

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.; І. О. Гунько

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РДЕ ТА СЕКЦІОНУВАННЯ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

У роботі розглянуто питання зменшення втрат активної потужності в локальних електричних системах, у яких експлуатуються різноманітні розосереджені джерела енергії, серед яких сонячні електростанції та гідроелектростанції. Наведено комп'ютерну модель режиму локальної електричної системи, яка дозволяє визначити місце точок поточкорозділу та розрахувати втрати потужності під час розімкнення схеми у відповідних вузлах. Показано, що в умовах використання декількох розосереджених джерел енергії в локальній електричній системі оптимальну за втратами енергії точку поточкорозділу (із декількох можливих точок поточкорозділу) вибирають за найменшою вузловою напругою. Регулювання потужності генерування малої гідроелектростанції впливає на зміну точки поточкорозділу в локальній електричній системі і, відповідно, на втрати електроенергії в ній.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, сонячні електростанції, точка поточкорозділу, локальні електричні системи, гідроелектростанції, втрати активної потужності.

Вступ

На зміну централізованому електропостачанню від потужних електростанцій приходять комбіноване електропостачання, коли безпосередньо в розподільних електричних мережах розбудовують відновлювані джерела енергії [1, 2]. Це вітрові, сонячні та малі гідроелектростанції (ВЕС, СЕС, малі ГЕС). Розподілене генерування в електричній мережі впливає на її режими, у результаті чого виникають нові можливості й нові завдання щодо оптимального використання розподілених джерел енергії (РДЕ).

РДЕ постачають електроенергію найближчим споживачам, а в разі появи надлишків енергії можуть її передавати в мережі централізованого електропостачання. РДЕ умовно можна поділити на керовані (дизельні електричні станції, когенераційні тощо), умовно керовані (малі ГЕС за відсутності достатньої для безперервної роботи кількості води) і некеровані, наприклад, ВЕС і СЕС [3]. Кількість РДЕ з кожним роком зростає, що призводить до виникнення ситуації, коли в електричній мережі можуть експлуатувати декілька різноманітних РДЕ, серед яких некеровані й умовно керовані [4, 5]. За набором завдань така електрична мережа має всі ознаки локальної електричної системи (ЛЕС).

Розподільні електричні мережі для забезпечення надійності електропостачання за своєю структурою є замкнені (передбачено, що споживачі можуть отримувати живлення по декількох лініях електропередач). Однак із метою зменшення струмів короткого замкнення та зменшення кількості аварійних вимкнень споживачів кільцеві та петльові фідери розмикаються [6]. Вибір місця розімкнення є складною багатокритеріальною оптимізаційною задачею. Критеріями оптимальності є задана кількість аварійних вимкнень радіальних частин розподіленої мережі, нормовані відхилення напруг, переваг+нтаження ліній електропередач, втрати активної та реактивної потужності тощо [7, 8].

Зростаюча кількість РДЕ ускладнює вибір місць ділення кільцевих схем і схем із двостороннім живленням у розподільних електричних мережах. Розбудова в ЛЕС РДЕ призводить до появи декількох точок поточкорозділу й до не завжди виправданого ділення мережі в точках поточкорозділу за вищезазначеними критеріями оптимальності. Водночас широке упровадження сучасного високовольтного та мікропроцесорного обладнання, впровадження в мережах основних засад концепції Smart Grid дозволяють автоматизувати процес керування режимами розподільних електричних мереж та зміщення точки

потокорозділу, зумовленого зміною навантаження у вузлах, із неоптимального вузла мережі в інші [9]. Для цього можливо та доцільно використовувати керовані й умовно керовані РДЕ, зокрема малі ГЕС [10]. Останні використовують для підтримування в мережі, розімкненій за критерієм надійності, таких оптимальних потоків потужності, що забезпечує мінімум втрат активної потужності та електроенергії.

Мета роботи

Метою роботи є розроблення методу визначення оптимальної точки потокорозділу та оптимального місця розмикання мережі в локальній електричній системі з джерелами розосередженого генерування та підтримування оптимальних потоків у ній за критеріями надійності та мінімуму втрат активної потужності.

Секціонування розподільної електричної мережі напругою 10 кВ

Розглянемо фрагмент електричної схеми Ямпільських районних електричних мереж напругою 10 кВ, наведений на рис. 1.

