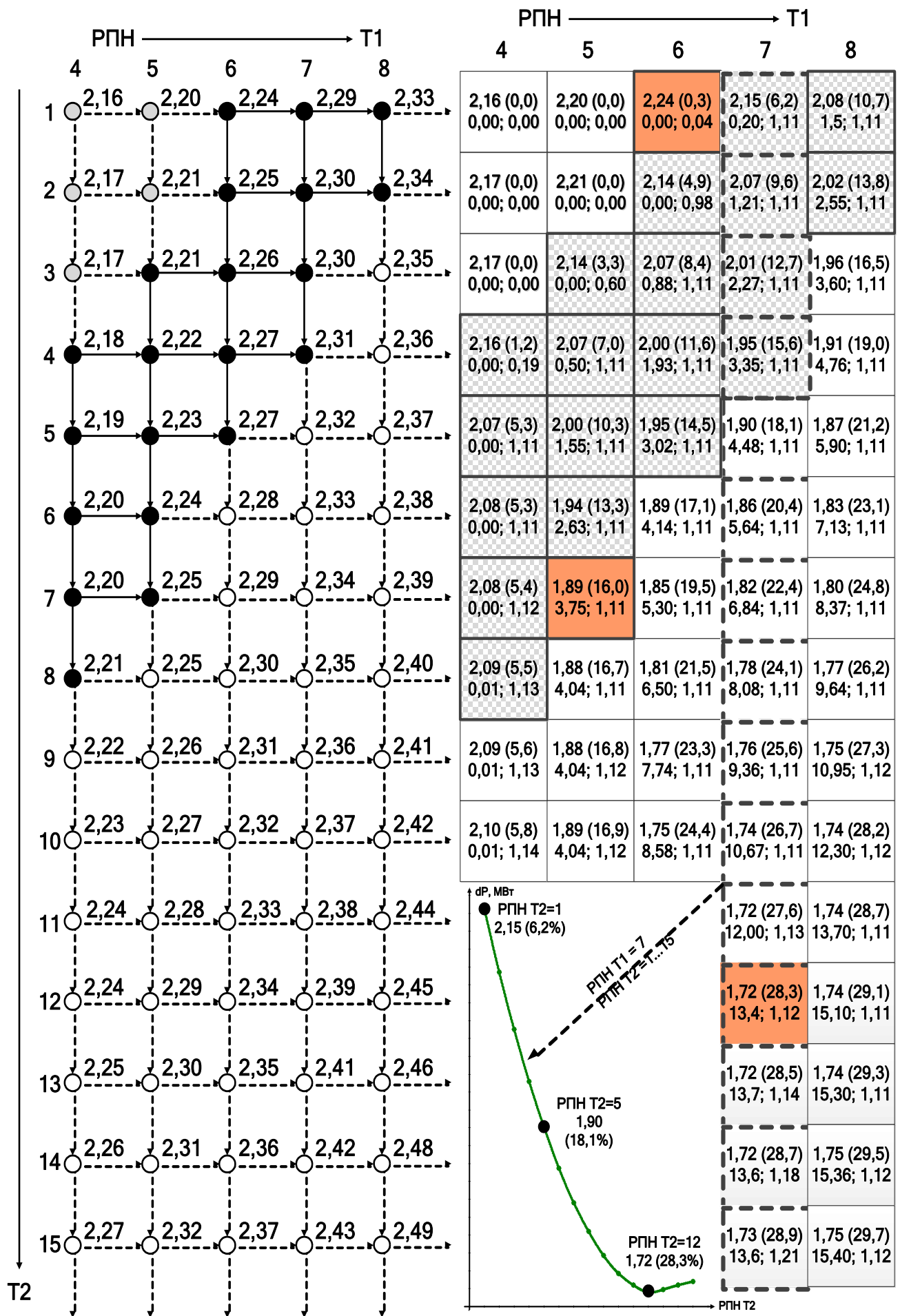
Позиція 3: Комплексна системна компенсація (КСК) перетікань реактивної потужності в мережах ЕО повинна виконуватись спільно з вибором оптимальних регулювальних відгалужень РПН трансформаторів.

В прикладі (мал. 3) така необхідність вже зазначена. Розглянемо більш детально причини необхідності комплексної системної компенсації (КСК) та границі впливу коефіцієнтів трансформації на ефективність зниження втрат при регулюванні $Q_{кп}$. На мал. 5 для схеми (мал. 2) представлено діаграму втрат активної потужності для РПН трансформаторів Т1 (по горизонталі) і Т2 (по вертикалі). Навантаження вузлів схеми прийняті рівними: 1 (25 + j15), 2 (12 + j9), 3 (10 + j5), 4 (4 + j2), 5 (2 + j1), 6 (1,5 + j0,3). Кожна точка діаграми

відповідає конкретній ситуації положень РПН $\{T1, T2\}$ і супроводжується відповідними втратами в розрахунковій схемі. Наприклад, точки $\{6, 3\}$ відповідають втрати активної потужності 2,26 МВт, точки $\{8, 1\}$ – 2,33 МВт і т.д. В діаграмі жирно виділені точки, режим для яких знаходиться в припустимій області по напрузі ($-5\% \div +10\% U_N$). Трансформатор ТЗ регулюється ПБЗ і зафіксований в положенні 4. Відзначимо, що не розглядаються принципово можливі комбінації РПН ліворуч або праворуч від наведеної діаграми, оскільки обов'язково спричиняють або завищені, або занижені напруги в схемі.

