

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.; И. А. Гунько

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РИЭ И СЕКЦИОНИРОВАНИЯ НА РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В работе рассмотрен вопрос уменьшения потерь активной мощности в локальных электрических системах, в которых эксплуатируются разнотипные рассредоточенные источники энергии, среди которых солнечные электростанции и гидроэлектростанции. Приведена компьютерная модель режима локальной электрической системы, позволяющая определить место точек потокораздела и рассчитать потери мощности при размыкании схемы в соответствующих узлах. Показано, что в условиях использования нескольких рассредоточенных источников энергии в локальной электрической системе оптимальную по потерям энергии точку потокораздела (из нескольких возможных точек потокораздела) выбирают по наименьшему узловому напряжению. Регулировка мощности генерации малой гидроэлектростанции влияет на изменение точки потокораздела в локальной электрической системе и, соответственно, на потери электроэнергии в ней.

Ключевые слова: *рассредоточенные источники энергии, солнечные электростанции, точка потокораздела, локальные электрические системы, гидроэлектростанции, потери активной мощности.*

Введение

На смену централизованному электроснабжению от мощных электростанций приходит комбинированное электроснабжение, когда непосредственно в распределительных электрических сетях расстраивают возобновляемые источники энергии [1, 2]. Это ветровые, солнечные и малые гидроэлектростанции (ВЭС, СЭС, малые ГЭС). Распределенное генерирование в электрической сети влияет на ее режимы, в результате чего возникают новые возможности и новые задачи по оптимальному использованию рассредоточенных источников энергии (РИЭ).

РИЭ поставляют электроэнергию к ближайшим потребителям, а в случае появления излишков энергии могут ее передавать в сети централизованного электроснабжения. РИЭ условно можно разделить на управляемые (дизельные электрические станции, когенерационные и т. п.), условно управляемые (малые ГЭС при отсутствии достаточного для непрерывной работы количества воды) и неуправляемые, например, ВЭС и СЭС [3]. Количество РИЭ с каждым годом растет, что приводит к возникновению ситуации, когда в электрической сети могут эксплуатировать несколько разнотипных РИЭ, среди которых неуправляемые и условно управляемые [4, 5]. По набору задач такая электрическая сеть имеет все признаки локальной электрической системы (ЛЭС).

Распределительные электрические сети для обеспечения надежности электроснабжения по своей структуре являются замкнутыми (предусмотрено, что потребители могут получать питание по нескольким линиям электропередач). Однако с целью уменьшения токов короткого замыкания и уменьшения количества аварийных отключений потребителей кольцевые и петлевые фидеры размыкаются [6]. Выбор места размыкания является сложной многокритериальной оптимизационной задачей. Критериями оптимальности является заданное количество аварийных отключений радиальных частей распределенной сети, нормированные отклонения напряжений, перегрузки линий электропередач, потери активной и реактивной мощности и т. п. [7, 8].

Растущее количество РИЭ затрудняет выбор мест деления кольцевых схем и схем с двусторонним питанием в распределительных электрических сетях. Развитие в ЛЭС РИЭ

приводит к появлению нескольких точек потокораздела и к не всегда оправданому делению сети в точках потокораздела по вышеуказанным критериям оптимальности. В то же время широкое внедрение современного высоковольтного и микропроцессорного оборудования, внедрение в сетях основных принципов концепции Smart Grid позволяют автоматизировать процесс управления режимами распределительных электрических сетей и смещение точки потокораздела, вызванного изменением нагрузки в узлах, с неоптимального узла сети в другие [9]. Для этого можно и целесообразно использовать управляемые и условно управляемые РИЭ, в частности малые ГЭС [10]. Последние используют для поддержания в сети, разомкнутой по критерию надежности, таких оптимальных потоков мощности, что обеспечивает минимум потерь активной мощности и электроэнергии.

Цель работы

Целью работы является разработка метода определения оптимальной точки потокораздела и оптимального размыкания сети в локальной электрической системе с источниками рассредоточенного генерирования и поддержания оптимальных потоков в ней по критериям надежности и минимума потерь активной мощности.

Секционирование распределительной электрической сети напряжением 10 кВ

Рассмотрим фрагмент электрической схемы Ямпольских районных электрических сетей напряжением 10 кВ, приведённый на рис. 1.