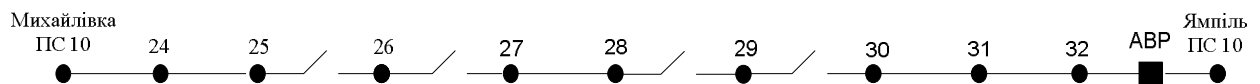


Рис. 1. Фрагмент схеми Ямпільських РЕМ 10 кВ

Як видно з рисунка, роз'єднувачі встановлені в 4 лініях, а саме: 25 – 26, 26 – 27, 28 – 29, 29 – 30. Використовуючи рекомендації щодо побудови схем секціонування розподільних електричних мереж 10 кВ (СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99:2014), визначимо з вимог з надійності електропостачання, де краще розмикати електричну мережу.

Згідно з методикою розглянемо вибір раціональних місць для встановлення комутаційних апаратів (КА) секціонування мереж (КАСМ). Визначаємо відносні потужності першої зони (зони від увідного вимикача до місця встановлення комутаційного апарата) $P_{1\Sigma}^*$ за виразом (1).

$$P_{1\Sigma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (1)$$

де P_i – середня протягом року потужність споживачів i -ої трансформаторної підстанції (ТП), кВА; m – кількість ТП (споживачів) між увідним вимикачем і місцем установлення комутаційного апарата; n – загальна кількість ТП в електричній мережі.

Визначаємо відносні довжини $L_{1\Sigma}^*$ за виразом (2).

$$L_{1\Sigma}^* = \frac{\sum_{j=1}^l L_j}{\sum_{j=1}^k L_j}, \quad (2)$$

де L_j – довжина j -ої ділянки електричної мережі, км; l – кількість ділянок ЛЕП між увідним вимикачем і місцем установлення комутаційного апарата; k – загальна кількість ділянок ЛЕП в електричній мережі.

Довжини ліній та навантаження вузлів наведені в таблицях 1 – 2.

Таблиця 1

Параметри електричної мережі

ЛЕП		Марка проводу	Довжина ЛЕП, км	Z, Ом/км	Наявність лінійного роз'єднувача
Початок	Кінець				
16	24	АС-50	1	0,63+0,418i	
24	25	АС-50	1,12	0,706+0,468i	
25	26	АС-50	1,12	0,706+0,468i	+
26	27	АС-50	1,5	0,945+0,627i	+
27	28	АС-35	0,7	0,637+0,3i	
28	29	АС-50	0,7	0,441+0,293i	+
29	30	АС-50	0,5	0,315+0,209i	+
30	31	АС-50	1,13	0,712+0,472i	
31	32	АС-50	1,23	0,775+0,514i	
32	23	АС-50	1,21	0,762+0,506i	

Таблиця 2

Навантаження вузлів схеми

Вузол	Відповідний вузол	Напруга	Навантаження	Генерування
ПС 10 Михайлівка	61,63	10	0,2+0,11i	-
24	70,71,87	10	0,9+0,51i	-
25	72	10	0,6+0,34i	-
26	88	10	0,4+0,23i	-
27	68, Гл. СЕС, Гл. ГЕС	10	0,3+0,17i	0,95
28	115	10	0,4+0,23i	-
29	90,91,95	10	0,9+0,51	-
30	173,100	10	0,5+0,28i	-
31	160	10	0,09+0,05i	-
32	150	10	0,09+0,05i	-

Розрахуємо відносні потужності та відносні довжини ліній для кожної з 4-ох зон, що визначаються місцями встановлення роз'єднувачів. Сумарна потужність споживачів 3230 кВт, загальна довжина лінії 9 км. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.