Тепер для кожної точки діаграми розрахуємо оптимальні значення Q_{KP} для вузлів 4 (10 кВ) і 6 (0,4 кВ). Результати наведені в таблиці мал. 5 (праворуч від діаграми). Кожна клітинка таблиці містить нове значення втрат (в дужках відсоток їх зниження) і значення Q_{KP} в обраних вузлах. Так, для точки $\{4, 1\}$ втрати збереглися 2,16 МВт (0%) і генерацію реактивної потужності не встановлено, що є природно, оскільки в схемі діє "бар'єр завищених напруг". В положенні $\{6, 1\}$ напруги витримуються в нормі, **але зниження втрат тільки 0,3%** при $Q_{KP} = 0,04$ Мвар у вузлі 6 (більше не можна). Проте, в точці $\{5, 7\}$ **отримали 16,0% зниження втрат** при компенсації $Q_{KP} = 3,75$ Мвар (вузол 4) і $Q_{KP} = 1,11$ Мвар (вузол 6). Відзначимо, що існує також позиція РПН $\{7, 12\}$, що відповідає зниженню втрат до 1,72 МВт (28,3%) з $Q_{KP} = 13,4$ Мвар (вузол 4) і $Q_{KP} = 1,12$ Мвар (вузол 6). В даному контексті цей мінімум є глобальним. На мал. 4 наведено графік зниження втрат (вісь ординат) в залежності від РПН Т2 при РПН Т1 = 7 (const). Можна зробити наступні висновки:

- "бар'єр високих напруг" в припустимій області режимів, що визначений РПН трансформаторів, знижує ефективність дії компенсувальних потужностей;
- переведення РПН в положення з низькими напругами компенсується зустрічними перетіканнями Q_{KP} і ефективно знижує втрати активної і реактивної потужності в елементах електричної мережі ЕО;
- при виборі оптимальних рішень щодо зниження втрат для пари регуляторів РПН- Q_{KP} доцільно фіксувати глобальний і локальний оптимуми (в прикладі – $\{7, 12\}$ і $\{5, 7\}$). Останній відповідає мінімуму вихідної припустимої області;
- комплексна системна компенсація є необхідною умовою для практичних розрахунків у задачах КРП для мереж ЕО.

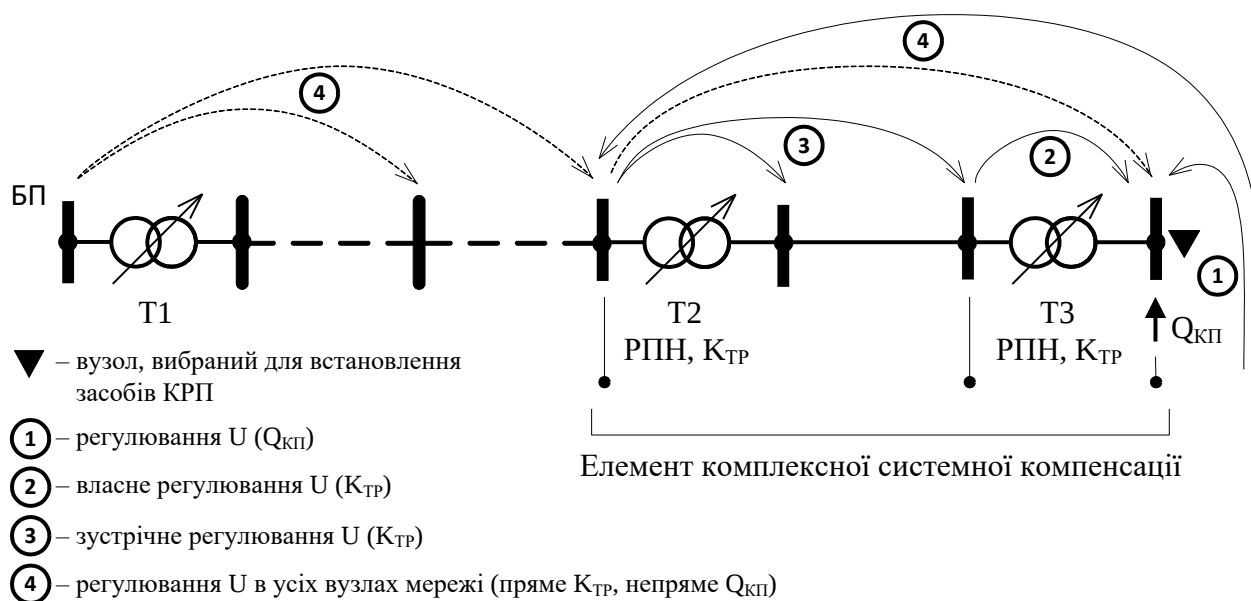


Мал. 5. Діаграма станів РПН, оптимальних $Q_{КП}$ і відповідних до них втрат активної потужності

Позиція 4: В методологію оптимізації розподілу реактивних потужностей в електричних мережах ЕО доцільно ввести елемент комплексної системної компенсації.

В прикладі (мал. 2) така доцільність вже зазначена. Елементом КСК будемо називати сукупність засобів, які безпосередньо пов'язані між собою і "керують" режимом перспективного вузла по реактивній потужності та напрузі. В склад елемента КСК (мал. 6) входить вузловий компенсуючий пристрій ($Q_{\text{КП}}$), регульований (РПН) коефіцієнт трансформації трансформатора, що живить цей вузол безпосередньо (Т3), і регульований коефіцієнт трансформації зустрічної дії (Т2).

В процесі оптимізації елемент КСК реалізується як єдиний регулювальний орган, що, в принципі, відповідає практичній експлуатаційній технології диспетчерського керування режимами. Таким чином, оптимальний режим напруги регулюється елементами КСК, а в зонах за межами їхньої дії додатково системними трансформаторами (Т1). Введення в методологію оптимізації елемента КСК дозволить автоматизувати процес цілеспрямованого вибору можливих (перспективних) місць установа КП згідно відповідного режимного критерію.



Мал. 6. Технологія вибору елемента комплексної системної оптимізації режиму по реактивній потужності та напрузі (КСК)

Позиція 5: Критерієм електричної віддаленості вузла розрахункової схеми від джерел реактивної потужності є режимна характеристика – економічний еквівалент реактивної потужності ЕЕРП [5, 8].

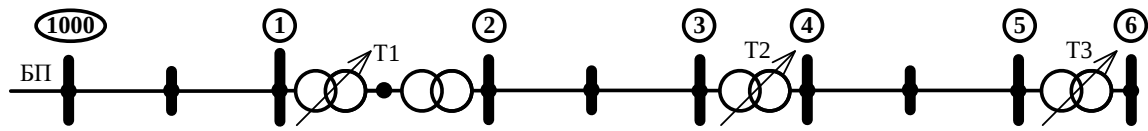
Значення ЕЕРП, розраховані для всіх вузлів схеми, дозволяють формалізувати вибір місць установа КП і рекомендувати економічно доцільну черговість введення їх в експлуатацію. Чисельно ЕЕРП дорівнює першій частковій похідній сумарних втрат активної потужності електричної мережі по реактивній потужності конкретного вузла $\text{ЕЕРП}_i = \partial \Delta P / \partial Q_i$.