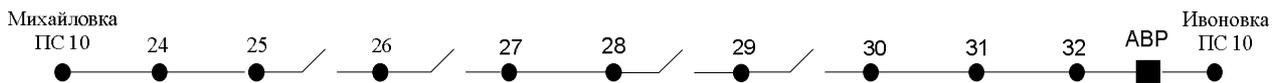


Рис. 1. Фрагмент схемы Ямпольских РЭС 10 кВ

Как видно из рисунка, разъединители установлены в 4 линиях, а именно: 25 – 26, 26 – 27, 28 – 29, 29 – 30. Используя рекомендации по построению схем секционирования распределительных электрических сетей 10 кВ (СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99: 2014), определим из требований по надежности электроснабжения, где лучше размыкать электрическую сеть.

Согласно методике рассмотрим выбор рациональных мест для установки коммутационных аппаратов (КА) секционирования сетей (КАСС). Определяем относительные мощности первой зоны (зоны от вводного выключателя к месту установки коммутационного аппарата) $P_{l\Sigma}^*$ по выражению (1).

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

где P_i – средняя на протяжении года мощность потребителей i -ой трансформаторной подстанции (ТП), кВА; m – количество ТП (потребителей) между вводным выключателем и местом установки коммутационного аппарата; n – общее количество ТП в электрической сети.

Определяем относительные длины $L_{l\Sigma}^*$ по выражению (2).

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

где L_j – длина j -ого участка электрической сети, км; l – количество участков ЛЭП между вводным выключателем и местом установки коммутационного аппарата; k – общее количество участков ЛЭП в электрической сети.

Длины линий и нагрузки узлов приведены в таблицах 1 – 2.

Таблица 1

Параметры электрической сети

ЛЭП		Марка провода	Длина ЛЭП, км	Z, Ом/км	Наличие линейного разъединителя
Начало	Конец				
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	

Таблица 2

Нагрузки узлов схемы

Узел	Соответствующий узел	Напряжение	Нагрузка	Генерирование
ПС 10 Михайловка	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. СЭС, Гл. ГЭС	10	0,3+0,17i	0,95
28	115	10	0,4+0,23i	-
29	90,91,95	10	0,9+0,51i	-
30	173,100	10	0,5+0,28i	-
31	160	10	0,09+0,05i	-
32	150	10	0,09+0,05i	-

Рассчитаем относительные мощности и относительные длины линий для каждой из 4-х зон, которые определяют местами установки разъединителей. Суммарная мощность потребителей 3230 кВт, общая длина линии 9 км. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3

Расчетные параметры распределительной электрической сети

Место установки КА (конец участка)	Мощность первой зоны $P_{1\Sigma}$, кВт	Относительная мощность первой зоны $P_{1\Sigma}^*$, о. е.	Длина первой зоны $L_{1\Sigma}$, км	Относительная длина первой зоны $L_{1\Sigma}^*$, о. е.
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

Следующий шаг: необходимо определить вид распределения мощности вдоль ЛЭП. Относить ЛЭП к определенному виду по распределению мощности можно по критерию λ , что определяют по выражению (3).

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

где $P_{1\Sigma}^*(\alpha)$, $L_{1\Sigma}^*(\alpha)$ – относительная суммарная мощность и относительная суммарная длина участка электрической сети между вводным выключателем и местом установки КАСС в α -м месте на магистрали электрической сети; β – общее количество мест установки КАСС на магистрали электрической сети.

В нашем случае λ равна 0,121. Итак, можно считать, что мощность потребителей равномерно распределена по длине ЛЭП ($-0,2 \leq \lambda \leq 0,2$ – условие равномерного распределения мощности ТП).

В случае установки одного КАСС рациональное место его установки должно соответствовать такой точке электрической сети, в которой суммарную длину первой зоны $L_{1\Sigma}$, ограниченную вводным выключателем и КАСС, будем определять по выражению (4).

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

где $xI = 0,5$ – определяют из таблиц [11], L_{Σ} – общая длина ЛЭП.

КАСС желательно устанавливать в начале линии так, чтобы длина линии до точки установки КАСС в реальной схеме была меньше рассчитанной длины первой зоны $L_{1\Sigma}$. Расчетное значение $L_{1\Sigma} = 4,5$ км, следовательно КАСС установлены в линиях 25 – 26, 26 – 27 удовлетворяют условия по надежности электроснабжения.

Следующий шаг методики: определяем расчетное значение ожидаемого относительного недоотпуска электрической энергии ΔW^* для сети, где КАСС установлены в рациональном месте, определяемом из таблиц методики [11]. В нашем случае ΔW_{Σ}^* равен 0,5 о. е.