Таблиця 3

Розрахункові параметри розподільної електричної мережі

Місце встановлення КА (кінець ділянки)	Потужність першої зони $P_{1\Sigma}$, кВт	Відносна потужність першої зони $P_{1\Sigma}^*$, в. о.	Довжина першої зони $L_{1\Sigma}$, км	Відносна довжина першої зони $L_{1\Sigma}^*$, в. о.
25	1500	0,464	2,12	0,236
26	1900	0,588	3,24	0,36
28	1650	0,511	5,44	0,604
29	2550	0,789	6,14	0,682

Наступний крок: необхідно визначити вид розподілу потужності вздовж ЛЕП. Відносити ЛЕП до певного виду за розподілом потужності можна за критерієм λ , що визначають за

виразом (3).

$$\lambda = \frac{I}{\beta} \cdot \sum_{\alpha=1}^{\beta} [P_{1\Sigma}^*(\alpha) - L_{1\Sigma}^*(\alpha)], \quad (3)$$

де $P_{1\Sigma}^*(\alpha)$, $L_{1\Sigma}^*(\alpha)$ – відносна сумарна потужність і відносна сумарна довжина ділянки електричної мережі між увідним вимикачем і місцем устанавлення КАСМ у α -у місці на магістралі електричної мережі; β – загальна кількість місць устанавлення КАСМ на магістралі електричної мережі.

У нашому випадку критерій λ дорівнює 0,121. Отже, можна вважати, що потужність споживачів рівномірно розподілена по довжині ЛЕП ($-0,2 \leq \lambda \leq 0,2$ – умова рівномірного розподілу потужності ТП).

У разі встановлення одного КАСМ раціональне місце його встановлення повинно відповідати такій точці електричної мережі, у якій сумарну довжину першої зони $L_{1\Sigma}$, обмежену увідним вимикачем та КАСМ, буде визначатимемо за виразом (4).

$$L_{1\Sigma} = xI \cdot L_{\Sigma}, \quad (4)$$

де $xI = 0,5$ – визначають із таблиць [11], L_{Σ} – загальна довжина ЛЕП.

КАСМ бажано встановлювати на початку лінії так, щоб довжина лінії до точки встановлення КАСМ в реальній схемі була меншою за розраховану довжину першої зони $L_{1\Sigma}$. Розрахункове значення $L_{1\Sigma} = 4,5$ км, отже, КАСМ встановлені в лініях 25 – 26, 26 – 27 задовольняють умови надійності електропостачання.

Наступний крок методики: визначаємо розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії ΔW^* для мережі, де КАСМ, устанавлений в раціональному місці, який визначають із таблиць методики [11]. У нашому випадку ΔW_{Σ}^* дорівнює 0,5 в. о.

Розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі без КА визначають за виразом (5).

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,93 \cdot P_{\Sigma} \cdot L_{\Sigma}, \quad (5)$$

де P_{Σ} – сумарне середнє навантаження електричної мережі (без РДЕ), кВт; L_{Σ} – сумарна довжина ліній електропередавання в мережі, км.

Сумарне середнє навантаження електричної мережі, у кВт, розраховують за формулою (6):

$$P_{\Sigma} = \frac{W}{8760}, \quad (6)$$

де W – річне споживання електричної енергії в мережі, кВт·год.

Без РДЕ сумарне середнє навантаження мережі складає 4180 кВт. Розрахункове значення очікуваного відносного зниження недовідпуску електроенергії визначають за формулою (7):

$$\partial w_{\Sigma}^* = 1 - \Delta W_{\Sigma}^*, \quad (7)$$

де ΔW_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії.

Очікуване значення зниження недовідпуску електричної енергії, кВт·год/рік, для розрахунку інтегрального ефекту від устанавлення КАСМ визначають за формулою:

$$\partial w_{\Sigma} = \partial w_{\Sigma}^* \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (8)$$

де δw_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного зниження недовідпуску електроенергії; ΔW_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії.

Розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі, показаної на рис. 1, без КАСМ становить 34990 кВт·год/рік, а очікуване значення зниження недовідпуску електричної енергії після встановлення КАСМ становить 17490 кВт·год/рік.

За результатами розрахунків надійності електропостачання можна зробити висновок, що розмикання схеми, наведеної на рис. 1, доцільно робити КА встановленими в лініях 25 – 26, 26 – 27. Тому наступний крок – визначення, яким із двох КА краще розмикати схему за умов зменшення втрат активної потужності в мережі.

Визначення точки поточкорозділу

Розглянемо метод визначення місць точок поточкорозділу на спрощеній схемі електричної мережі напругою 110/10 кВ. У програмному середовищі ГрафСКАНЭР було побудовано модель електричної мережі з РДЕ, наведено на рис. 2. Параметри схеми наведені в таблицях 4 та 5.

