



УДК 621.311

ВЫБОР КРАТКОСРОЧНОЙ ФИКСИРОВАННОЙ КОНФИГУРАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

И.И. Голуб, О.Н. Войтов, Е.В. Болоев, Л.В. Семенова

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской
академии наук, г. Иркутск, Россия

golub@isem.irk.ru

Резюме: Работа связана с изучением возможности выбора для заданного интервала изменения мощностей нагрузок и возобновляемых источников генерации такой постоянной конфигурации первичной распределительной сети, при которой потери энергии минимально отличаются от потерь при оптимальной часовой реконфигурации. Исследование проводилось с использованием разработанного авторами быстродействующего алгоритма реконфигурации первичной распределительной сети по критерию минимизации потерь. Эффективность алгоритма доказана сравнением полученных на его основе результатов с результатами других методов. При аварийном отключении секционного выключателя алгоритм реконфигурации, базирующийся на известных в теории графов методах, позволяет определить линейный выключатель, необходимый для восстановления режима. Для окончательного выбора таких выключателей производится проверка допустимости послеаварийного режима и выбор управлений, если условия допустимости не выполняются. Работа предлагаемых методов демонстрируется на примере 33 узловой схемы IEEE.

Ключевые слова: первичная распределительная сеть, реконфигурация, теория графов, постоянная конфигурация, потери энергии, возобновляемая генерация.

Благодарности: Работа выполнена в рамках научного проекта III.17.4.2 программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1.

DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-39-51

Для цитирования: Голуб И.И., Войтов О.Н., Болоев Е.В., Семенова Л.В. Выбор краткосрочной фиксированной конфигурации распределительной сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. Т. 20. № 9-10. С. 39-51. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-39-51.

CHOICE OF SHORT-TERM CONSTANT CONFIGURATION OF THE DISTRIBUTION NETWORK

I.I. Golub¹, O.N. Voitov¹, E.V. Boloev¹, L.V. Semenova¹

¹Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia

golub@isem.irk.ru

Abstract: The work studies a possibility of choice for a given interval of changing the load

power and the capacity of renewable generation sources of such a constant configuration of the primary distribution network, at which the energy losses differ minimally from the losses at the optimal hourly reconfiguration. The study was carried out using the fast algorithm of the primary distribution network reconfiguration by the losses minimization criterion that was worked out by the authors. The algorithm efficiency is proved by comparing the results obtained on study basis with the results of other methods. After emergency cut-out of the sectionalizing switch the reconfiguration algorithm based on the methods known in the graph theory allow us to determine the line switch required for restoration. For the final choice of such switches feasibility of the post-emergency is tested and the controls are chosen, if the conditions are not met. The work of the proposed methods is demonstrated by the example of the 33 nodal IEEE scheme.

Keywords: *primary distribution network, reconfiguration, graph theory, constant configuration, energy losses, renewable generation*

Acknowledgments: *The work is done in the framework of the project III.17.4.2. program of fundamental research SB RAS, registration number AAAA-A17-117030310438-1*

For citation: *I.I. Golub, O.N. Voitov, E.V. Boloev, L.V. Semenova Choice of short-term constant configuration of the distribution network // Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS 2018. vol. 20. № 9-10. pp. 39-51. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-39-51.*

Введение

Реконфигурация первичной распределительной сети – важнейшее средство оптимизации ее топологии. Главным назначением реконфигурации является надежное электроснабжение потребителей, которое в первичной распределительной сети при аварийном отключении нормально замкнутого секционного выключателя производится включением нормально разомкнутого линейного выключателя, что обеспечивает работу слабо замкнутой первичной распределительной сети как разомкнутой. Другими критериями оптимальной реконфигурации могут быть минимизация потерь мощности (энергии), потерь напряжения, стоимости обслуживания сети и повышение ее пропускной способности.

Впервые реконфигурация, как метод снижения потерь мощности в городской распределительной сети, была предложена в работе [1]. С тех пор было разработано множество алгоритмов реконфигурации, которые, согласно [2], можно разбить на четыре группы, включающие: комбинацию эвристических и оптимизационных методов, только эвристические или мета эвристические методы, а также математические алгоритмы.

В предыдущих исследованиях [2], связанных с реконфигурацией для снижения потерь мощности, все выключатели полагались удаленно управляемыми, что не отвечает действительности, поскольку выключатели, используемые в традиционных первичных распределительных сетях, при реконфигурации переключаются вручную. Это не позволяет проводить частые переключения, и конфигурация большинства распределительных сетей в течение сезона долгое время остается постоянной. Переключения, позволяющие минимизировать потери, в этом случае могут быть реализованы, например, для режима максимальных или минимальных нагрузок.