Расчетное значение ожидаемого недоотпуска электрической энергии ΔW_{Σ} для сети без КА определяют по выражению (5).

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

где P_{Σ} – суммарная средняя нагрузка электрической сети (без РИЭ), кВт; L_{Σ} – суммарная длина линий электропередачи в сети, км.

Суммарную среднюю загрузку электрической сети, в кВт, рассчитывают по формуле (6):

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

где W – годовое потребление электрической энергии в сети, кВт·час.

Без РИЭ суммарная средняя нагрузка сети составляет 4180 кВт. Расчетное значение ожидаемого относительного снижения недоотпуска электроэнергии определяют по формуле (7):

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

где ΔW_{Σ}^* – расчетное значение ожидаемого относительного недоотпуска электрической энергии.

Ожидаемое значение снижения недоотпуска электрической энергии, кВт·час/год, для расчета интегрального эффекта от установки КАСС определяют по формуле:

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

где δw_{Σ}^* – расчетное значение ожидаемого относительного снижения недоотпуска электроэнергии; ΔW_{Σ}^* – расчетное значение ожидаемого относительного недоотпуска электрической энергии.

Расчетное значение ожидаемого недоотпуска электрической энергии ΔW_{Σ} для сети, показанной на рис. 1, без КАСС составляет 34990 кВт·час / год, а ожидаемое значение снижения недоотпуска электрической энергии после установки КАСС составляет 17490 кВт·час / год.

По результатам расчетов по надежности электроснабжения можно сделать вывод, что размыкание схемы, приведенной на рис. 1, целесообразно делать КА установленными в линиях 25 – 26, 26 – 27. Поэтому следующий шаг определение, каким из двух КА лучше размыкать схему в условиях уменьшения потерь активной мощности в сети.

Определение точки потокораспределения

Рассмотрим метод определения мест точек потокораздела на упрощенной схеме электрической сети напряжением 110/10 кВ. В программной среде ГрафСКАНЭР была построена модель электрической сети с РДЭ, приведенная на рис. 2. Параметры схемы приведены в таблицах 4 и 5.

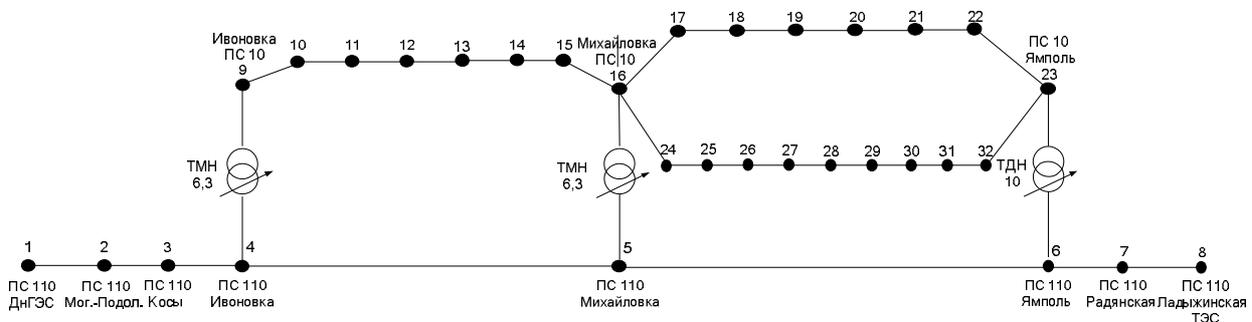


Рис. 2. Схема электрической сети 110/10 кВ

В качестве центров питания выступают Днестровская ГЭС и Ладыжинская ТЭС. Из условий надежности электроснабжения в сетях 110 кВ линии с двусторонним питанием

необходимо размыкать.

Таблица 4

Параметры ветвей схемы

ЛЭП		Марка провода	Длина ЛЭП, км	Z, Ом/км	Наличие линейного разъединителя
Начало	Конец				
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	

Таблица 5

Нагрузки узлов ЛЭС

Узел	Соответствующий узел	Напряжение	Нагрузка	Генерирование
1	ПС 110 ДнГЭС	110		
2	ПС 110 Мог. - Подольский	110	6+3,40i	-
3	ПС 110 Косы	110	0,37+0,21i	-

4	ПС 110 Ивоновка	110	-	-
5	ПС 110 Михайловка	110	-	-
6	ПС 110 Ямполь	110	-	-
7	ПС 110 Радянская	110	0,44+0,25i	-
8	ПС 110 Ладыжинская	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. СЭС, ГЭС	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. СЭС I-II, Гл. ГЭС	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. СЭС, Гл. ГЭС	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	-

Установленная мощность генерации Слободы-Бушанской СЭС – 1 МВт, Гальжбиевской СЭС I и СЭС II – 1,5 МВт, Гальжбиевской СЭС III – 0,6 МВт и в ходе исследования не менялась. Сначала рассмотрим режим работы ЛЭС, когда ГЭС выключена, а в качестве источников питания выступают Днестровская ГЭС, Ладыжинская ГЭС и имеющиеся СЭС.