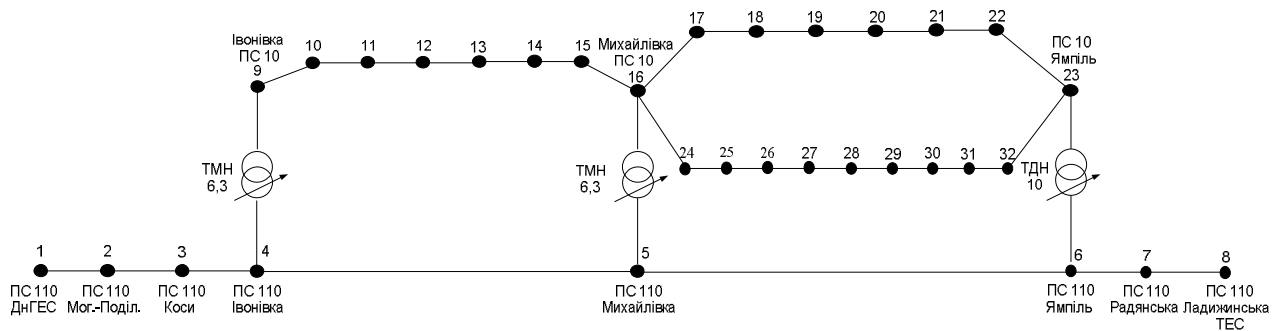


Рис. 2. Схема електричної мережі 110/10 кВ

У якості центрів живлення виступають Дністрівська ГЕС та Ладизинська ТЕС. З умов надійності електропостачання в мережах 110 кВ лінії з двостороннім живленням необхідно розмикати.

Таблиця 4

Параметри віток схеми

ЛЕП		Марка проводу	Довжина ЛЕП, км	Z, Ом/км	Наявність лінійного роз'єднувача
Початок	Кінець				
1	2	АС-185	39,06	10,458+6,939i	
2	3	АС-120	22,6	6,102+8,837i	
3	4	АС-120	22,4	6,048+8,758i	
4	5	АС-120	12,0	7,56+5,016i	
5	6	АС-120	18,37	4,96+7,18i	
6	7	АС-120	10,4	2,808+4,066i	
7	8	АС-120	2,8	0,756+1,095i	
9	10	АС-50	1,5	0,945+0,627i	
10	11	АС-35	1	0,91+0,429i	
11	12	АС-35	1,5	1,365+0,643i	+
12	13	АС-35	1,33	1,21+0,571i	

13	14	АС-35	3,22	2,935+1,384i	
14	15	АС-50	5,94	3,742+2,483i	
15	16	АС-50	5	3,15+2,09i	
16	17	АС-50	1,73	1,09+0,723i	
17	18	АС-35	1,78	1,62+0,764i	+
18	19	АС-35	2,86	2,603+1,227i	
19	20	АС-35	2,18	1,984+0,935i	
20	21	АС-35	1,91	1,738+0,819i	
21	22	АС-50	5,255	3,311+2,197i	
22	23	АС-35	1,6	1,456+0,686i	
16	24	АС-50	1	0,63+0,418i	
24	25	АС-50	1,12	0,706+0,468i	
25	26	АС-50	1,12	0,706+0,468i	+
26	27	АС-50	1,5	0,945+0,627i	+
27	28	АС-35	0,7	0,637+0,3i	
28	29	АС-50	0,7	0,441+0,293i	
29	30	АС-50	0,5	0,315+0,209i	
30	31	АС-50	1,13	0,712+0,472i	
31	32	АС-50	1,23	0,775+0,514i	
32	23	АС-50	1,21	0,762+0,506i	