При переходе к активным распределительным сетям переключаемые ручным способом выключатели должны быть заменены автоматическими или удаленно управляемыми, что позволит проводить реконфигурацию более часто в часовом, недельном, суточном, месячном или сезонном временном диапазоне. Удаленно управляемые выключатели важны и для оперативности восстановления электроснабжения после аварии

[3]. Негативным фактором, ограничивающим частоту проведения реконфигураций, является возникновение при переключениях переходных процессов и перенапряжений, отрицательно сказывающихся на надежности сети [4].

Главным препятствием, не позволяющим использовать для реконфигурации только удаленно управляемые выключатели, является их большая стоимость, ограничение числа допустимых переключений, а следовательно, и большая стоимость отдельного переключения. Согласно [5], стоимость удаленно управляемого выключателя составляет 4000 \$. При сроке его службы, равном 40 годам, максимально допустимое число операций по переключению равно 10 000 [6], что составляет 250 переключений в год, или около 5 переключений в неделю. Неоправданно большие затраты, необходимые для замены всех выключателей на выключатели, управляемые из центра управления оператором распределительной сети, делают актуальной задачу определения минимального числа выключателей, используемых при реконфигурации сети [7].

В работе [8] для часовой реконфигурации распределительной сети, обеспечивающей минимальные суточные потери энергии, показано, что наличие возобновляемой генерации оказывает большее влияние на снижение потерь, чем реконфигурация, однако при введении возобновляемой генерации число переключений при реконфигурации существенно возрастает. Показана также возможность выбора такой конфигурации первичной распределительной сети, при которой потери энергии в течение суток будут близки к суточным потерям при оптимальной часовой реконфигурации. В данной работе эта идея распространяется на выбор такой постоянной конфигурации, при которой в течение недели с максимальной и недели с минимальной нагрузкой потери энергии будут близки к потерям при оптимальной часовой реконфигурации.

Для реконфигурации используется предложенный авторами алгоритм [9], основанный на известных в теории графов методах определения на графе сети максимального покрывающего дерева [10] и состава ветвей независимых контуров по их хордам [11], которым соответствуют нормально разомкнутые линейные выключатели. Алгоритм реконфигурации включен в быстродействующую программу расчета потокораспределения СДО-7 [12].

Информация о составе ветвей контуров, получаемая в процессе работы алгоритма реконфигурации, используется при выборе линейных выключателей, позволяющих не только обеспечить процесс восстановления режима после аварийного отключения секционного выключателя, но и ускорить этот процесс, особенно в том случае, если линейный выключатель является удаленно управляемым.

Статья организована следующим образом. В первом разделе рассматривается влияние оптимальной часовой реконфигурации на потери энергии в тестовой распределительной сети с источниками возобновляемой генерации и без них. Эти потери, как эталонные, сравниваются во втором разделе с потерями при выборе постоянной конфигурации распределительной сети. В третьем разделе для постоянной конфигурации распределительной сети решается проблема восстановления режима сети после аварийного отключения любого из секционных выключателей. Решается проблема оценки допустимости и обеспечения допустимости послеаварийного режима.

1. Потери энергии при реконфигурации

Для иллюстрации возможности выбора постоянной конфигурации распределительной сети и анализа факторов, оказывающих влияние на потери энергии в ней, используется 33 узловая схема [13] (рис. 1), включающая 32 секционных и 5 линейных выключателей. Данные о расчетных значениях нагрузок этой схемы взяты из работы

[13].

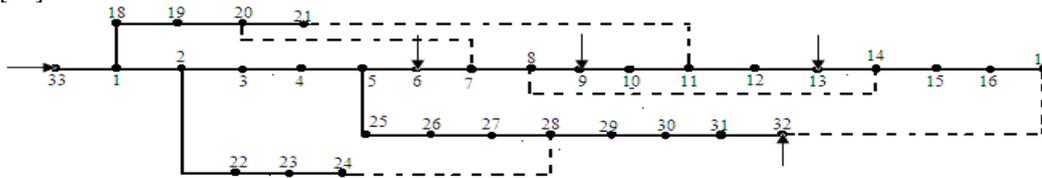


Рис. 1. Схема 33-узловой распределительной сети. Пунктирными линиями выделены ветви с линейными выключателями

На рис. 2 показаны профили часовых графиков с максимальными (рис. 2, *а*) и минимальными (рис. 2, *б*) недельными нагрузками, построенные на основе предложенных в работе [2] типовых графиков суточного изменения индустриальных, коммерческих и коммунальных нагрузок. Суточные графики часового изменения активной генерируемой мощности источников возобновляемой генерации в узлах 6, 9, 13, 32 (рис. 3), взятые из работы [2], для каждого дня недели полагались постоянными.