С целью определения точек потокораздела принимаем, что все кольца схемы замкнуты. В результате первого опыта получили, что расчетные точки потокораздела будут в 13, 18 и 28, суммарные потери активной мощности в схеме составляют 0,5426 МВт, потери мощности в линиях 10 кВ – 0,3627 МВт, потери активной мощности в линиях 110 кВ составляют 0,1799 МВт. Напряжения в узлах схемы приведены в таблице 6. Во втором опыте в соответствии с точкой потокораздела 18 размыкаем линию 17 – 18, в результате размыкания суммарные потери составляют 0,5541 МВт, потери по 10 кВ – 0,3740 МВт, потери 110 кВ – 0,1801 МВт.

С целью смещения расчетной точки потокораздела к узлу схемы, где установлен разъединитель, включаем Слобода-Бушанскую ГЭС. При мощности генерации 0,2 МВт точка потокораздела с 13 узла сместилась в 11. В линии 11 – 12 есть линейный разъединитель, а следовательно, в третьем опыте размыкаем данную линию. После отключения линий суммарные потери активной мощности составляют 0,5125 МВт, потери в сети 10 кВ – 0,344 МВт, в сети 110 кВ – 0,1685 МВт. В результате второго размыкания суммарные потери в сети уменьшились.

Следующий шаг: необходимо разомкнуть линию с двусторонним питанием 16 – 23. Расчетная точка потокораздела находится в 28 узле, а линейный разъединитель в линии 26 – 27. Итак, включаем Гальжбиевскую ГЭС на мощность 0,35 МВт, точка потокораздела сместилась в 26 узел. В четвертом опыте размыкаем линию 26 – 27. Суммарные потери после размыкания, составляют 0,4671 МВт, в сети 10 кВ – 0,3160 МВт, а в сети 110 кВ –

0,1511 МВт. Так как КА установлены в линиях 26 – 27, 25 – 26 и удовлетворяют требования по надежности электроснабжения, выключим линию 25 – 26 при включенной 26 – 27. В результате такого размыкания общие потери активной мощности выросли до 0,4934 кВт. Из полученных результатов можно сделать вывод, что целесообразно отключать линию 26 – 27.

Как видно из результатов, после размыкания в сети 10 кВ потери активной мощности уменьшились по сравнению с полученными результатами до размыкания. Необходимость размыкания связана с требованиями по надежности электроснабжения. Если для приведенного режима работы сети разомкнуть схему не в точках потококораздела, а в местах, где установлены разъединители, то потери возрастут. Поэтому в пятом опыте ГЭС выключена, а размыкаем те линии, где есть разъединители, то есть линии 11 – 12, 17 – 18, 26 – 27. В результате опыта суммарные потери составляют 0,559 МВт, потери в сети 10 кВ – 0,3763 МВт, потери в сети 110 кВ – 0,1827 МВт. Следовательно, регулирование генерируемой мощности ГЭС позволяет сместить расчетную точку потококораздела в место, где имеется разъединитель, в результате общие суммарные потери в сети уменьшились 91,9 кВт.

Таблица 6

Напряжения в узлах схемы

№ узла	Номер опыта				
	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

Рассмотрим фрагмент схемы от 23 до 27 узла после размыкания линии 26 – 27. В данном фрагменте схемы, изменяя мощность генерации ГЭС, будем влиять на потери в схеме.

С целью расчета потерь активной мощности был выбран метод узловых напряжений [12]. Расчеты проводили в программном обеспечении Mathcad. В качестве входных параметров задаем матрицу соединений веток в узлы, матрицу сопротивлений веток и матрицу узловых токов. Схема состоит из 6 веток и 7 узлов. За базисный узел берем узел 23, соответствующий подстанции Ямполь 10 кВ. РИЭ, а именно Гальжбиевская СЭС и Гальжбиевская ГЭС находятся в 27 узле соответственно. Мощность генерации СЭС составляет 0,6 МВт, мощность генерации ГЭС в ходе исследования изменялась от 0,15 МВт до 0,35 МВт.