Таблиця 5

Навантаження вузлів ЛЕС

Вузол	Відповідний вузол	Напруга	Навантаження	Генерування
1	ПС 110 ДнГЕС	110		
2	ПС 110 Мог. - Подільський	110	6+3,40i	-
3	ПС 110 Коси	110	0,37+0,21i	-
4	ПС 110 Івонівка	110	-	-
5	ПС 110 Михайлівка	110	-	-
6	ПС 110 Ямпіль	110	-	-
7	ПС 110 Радянська	110	0,44+0,25i	-
8	ПС 110 Ладизинська	110	-	4+3,48i
9	63	10	0,09+0,05i	-
10	641	10	0,4+0,23i	-
11	642	10	0,4+0,23i	-
12	Сл.-Буш. СЕС, ГЕС	10	0	1
13	1,4,8	10	1,2+0,68i	-
14	5,6,7,9,10,11,14,16	10	0,35+0,2i	-
15	2,3,13	10	0,14+0,08i	-
16	61,63	10	0,2+0,11i	-
17	64,65,82	10	0,76+0,43i	-
18	80,81,83,89	10	0,41+0,23i	-
19	75,77,78	10	0,3+0,17i	-
20	93	10	0,53+0,3i	-
21	96,97, Гл. СЕС І-ІІ, Гл. ГЕС	10	0,54+0,31i	1,5
22	99	10	0,26+0,15	-
23	62	10	0,3+0,17	-
24	70,71,87	10	0,9+0,51i	-
25	72	10	0,6+0,34i	-
26	88	10	0,4+0,23i	-
27	68, Гл. СЕС, Гл. ГЕС	10	0,3+0,17i	0,6
28	115	10	0,4+0,23i	-

29	90,91,95	10	0,9+0,51	-
30	173,100	10	0,5+0,28i	-
31	160	10	0,09+0,05i	-
32	150	10	0,09+0,05i	-

Установлена потужність генерування Слобода-Бушанської СЕС – 1МВт, Гальжбіївської СЕС I та СЕС II – 1,5 МВт, Гальжбієвської СЕС III – 0,6 МВт і в ході дослідження не змінювалась. Спочатку розглянемо режим роботи ЛЕС, коли ГЕС вимкнено, а в якості джерел живлення виступають Дністровська ГЕС, Ладизинська ТЕС та наявні СЕС.

Із метою визначення точок поточкорозділу прийемо, що всі кола схеми замкнені. У результаті першого досліду отримали, що розрахункові точки поточкорозділу будуть у 13, 18 та 28, сумарні втрати активної потужності в схемі становлять 0,5426 МВт, втрати потужності в лініях 10 кВ – 0,3627 МВт, втрати активної потужності в лініях 110 кВ становлять 0,1799 МВт. Напруги у вузлах схеми наведені в таблиці 6. У другому досліді відповідно до точки поточкорозділу 18 розмикаємо лінію 17 – 18, у результаті розмикання сумарні втрати становлять 0,5541 МВт, втрати по 10 кВ – 0,3740 МВт, втрати 110 кВ – 0,1801 МВт.

Із метою зміщення розрахункової точки поточкорозділу до вузла схеми, де встановлений роз'єднувач, вмикаємо Слобода-Бушанську ГЕС. За потужності генерування 0,2 МВт точка поточкорозділу з 13 вузла змістилася в 11. У лінії 11 – 12 є лінійний роз'єднувач, а отже, у третьому досліді відмикаємо цю лінію. Після відімкнення ліній сумарні втрати активної потужності становлять 0,5125 МВт, втрати в мережі 10 кВ – 0,344 МВт, у мережі 110 кВ – 0,1685 МВт. У результаті другого розмикання сумарні втрати в мережі зменшились.

Наступний крок: необхідно розімкнути лінію із двостороннім живленням 16 – 23. Точка поточкорозділу розрахункова міститься у 28 вузлі, а лінійний роз'єднувач у лінії 26 – 27. Отже, вмикаємо Гальжбієвську ГЕС на потужність 0,35 МВт, точка поточкорозділу змістилась у 26 вузол. У четвертому досліді розмикаємо лінію 26 – 27. Сумарні втрати після розмикання становлять 0,4671 МВт, у мережі 10 кВ – 0,3160 МВт, а в мережі 110 кВ – 0,1511 МВт. Оскільки КА встановлені в лініях 26 – 27, 25 – 26 і задовольняють вимоги надійності електропостачання, вимкнемо лінію 25 – 26, за увімкненої 26 – 27. У результаті такого розмикання загальні втрати активної потужності зросли до 0,4934 кВт. З отриманих результатів можна зробити висновок, що доцільно вимикати лінію 26 – 27.