Після вибору вузла з максимальним значенням ЕЕРП та після визначення $Q_{кп}$, оптимального для цього вузла, маємо новий режим електричної мережі, для якого зменшилися втрати та режимні характеристики ЕЕРП. Відзначимо, що у вибраному вузлі ЕЕРП може стати рівним нулю. Далі виберемо в цьому оптимальному режимі черговий вузол згідно критерію і проведемо оптимізацію вже для двох вузлів і т. д. Для регулювання кількості вузлів, де оптимізуються значення $Q_{кп}$, введемо обмеження $ЕЕРП_j > ЕЕРП_{lim}$. При цьому після закінчення процесу оптимізації в усіх вузлах розрахункової схеми будемо мати значення ЕЕРП менше граничного $ЕЕРП_{lim}$. Чим більше значення $ЕЕРП_{lim}$, тим менше буде вибиратись вузлів, в яких регулюється реактивна потужність для компенсації відповідних перетікань в лініях, але тим менше результуюче зниження втрат активної потужності. І навпаки, чим менший $ЕЕРП_{lim}$, тим більше зниження втрат і більший обсяг $Q_{кп}$, що встановлюється. Максимально для розрахункової схеми можна досягти глобального оптимуму зниження втрат, коли в усіх точках електричної мережі $ЕЕРП \approx 0$. **Значення $ЕЕРП_{lim}$ безпосередньо пов'язане з економічними параметрами результатів оптимізації (капіталовкладення, термін окупності).**

Визначення глобального мінімуму (зниження втрат $\approx \Delta P_q$) і відповідних йому обсягів $Q_{кп}$ має суто теоретичний сенс, оскільки, як правило, це рішення не є економічно доцільним. Крім того, при врахуванні обмежень отримати глобальний оптимум неможливо. Практично доцільне значення $ЕЕРП_{max}$, яке забезпечує реальний термін окупності, знаходиться в межах $0,025 \div 0,05$.

На мал. 7 ілюструються динаміка вибору місць встановлення КП, зміна значень ЕЕРП в процесі оптимізації і відповідні зміни в характеристиках режиму (сумарні втрати ΔP , відсоток зниження втрат $\Delta \Delta P\%$, значення ΔP_q та обсяг встановленої реактивної потужності $Q_{кп}$). Параметри схеми відповідають мал. 2. Наведені відповідні до трьох кроків оптимізації графіки зміни ЕЕРП по радіусу електричної мережі, графік зниження втрат (%), графік зниження величини $\Delta P_q(\%)$. Визначені оптимальні коефіцієнти трансформації. Всі напруги у вузлах розрахункової схеми знаходяться в припустимих межах. У вихідному режимі втрати від перетікань реактивної потужності склали $\Delta P_q^m = 29,3\%$, а в оптимальному – $3,2\%$, що є близьким до глобального мінімуму. В наведеному прикладі місця встановлення КП обиралися зі складу принципово можливих елементів КСК (вузли 2, 4, 6).

В практичній програмній реалізації при виборі складу місць устанавлення КП на кожному кроці повинен визначатися не один черговий вузол, а спектр незалежних за ЕЕРП вузлів. Мірою незалежності є друга часткова похідна $\partial^2 \Delta P / \partial Q_i \partial Q_j$, де i – вибраний вузол з максимальним ЕЕРП, j – вузол спектру, який також включається до складу регуляторів $Q_{кп}$, якщо виконується умова незалежності, наприклад $\partial^2 \Delta P / \partial Q_i \partial Q_j \approx 0$.



0 $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,899 (0, 29,3)$

ЕЕРП	0,0000	0,0225	0,0409	0,0715	0,0851	0,1237	0,1317
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

I $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,789 (5,8, 24,8)$

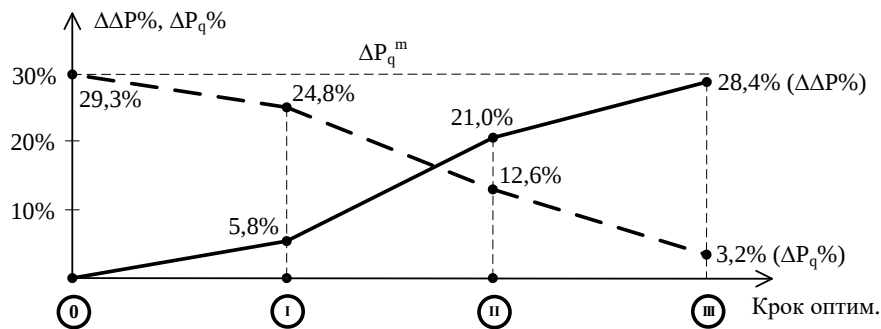
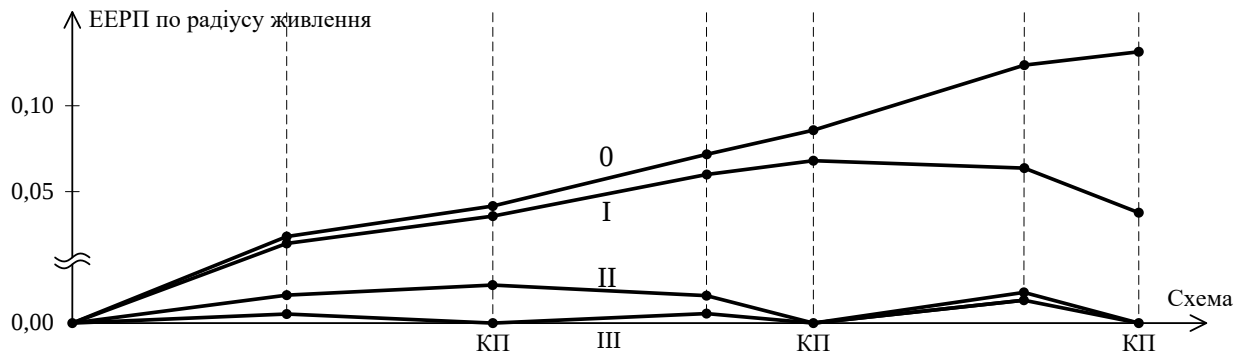
ЕЕРП	0,0000	0,0207	0,0367	0,0614	0,0689	0,0639	0,0379
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