Итак, первая матрица инцидентий (M) будет иметь размерность 6×6 (без базисного узла).

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

Имея параметры ЛЭП и нагрузки узлов, запишем матрицу сопротивлений веток (z) и матрицу задающих токов в узлах (J), выражения (10 – 11). Задающий ток в узле с ГЭС записывают с учетом, что ГЭС в данный момент генерирует 0,2 МВт

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

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

где z – матрица сопротивлений ветвей схемы, J – матрица задающих токов в ветвях.

По выражению (12) определяем матрицу узловых проводимостей:

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

де z – матрица сопротивлений ветвей схемы, M – первая матрица инцидентий, M^T – транспонированная первая матрица инцидентий.

Рассчитаем матрицу-столбец узловых напряжений относительно балансирующего узла по

формуле (13):

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

где Y – матрица узловых проводимостей, J – матрица задающих токов в ветвях. Следующий шаг: рассчитываем абсолютные напряжения в узлах по выражению (14):

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

где U_g – столбец напряжений относительно базисного узла, U_0 – напряжение базисного узла. Напряжение базисного узла принимаем равным 10,74 кВ (с ГрафСКАНЭР).

В результате расчета получили матрицу напряжений в узлах следующего вида:

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

Как видно из полученных результатов, наименьшее напряжение будет в 4 узле, поэтому точкой потокораздела является 4 узел.

Следующий шаг: определяем потери мощности до размыкания сети. Для расчета потерь мощности зададим входные параметры: матрицу узловых нагрузок и матрицу T – матрицу взаимосвязи узловых мощностей и перетоков мощности в системе. Таким образом, матрица узловых нагрузок имеет следующий вид:

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

Если мощность потребляет, то в соответствующем узле записываем величину потребляемой мощности со знаком «-», если в узле есть источник генерирования, записываем со знаком «+».

Строки матрицы T соответствуют ветвям, а столбцы – узлам схемы. Матрицу T запишем в следующем виде:

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

Перетоки мощности в ветвях схемы определяют по выражению (18):

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

где T – матрица взаимосвязи узловых мощностей и перетоков мощности в системе, S – матрица узловых нагрузок.

Потери мощности определяют по формуле (19):

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

где $S_{e_{i,j}}$ – переток мощности по ij -ой ветке, U_i – напряжение в i -ом узле, z_{ij} – сопротивление ij -ой ветки; $i=1..n-1, j=i+1..n$.

При этом активные потери находят по выражению (20):

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

где ΔS – потери мощности в ЛЭС, кВт.

Изменяя мощность генерации ГЭС, изменяли точку потококораздела и потери активной мощности соответственно. Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7

Зависимость потерь активной мощности от мощности генерации ГЭС

№ опыта	$P_{ГЕН}$, МВт	$Q_{ГЕН ГЭС}$, МВар	Точка потококораздела	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

Как видно из таблицы 7, увеличение мощности генерации приводит к смещению точки потококораздела ближе к центру питания и уменьшению потерь активной мощности.

Выводы

Точка размыкания кольцевого участка распределительных электрических сетей из условий обеспечения надежности схемы может не совпадать с точкой оптимального

потокораздела по критерию минимума потерь мощности, которая к тому же может изменяться в зависимости от нагрузки в узлах. Поддерживать потоки мощности в ЛЭС, соответствующие оптимальной точке потокораздела по критерию минимума потерь мощности, возможно малыми ГЭС.

Регулировка мощности малых ГЭС осуществляется при неизменной схеме ЛЭС. Значение мощностей ГЭС определяют и задают такими, что они должны обеспечить потоки мощности, соответствующие оптимальной точке потокораздела, рассчитанной по критерию минимума потерь мощности, то есть реальная точка размыкания электрической сети не меняется, а потоки мощности при таких условиях соответствуют расчетной оптимальной точке потокораздела. Этим обеспечивают надежность электроснабжения при минимальных потерях электроэнергии при её передаче.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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. – № 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 – «ЕЛВО-Україна», 2014. – 42 с.
12. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических сетей / Н. А. Мельников. – М. : «Энергия», 1996. – 120 с.

Лежнюк Пётр Демьянович – д. т. н., профессор, заведующий кафедрой электрических станций и систем, e-mail: lpd@inbox.ru.

Гунько Ирина Александровна – аспирант кафедры электрических станций и систем.

Винницкий национальный технический университет.