Як видно з результатів, після розмикання в мережі 10 кВ втрати активної потужності зменшились порівняно з отриманими результатами до розмикання. Необхідність розмикання пов'язана з вимогами надійності електропостачання. Якщо для наведеного режиму роботи мережі розімкнути схему не в точках поточкорозділу, а в місцях, де встановлено роз'єднувачі, то втрати зростуть. Тому в п'ятому досліді ГЕС вимкнено, а розмикаємо ті лінії, де є роз'єднувачі, тобто лінії 11 – 12, 17 – 18, 26 – 27. У результаті досліду сумарні втрати становлять 0,559 МВт, втрати в мережі 10 кВ – 0,3763 МВт, втрати в мережі 110 кВ – 0,1827 МВт. Отже, регулювання генерованою потужністю ГЕС дозволяє змістити розрахункову точку поточкорозділу в місце, де наявний роз'єднувач, у результаті загальні сумарні втрати в мережі зменшились на 91,9 кВт.

Таблиця 6

Напруги у вузлах схеми

№ вузла	Номер досліду				
	1	2	3	4	5
1	115	115	115	115	115
2	113,77	113,77	113,81	113,86	113,77
3	113,42	113,42	113,49	113,59	113,41
4	113,08	113,07	113,17	113,31	113,07
5	112,82	112,81	112,92	113,1	112,79
6	112,93	112,91	113,03	133,22	112,83
7	113,14	113,12	113,23	113,43	113,07
8	113,2	113,18	113,3	113,49	113,13
9	10,84	10,85	10,64	10,65	10,63
10	10,51	10,52	10,37	10,39	10,36
11	10,32	10,33	10,24	10,25	10,22
12	10,25	10,26	10,38	10,43	10,2
13	10,18	10,2	10,31	10,37	10,15
14	10,24	10,27	10,36	1,41	10,24
15	10,32	10,35	10,43	10,48	10,35
16	10,66	10,7	10,74	10,79	10,76
17	10,03	10,17	10,21	10,26	10,23
18	10	9,77	10,79	9,84	9,67
19	10,11	9,91	9,93	9,98	10,82
20	10,36	10,23	10,25	10,29	10,14
21	10,67	10,58	10,6	10,64	10,49
22	10,82	10,76	10,78	10,82	10,68
23	10,91	10,86	10,88	10,93	10,78
24	10,5	10,53	10,56	10,63	10,61
25	10,4	10,42	10,46	10,54	10,51
26	10,36	10,37	10,4	10,51	10,47
27	10,35	10,53	10,38	10,5	10,2
28	10,34	10,33	10,35	10,47	10,18
29	10,35	10,35	10,37	10,46	10,19
30	10,42	10,38	10,41	10,5	10,15
31	10,55	10,53	10,55	10,63	10,48
32	10,72	10,59	10,71	10,77	10,59

Розглянемо фрагмент схеми від 23 до 27 вузла після розмикання лінії 26 – 27. В цьому фрагменті схеми, змінюючи потужність генерування ГЕС, впливатимемо на втрати в схемі.

Із метою розрахунку втрат активної потужності було обрано метод вузлових напруг [12]. Розрахунки проводили у програмному забезпеченні Mathcad. У якості вхідних параметрів задаємо матрицю з'єднань віток у вузлах, матрицю опорів віток та матрицю вузлових струмів, як показано у виразах. Схема складається з 6 віток та 7 вузлів. За базисний вузол беремо вузол 23, що відповідає підстанції Ямпіль 10 кВ. РДЕ, а саме Гальжбіївська СЕС та Гальжбіївська ГЕС, розташовані у 27 вузлі відповідно. Потужність генерування СЕС становить 0,6 МВт, потужність генерування ГЕС в ході дослідження змінювалась від 1,5 МВт до 3,5 МВт.

Отже, перша матриця інциденцій (М) матиме розмірність 6×6 (без базисного вузла).