II $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,501 (21,0, 12,6)$

ЕЕРП	0,0000	0,0123	0,0197	0,0112	0,0000	0,0109	0,0000
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

III $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,359 (28,4, 3,2)$

ЕЕРП	0,0000	0,0002	0,0000	0,0045	0,0000	0,0111	0,0000
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------



№ відгалужень РПН тр-рів				
	0	I	II	III
T1	4	5	7	12
T2	4	5	14	10
T3	5	5	5	5

Мал. 7. Методологія автоматизації вибору місць установлення КП для елементів КСК

Позиція 6: Оптимальний режим, який отримано в результаті вибору місць установлення КП і завантажений оптимальними значеннями $Q_{кп}$, повинен знаходитись у припустимій області, тобто повинні виконуватися технологічні, режимні, балансні, економічні та "адміністративні" обмеження.

До технологічних обмежень відносяться припустимі границі регуляторів режиму – реактивна потужність КП ($Q_{кп}$) і коефіцієнти трансформаторів (K_T), тобто повинні виконуватись умови $Q_{\min} \leq Q_{кп} \leq Q_{\max}$, $K_{\min} \leq K_T \leq K_{\max}$. Відзначимо, що ці обмеження мають дискретний характер.

До режимних обмежень, звичайно, відносяться обмеження за припустимими рівнями напруги та припустимому завантаженню трансформаторів і ліній, тобто повинні виконуватись умови $U_{\min} \leq U \leq U_{\max}$, $S_{TP} \leq S_{\text{доп}}$, $I_L \leq I_{\text{доп}}$. В першу чергу ці обмеження забезпечуються елементами КСК, але обов'язково повинне бути проконтрольоване і реалізоване виконання режимних обмежень для всіх вузлів схеми, наприклад, за рахунок регулювання системними трансформаторами.

До балансних обмежень відносяться вимоги (рекомендації) щодо бажаних рівнів перетікань реактивної потужності по вузлах зв'язку з енергосистемою (визначає ЕС), з мережами 10 кВ районів або філій (визначає ЕО), а також з мережами інших електропередавальних організацій: $Q_{\min}^6 \leq Q^6 \leq Q_{\max}^6$, де Q^6 – перетікання реактивної потужності у вузлі зв'язку мережі ЕО; $Q_{\min}^6$, $Q_{\max}^6$ – бажані границі перетікання реактивної потужності.

До економічних обмежень включимо два параметри – заданий рівень капітальних вкладень (КАП³) і бажаний (граничний) термін окупності t_{iE}^C , тобто рекомендоване оптимальне рішення повинне задовольняти умовам $КАП \leq КАП^3$, $t_{ок} \leq t_{ок}^3$. Параметри КАП і $t_{ок}$ пов'язані стандартними співвідношеннями

$$\frac{t_{ок}}{(1+E)^{t_{ок}}} - \frac{КАП}{\Delta\P - В - \Delta\P_{кп}} = 0,$$

де E – норма дисконту або внутрішня норма ефективності, що прийнята рівною відсотковій ставці Національного банку України;

$t_{ок}$ – термін окупності, рік;

$КАП$ – капіталовкладення у засоби КРП, грн.;

$\Delta\P$ – зменшення плати за активну електроенергію за рахунок зменшення втрат активної потужності, грн./рік;

$В$ – річні амортизаційні та експлуатаційні витрати засобів КРП, грн./рік;

$\Delta\P_{кп}$ – річна вартість втрат активної електроенергії в засобах КРП, грн./рік.

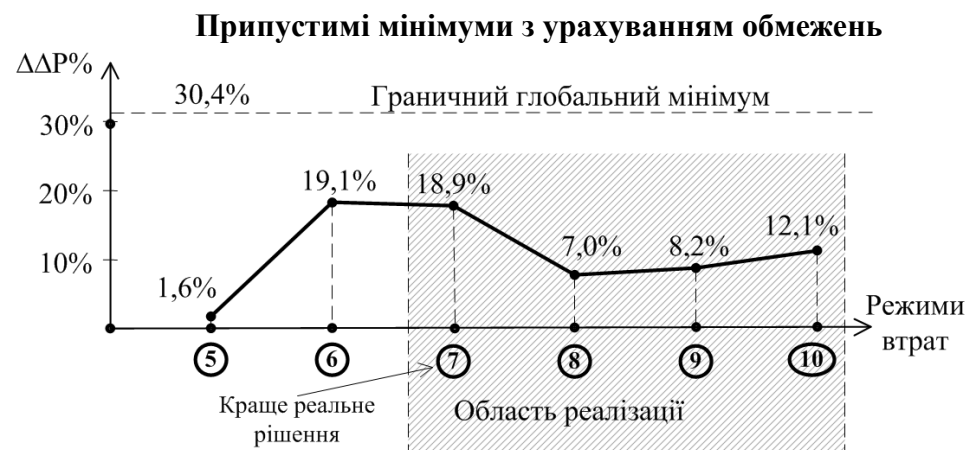
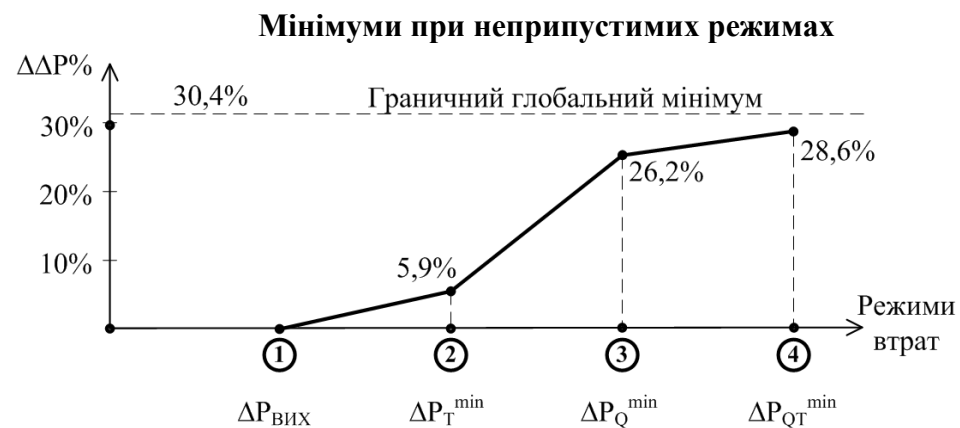
До "адміністративних" обмежень (термін не формальний) будемо відносити заборону на встановлення або регулювання $Q_{кп}$ в конкретних вузлах схеми, обов'язкове включення вузла до складу регуляторів, включення до складу регуляторів генераторів станцій, які фіксують потрібну напругу на генераторних шинах на вимогу відповідних диспетчерських служб, корекцію базових навантажень розрахункової схеми по активній та реактивній потужності, вибір $Q_{кп}$ за рівнями компенсації (навантажувальна, споживча, нульова, системна) тощо.

Залежність ефективності компенсації від врахування технологічних, режимних та низки "адміністративних" обмежень наведена у таблиці (мал. 8). У вихідному стані відсутня $Q_{\text{кп}}$, РПН встановлені в положеннях Т1 (4), Т2 (4), Т3 (5). Режим знаходиться в припустимій області і має втрати $\Delta P = 2,215$ МВт. Варіанти обмежень умовно позначені наступним чином:

- T – оптимізується $K_{\text{тр}}$ трансформаторів;
- Q – оптимізується $Q_{\text{кп}}$ у вибраних вузлах;
- U_Q – включені обмеження по U для $Q_{\text{кп}}$;
- U_T – включені обмеження по U для трансформаторів;
- $U_{\text{сх}}$ – включені обмеження по U для всієї схеми;
- S_T – включені обмеження по завантаженню трансформаторів;
- Q_H – включені обмеження по рівню компенсації (навантажувальна);
- Q_C – включені обмеження по рівню компенсації (споживча);
- Q_0 – включені обмеження по рівню компенсації (нульова).

В таблиці символом "+" визначено включені обмеження. Наприклад, результати, наведені в рядку 2, характеризують оптимізацію коефіцієнтів трансформації без урахування обмежень, в рядку 6 виконана комплексна оптимізація з урахуванням обмежень по напрузі, в рядку 10 реалізується комплексна оптимізація з урахуванням обмежень по напрузі, по припустимому навантаженню трансформаторів і прагненні забезпечити нульовий рівень компенсації. Результати, що наведені в таблиці, оптимізуються вибором місць установлення $Q_{\text{кп}}$ у вузлах 4, 6 ($E_{\text{ЕРП}_{\text{max}}} = 0,03$); обмеженнями по напрузі вузлів 0,4 кВ ($0,36 \div 0,42$), 10 кВ ($9,5 \div 11,0$), 35 кВ ($33,3 \div 38,5$), 110 кВ ($104,5 \div 121,0$); обмеженнями по потужності трансформаторів Т2 (10 МВА), Т3 (1,8 МВА). Для порівняння і аналізу наводяться характеристики отриманого режиму: втрати (ΔP), зміна втрат отриманого режиму ($\Delta \Delta P$), рекомендована реактивна потужність ($Q_{\text{кп}}$), положення відгалужень РПН трансформаторів, перегікання повної та реактивної потужностей в трансформаторах ($S_{\text{тр}}$, $Q_{\text{тр}}$) і напруги у вузлах-регуляторах. В примітках акцентується увага на відхиленнях режиму від умов припустимої області.

N п/п	Оптимізація		Обмеження							ΔP [МВт]	$\Delta \Delta P$ [МВт (%)]	$Q_{\text{кп}}$ [Мвар]		Відгал. тр-ра			Перетікання $S_{\text{тр}}$ [МВА]		Перетікання $Q_{\text{тр}}$ [Мвар]		Напруга [кВ]		Примітки
	Q	T	U_Q	U_T	$U_{\text{сх}}$	S_T	Q_H	Q_C	Q_0			4	6	T1	T2	T3	T2	T3	T2	T3	4	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.215	0,000(0,0)	-	-	4	4	5							
2.	-	+	-	-	-	-	-	-	-	2.084	0.131(5.9)	-	-	1	2	5	8.788	1.592	4.238	0.467	12.09	0.43	Рішення неприпустиме
3.	+	-	-	-	-	-	-	-	-	1.655	0.580(26.2)	13.78	1.070	4	4	5	13.57	1.688	-10.137	-0.588	13.31	0.50	Рішення неприпустиме
4.	+	+	-	-	-	-	-	-	-	1.582	0.633(28.6)	14.00	1.070	1	2	5	13.75	1.685	-10.435	-0.562	14.53	0.54	Рішення неприпустиме
5.	+	-	+	+	+	-	-	-	-	2.180	0.035(1.6)	0.394	0.000	4	4	5	7.730	1.525	3.927	0.454	10.98	0.39	Рішення можливе, але не ефективне
6.	+	+	+	+	+	-	-	-	-	1.791	0.424(19.1)	13.89	1.110	8	14	5	13.68	1.705	-10.08	-0.645	10.87	0.40	Рішення можливе, але є перевантаження тр-рів
7.	+	+	+	+	+	+	-	-	-	1.796	0.419(18.9)	8.81	1.300	7	10	5	10.00	1.800	-5.68	-0.824	10.99	0.41	Найкраще рішення системної оптимізації
8.	+	+	+	+	+	+	+	-	-	2.060	0.155(7.0)	2.00	0.300	5	5	5	7.949	1.532	1.920	0.151	10.94	0.39	Рішення при рівні навантажувальної компенсації
9.	+	+	+	+	+	+	-	+	-	2.034	0.181(8.2)	2.232	0.451	5	6	5	7.860	1.525	1.522	-0.001	10.86	0.39	Рішення при рівні споживчої компенсації
10.	+	+	+	+	+	+	-	-	+	1.948	0.267(12.1)	3.729	0.451	5	7	5	7.706	1.524	0.000	0.000	10.97	0.39	Рішення при рівні нульової компенсації



Мал. 8. Врахування обмежень для елементів КСК

За отриманими результатами можна зробити наступні висновки:

- комплексний глобальний мінімум (рядок 4) $\Delta P_{QT}^{\min} = 1,582$ МВт досягається комплексною оптимізацією, але без урахування обмежень;
- роздільні глобальні мінімуми (рядки 2, 3), коли незалежно оптимізуються тільки K_{TP} або тільки Q_{KP} , (також без урахування обмежень), дорівнюють $\Delta P_T^{\min} = 2,084$ МВт і $\Delta P_Q^{\min} = 1,655$ МВт відповідно;
- Режими 2, 3, 4 не можуть бути рекомендовані через порушення обмежень і носять ілюстративний характер, що пояснює роль регуляторів в досягненні оптимуму

$$\begin{array}{ccccccc} \Delta P_{\text{вих}} & > & \Delta P_T^{\min} & > & \Delta P_Q^{\min} & > & \Delta P_{QT}^{\min} \\ 2,215 & & 2,084 \text{ (5,9\%)} & & 1,655 \text{ (26,2\%)} & & 1,582 \text{ (28,6\%)} \end{array}$$

- Режими 5÷10 враховують обмеження по напрузі;
- Режим 5 свідчить про малу ефективність автономної оптимізації Q_{KP} , якщо не використовувати комплексну системну компенсацію;
- Режими 8, 9, 10 характеризують обмежуючий вплив рівнів компенсації у вузлах 4, 6;
- **Найбільш реальним оптимальним режимом** є режим 7, коли реалізується комплексна системна оптимізація при врахуванні повного складу обмежень.

В 2013 р. згідно наведених позицій щодо практичної комплексної системної компенсації перетікань реактивної потужності для мереж ЕО (110/35/10 кВ) та ряду інших концептуальних положень розроблено проблемно-орієнтований комп'ютерний комплекс ОПТИМ_QT. Розробку виконано НТУУ "КПІ", експериментальні та промислові розрахунки реалізовані ГНДЛ Міненерговугілля України при НТУУ "КПІ" спільно з ТОВ "Енергетичні рішення".

Результати вибору місць встановлення КП і оптимізації режимів по реактивній потужності та рівням напруги для мереж 110/35/10 кВ десяти обраних ЕО наведені в таблиці на мал. 9. В таблиці представлені характеристики розрахункових схем, параметри технічних втрат активної потужності, обсяги рекомендованих Q_{KP} і кількість вузлів, де потрібна першочергова компенсація перетікань реактивної потужності, а також необхідні капіталовкладення та терміни окупності. Розрахунки виконані з обмеженнями $EER_{\text{Плім}} = 0,025 \div 0,04$, прийнятою вартістю 1 кВАр – 50 грн. і тарифом на активну електроенергію 0,61 грн/кВт·год. (рівень 2010 р.). Терміни окупності змінюються в межах 2 років. При встановленні близько 700 Мвар прогнозується зниження втрат в цілому на 17 МВт (7 %). Оптимальні режими мереж знаходяться в припустимій області.

Аналогічно, у процентному відношенні, можливо зменшення ТВАП за рахунок КСК в мережах районів електричних мереж (РЕМ) або філій 10/0.4 кВ. Компенсація перетікань реактивної потужності у вузлах зв'язку з магістральними мережами ЕС, як правило, повинно

також сприяти відповідному зниженню втрат в цих мережах. Наприклад, згідно розрахунків, виконаних для об'єднаної схеми ПАТ "ЕК "Житомиробленерго" та Центральної ЕС, зниження ТВАП в магістральних мережах складає близько 50% від зниження втрат (ΔP) в розподільчих мережах ЕО.

№	Схема ЕО 110/35/10 кВ	Обсяг схеми (вузлів зв'язку)	Оптимальні технічні втрати ΔP						$Q_{\text{КП}}$	КАП	ток
			ΔP	ΔP^0	$\Delta \Delta P$	$\Delta \Delta P\%$	ΔP_q^0	$\Delta P_q^0\%$			
1	Київобл	1753 (29)	49,2	46,3	2,9	5,9	4,2	8,5	107,9 (46)	6,3	15
2	Чернігів	844 (14)	11,0	10,2	0,8	7,3	0,7	6,4	34,4 (20)	1,3	11
3	Черкаси	1088 (12)	20,8	18,9	1,9	9,1	1,4	6,7	87,0 (30)	3,2	12
4	Житомир	974 (13)	18,1	16,5	1,6	8,8	1,0	5,5	68,5 (34)	3,2	15
5	Тернопіль	666 (11)	8,7	8,4	0,3	3,4	0,3	3,4	18,0 (13)	1,0	31
6	Чернівці	379 (5)	15,9	13,9	2,0	12,6	0,9	5,7	46,6 (20)	2,1	6
7	Закарпаття	746 (9)	21,9	19,2	2,7	12,3	1,5	6,8	81,8 (33)	4,7	11
8	Херсон	1536 (15)	15,7	14,3	1,5	9,4	1,2	8,6	52,8 (24)	3,3	16
9	Луганськ	2217 (16)	43,6	41,5	2,1	4,8	3,2	7,3	120,6 (21)	2,7	9
10	Харків	2088 (25)	30,9	29,5	1,4	4,5	2,5	8,1	65,5 (32)	2,6	14

Сума: 235,8 218,7 17,2 7,3 16,9 7,2 683,1 (273) 30,4

ΔP^0 : сумарні втрати активної потужності в оптимальному режимі [МВт];

$\Delta \Delta P$ ($\Delta \Delta P\%$) : зниження втрат активної потужності [МВт];

ΔP_q^0 ($\Delta P_q^0\%$) : втрати активної потужності від перетікань реактивної потужності [МВт];

$Q_{\text{КП}}$: обсяг потужності КП [Мвар], в дужках – кількість точок встановлення КП;

КАП : капітальні вкладення, [млн. грн.];

ток : термін окупності, [міс.].

Формули : $\Delta \Delta P\% = (\Delta \Delta P / \Delta P) \cdot 100$; $\Delta P_q\% = (\Delta P_q / \Delta P) \cdot 100$.

Мал. 9. Результати оптимізації мереж 110/35/10 кВ ЕО по реактивній потужності та напрузі в режимі зимового максимуму 2011 р.