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix}. \quad (9)$$

Маючи параметри ЛЕП та навантаження вузлів, запишемо матрицю опорів віток (z) та матрицю задавальних струмів у вузлах (J), вирази (10 – 11). Задавальний струм у вузлі з ГЕС записують з урахуванням, що ГЕС в цей момент генерує 0,2 МВт

$$z = \begin{pmatrix} 0,762 + j \cdot 0,506 \\ 0,775 + j \cdot 0,514 \\ 0,712 + j \cdot 0,472 \\ 0,441 + j \cdot 0,293 \\ 0,441 + j \cdot 0,293 \\ 0,637 + j \cdot 0,3 \end{pmatrix}, \quad (10)$$

$$J = \begin{pmatrix} -5,196 - j \cdot 2,944 \\ -5,196 - j \cdot 2,944 \\ -28,868 - j \cdot 16,166 \\ -51,962 - j \cdot 29,445 \\ -23,094 - j \cdot 13,279 \\ 28,868 - j \cdot 3,291 \end{pmatrix}, \quad (11)$$

де z – матриця опорів віток схеми, J – матриця задавальних струмів у вітках.

За виразом (12) визначаємо матрицю вузлових провідностей:

$$Y = M \cdot z^{-1} \cdot M^T, \quad (12)$$

де z – матриця опорів віток схеми, M – перша матриця інциденцій, M^T – транспонована перша матриця інциденцій. Розрахуємо матрицю-стовбець вузлових напруг відносно балансуєчого вузла за формулою (13):

$$U_g = Y^{-1} \cdot J, \quad (13)$$

де Y – матриця вузлових провідностей, J – матриця задавальних струмів у вітках. Наступний крок: розрахуємо абсолютні напруги у вузлах за виразом (14):

$$U = U_g + U_0, \quad (14)$$

де U_g – стовбець напруг відносно базисного вузла, U_0 – напруга базисного вузла. Напруга

базисного вузла прийнята такою, яка дорівнює 10,74 кВ (із ГрафСКАНЭР).

У результаті розрахунку отримали матрицю напруг у вузлах такого виду:

$$U = \begin{pmatrix} 1,071 \cdot 10^4 - j \cdot 95,105 \\ 1,068 \cdot 10^4 - j \cdot 186,827 \\ 1,066 \cdot 10^4 - j \cdot 266,526 \\ 1,065 \cdot 10^4 - j \cdot 300,352 \\ 1,066 \cdot 10^4 - j \cdot 305,967 \\ 1,068 \cdot 10^4 - j \cdot 299,403 \end{pmatrix}. \quad (15)$$

Як видно з отриманих результатів, найменшою напруга буде в 4 вузлі, тому точкою поточкорозділу є 4 вузол.

Наступний крок: визначаємо втрати потужності до розмикання мережі. Для розрахунку втрат потужності задамо вхідні параметри: матрицю вузлових навантажень та матрицю T – матрицю взаємозв'язку вузлових потужностей і перетоків потужності в системі. Отже матриця вузлових навантажень має такий вигляд:

$$S = \begin{pmatrix} -90 - j \cdot 50 \\ -90 - j \cdot 50 \\ -500 - j \cdot 280 \\ -900 - j \cdot 510 \\ -400 - j \cdot 230 \\ 500 - j \cdot 57 \end{pmatrix}. \quad (16)$$

Якщо потужність споживається, то у відповідному вузлі записуємо величину споживаної потужності зі знаком «-», якщо у вузлі є джерело генерування, записуємо зі знаком «+».

Рядки матриці T відповідають віткам, а стовбці – вузлам схеми. Матрицю T запишемо в такому вигляді:

$$T = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}. \quad (17)$$

Перетоки потужності у вітках схеми визначають за виразом (18):

$$S_g = T \cdot S, \quad (18)$$

де T – матриця взаємозв'язку вузлових потужностей і перетоків потужності в системі, S – матриця вузлових навантажень.

Втрати потужності визначають за формулою (19):

$$\Delta S = \sum_{i,j=1}^n \frac{S_{\sigma_{i,j}}^2}{U_i^2} \cdot z_{i,j}, \quad (19)$$

де $S_{\sigma_{i,j}}$ – перетік потужності по ij -й вітці, U_i – напруга в i -ому вузлі, z_{ij} – опір ij -ої вітки; $i=1..n-1, j=i+1..n$.

При цьому активні втрати знаходять за виразом (20):

$$\Delta P = \operatorname{Re}(\Delta S), \quad (20)$$

де ΔS – втрати потужності в ЛЕС, кВт.

Змінюючи потужність генерування ГЕС, змінювали точку поточкорозділу та втрати активної потужності відповідно. Результати розрахунків наведені в таблиці 7.