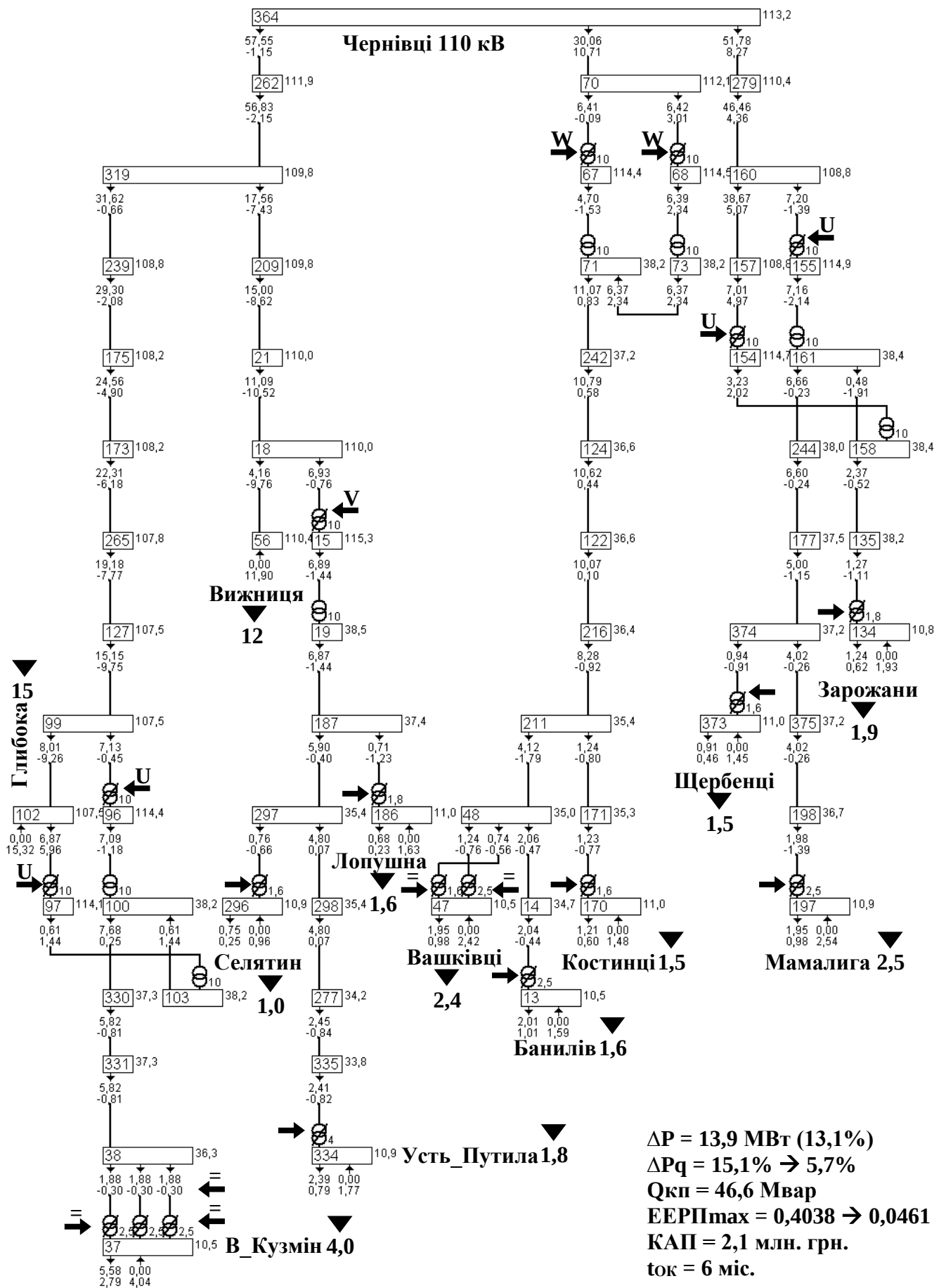
Конкретні місця встановлення КП для фрагментів мереж Житомиробленерго (результати спільних досліджень) і Чернівціобленерго (схема з найбільшим очікуваним ефектом) наведені на мал. 10, 11. Представлена системна компенсація поточкорозподілу (Р, Q), режим напруги, потрібні обсяги КП (символ "▼"), трансформатори елементів КСК (символ "➡", позначення "V", "W" – трансформатори зустрічного регулювання), трансформатори системного регулювання напруги (символ "U"), а також виділені трансформатори, що працюють паралельно (символ "="). Для фрагменту схеми Чернівціобленерго вибраний вузол зв'язку – п/ст Чернівці.1.110, для Житомиробленерго – п/ст Лісова.1.110.

Представлені результати комплексної системної компенсації, звичайно, не є закінченими проєктними рішеннями, а ілюструють принципові можливості зниження втрат у високовольтних мережах електропередавальних організацій, шляхи, засоби та розрахунковий програмний апарат для автоматизованого вирішення поставленої задачі. Технічні питання автоматики сумісного (зустрічного) регулювання КП та РПН трансформаторів в контексті цієї

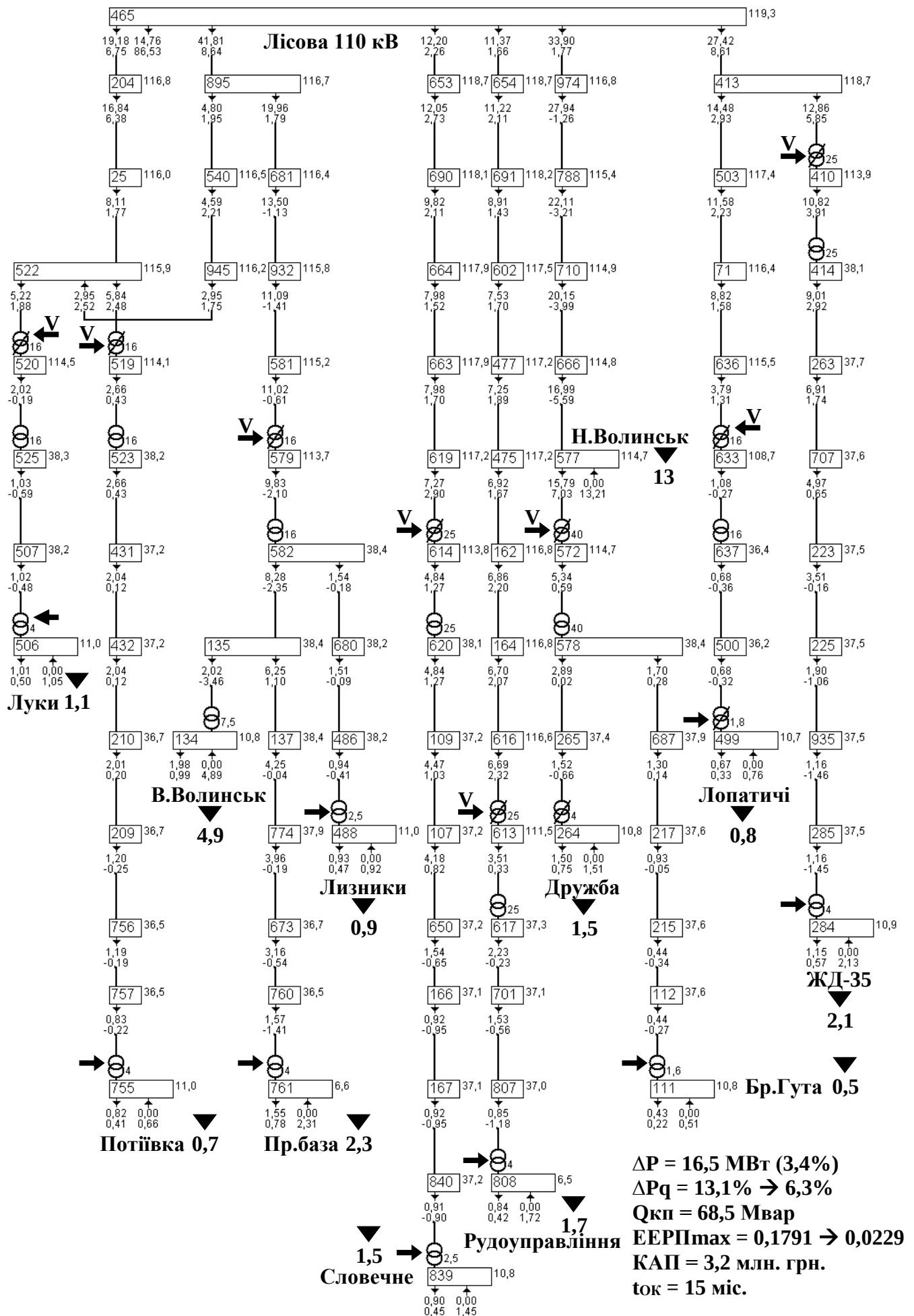
статті не розглядаються, потребують уваги відповідних фахівців, але безумовно мають технологічні рішення без суттєвої втрати ефективності КСК [9, 10].

Висновки

1. Комплексна системна компенсація перетікань реактивної потужності в розподільчих мережах ЕО 110/35/10 кВ є ефективним та реальним шляхом до зниження технічних втрат електроенергії для режимів її транспорту в електроенергетиці України.
2. За рахунок оптимальної компенсації реактивної потужності можливе максимальне зниження технічних втрат електроенергії на 10%, що відповідає зниженню рівня втрат електроенергії з 11,8% до 10,6% від відпуску електроенергії в мережу і еквівалентно економії більше 200 млн. кВт·год за рік.
3. Запропоновані практичні концептуальні положення забезпечують вихідну методичну базу для виконання цільових проектів щодо системної компенсації перетікань реактивної потужності в мережах конкретних ЕО.
4. Розробка та впровадження проектів для мінімізації технічних втрат за рахунок системної компенсації повинно виконуватись з ініціативи ЕО, підтримуватись відповідними нормативними документами Міненерговугілля України.
5. Нормативна підтримка цільових проектів з системної компенсації потребує редагування чинної Методики [5] та розширення її дії на взаємовідносини між енергосистемами, електропередавальними організаціями та споживачами щодо регламентації перетікань реактивної потужності (електроенергії) на межах балансового розділу їх мереж.
6. Вирішення задачі може бути забезпечене інвестиційними фондами за рахунок фінансування від сплати за реактивну електроенергію, яка надходить безпосередньо на розрахункові рахунки ЕО від промислових та інших споживачів, які залучаються до розрахунків за перетікання WQ згідно з вимогами діючої Методики [5].



Мал. 10. Фрагмент схеми 110/35/10 кВ Чернівціобленерго. Результати оптимальної КСК



Мал. 11. Фрагмент схеми 110/35/10 кВ Житомиробленерго. Результати оптимальної КСК

Література

1. Чех С. М., Меженний С. Я., Власенко Л. Ю., Ущановський К. В. До проблеми розподілених джерел енергії. // Електропанорама. – 2013. – № 6. – с.30-31.
2. Г. Крон. Исследование сложных систем по частям – диакоптика. – М.: Наука, 1972. – 544 с.
3. Банін Д. Б., Голота А. Д., Сулейманов В. М., Яндульський О. С., Банін М. Д., Гнатовський А. В., Боднар А. М. Системные основы методики расчетов платы за перетоки реактивной электроэнергии. Направления развития методической базы. // Промелектро. – 2004. – №4. – с.11-19.
4. Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ України від 31.07.96 № 28 (в редакції постанови НКРЕ від 04.02.2010 № 105). – 52 с.
5. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 17.01.2002 № 19. – 30 с.
6. Банін Д. Б., Банін М. Д., Луців П. Д. Розрахунок та пофідерний аналіз складових технологічних витрат електроенергії в мережах 10(6)/0,4 кВ ВАТ ЕК "Хмельницькобленерго" за допомогою програмного комплексу РАОТВ. // Электрические сети и системы. – 2010. – Спецвыпуск. – с. 46-67.
7. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 200 с.
8. Банін Д.Б., Яндульський О.С., Банін М.Д., Боднар А.М., Гнатовський А.В. Економічні еквіваленти реактивної потужності. Математичний та чисельний аналіз. // Промелектро. – 2004. – №1. – с. 22-33.
9. Н. Glawitsch, Н.Р. Asal, G. Schaffer; Experiences and new concepts in reactive power and voltage control in interconnected power systems
CIGRE 1990 Report 39-08.
10. P.-A. Chamorel; Methods for reactive power optimization
CIGRE 1987 Report 38-01.