Таблиця 7

Залежність втрат активної потужності від потужності генерування ГЕС

№ досліду	$P_{ГЕС}$, МВт	$Q_{ГЕН ГЕС}$, МВар	Точка поточкорозділу	ΔP , кВт
1	0,15	0,085	5	34,1
2	0,2	0,113	4	32,39
3	0,25	0,142	4	30,47
4	0,3	0,17	3	28,67
5	0,35	0,198	3	26,89

Як видно з таблиці 7, збільшення потужності генерування призводить до зміщення точки поточкорозділу ближче до центра живлення та зменшення втрат активної потужності.

Висновки

Точка розмикання кільцевої ділянки розподільних електричних мереж з умов забезпечення надійності схеми може не збігатися з точкою оптимального поточкорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, яка до того ж може змінюватися залежно від навантаження у вузлах. Підтримувати потоки потужності в ЛЕС, які відповідають оптимальній точці поточкорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, можливо малими ГЕС.

Регулювання потужності малих ГЕС здійснюється за незмінної схеми ЛЕС. Значення потужностей ГЕС визначають і задають такими, що вони мають забезпечити потоки потужності, які відповідають оптимальній точці поточкорозділу, розрахованій за критерієм мінімуму втрат потужності, тобто реальна точка розмикання електричної мережі не змінюється, а потоки потужності за таких умов відповідають розрахунковій оптимальній точці поточкорозділу. Цим забезпечують надійність електропостачання за мінімальних втрат електроенергії під час її передавання.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Gonen T. Electric power distribution system engineering / T. Gonen // Second Edition, CRC Press, 2007. – 856 p.
2. Pepermans G. Distributed generation: definition, benefits and issues / G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'haeseleer // Energy Policy. – 2005 – No. 33. – P. 787 – 798.

3. Hrisheeksha P. Evolutionary algorithm based optimal control in distribution system with dispersed generation / P. Hrisheeksha, J. Sharma // International Journal of Computer Applications. – 2010. – No. 14. – P. 31 – 37.
4. Jung J. Coordinated control of automated devices and photovoltaic generators for voltage rise mitigation in power distribution circuits / J. Jung, A. Onen, R. Arghandeh, R. Broadwater // Renewable Energy. – 2014. – No. 66. – P. 532 – 540.
5. Tran K. Effects of dispersed generation (DG) on distribution systems / K. Tran, M. Vaziri // Proc. of IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2005 – vol. 3. – P. 2173 – 2178.
6. Мусаев Т. А. Методика выбора оптимальной точки деления городской распределительной сети напряжением 6(10) кВ / Т. А. Мусаев // Энергетика Татарстана. – 2013. – №2 (30). – С. 38 – 41.
7. Лежнюк П. Д. Вплив інверторів СЕС на показники якості електричної енергії / П. Д. Лежнюк, О. В. Рубаненко, І. О. Гунько // Вісник Хмельницького національного технічного університету. Серія: Технічні науки. – 2015 – № 2. – С. 134 – 139.
8. Лежнюк П. Д. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ / П. Д. Лежнюк, О. В. Рубаненко, І. О. Гунько // Науковий журнал «Енергетика: економіка технології, екологія». – 2015. – №.3 (51). – С. 7 – 13.
9. Buslavets O. Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities / O. Buslavets, P. Legnuk, O. Rubanenko // Eastern-European journal of enterprise technologies. – 2015. – No. 2/8 (74). – P. 35 – 41.
10. Ковальчук О. ГЕС в локальних електричних системах з розосередженим генеруванням / О. Ковальчук, О. Нікіторович, П. Лежнюк, В. Кулик // Гідроенергетика України. – 2011. – № 1. – С. 54 – 58.
11. Побудова схем секціонування розподільної електричної мережі напругою 6-10 кВ. Методичні рекомендації: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99:2014. – Офіц. вид. – К. : ТОВ «Торговий дім – «ЕЛІВО-Україна», 2014. – 42 с.
12. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических сетей / Н. А. Мельников. – М. : «Энергия», 1996. – 120 с.

Лежнюк Петро Дем'янович – д. т. н, професор, завідувач кафедри електричних станцій і систем, e-mail: lpd@inbox.ru.

Гунько Ірина Олександрівна – аспірант кафедри електричних станцій та систем.
Вінницький національний технічний університет.