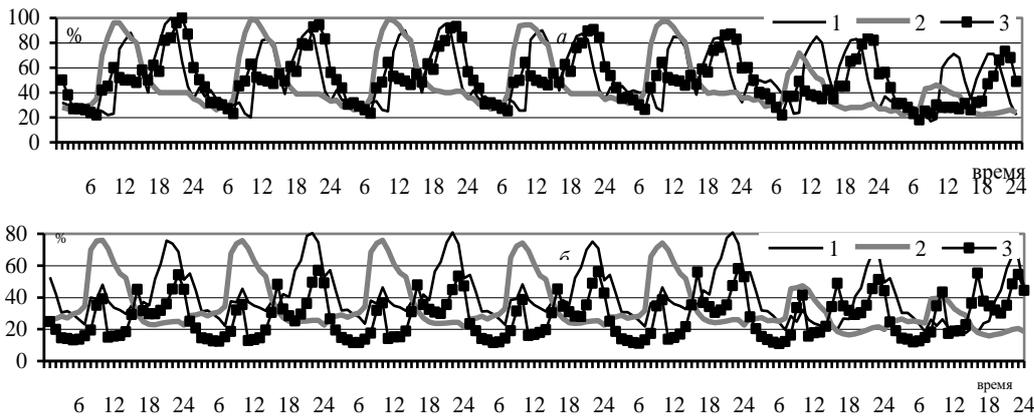


Рис. 2. Профили графиков: *а* – максимальной, *б* – минимальной недельных нагрузок: 1 – индустриальной; 2 – коммерческой; 3 – коммунальной

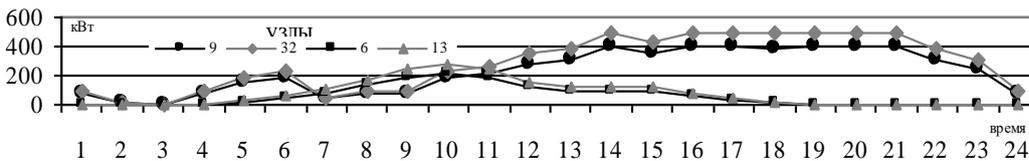
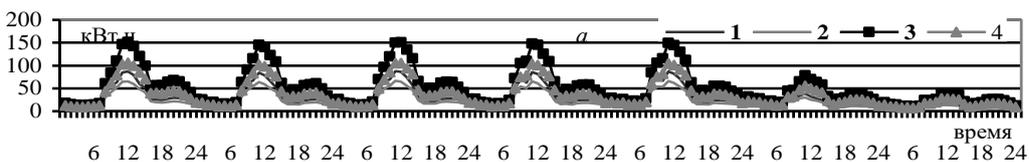


Рис. 3. Изменение активной мощности источников возобновляемой генерации в узлах распределительной сети в течение суток

На рис. 4 показаны графики потерь в распределительной сети при наличии и отсутствии в ней возобновляемой генерации и реконфигурации в течение недель с режимами максимальной и минимальной нагрузок, подтверждающие существенное влияние возобновляемой генерации на снижение потерь энергии.



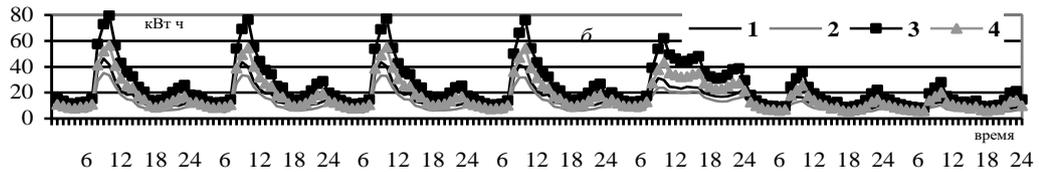


Рис. 4. Изменение потерь энергии в режиме: *а* – максимальной, *б* – минимальной нагрузок в течение недели в первичной распределительной сети:

- с источниками возобновляемой генерации: 1 – при отсутствии, 2 – наличии реконфигурации;
- без источников возобновляемой генерации: 3 – при отсутствии, 4 – наличии реконфигурации

2. Выбор постоянной конфигурации распределительной сети с минимальными потерями

2.1. *Вариант с наличием источников возобновляемой генерации в распределительной сети с максимальными нагрузками.* При оптимальных часовых реконфигурациях в течение недели в исследуемой сети с возобновляемой генерацией число переключений равно 530, что составляет в среднем 76 переключений в сутки. Для сравнения число переключений в сети без генерации за этот же срок равно 132. Исследуем возможность выбора такой постоянной конфигурации распределительной сети, которая позволит обеспечить в течение недели потери, близкие к потерям при оптимальной часовой реконфигурации.

Для определения постоянной конфигурации для каждого дня недели с максимальными нагрузками были проведены следующие расчеты. По заданным часовым значениям нагрузок и генераций определялась конфигурация, обеспечивающая минимум потерь энергии, как это показано на рис. 4. Затем для оптимальных конфигураций каждого часа, при условии их неизменности в течение суток, проводился расчет суточных потерь энергии.

На рис. 5 для семи дней недели, начиная с понедельника, показаны значения суточных потерь при постоянной конфигурации распределительной сети, совпадающей с каждой из полученных для нее часовых конфигураций.

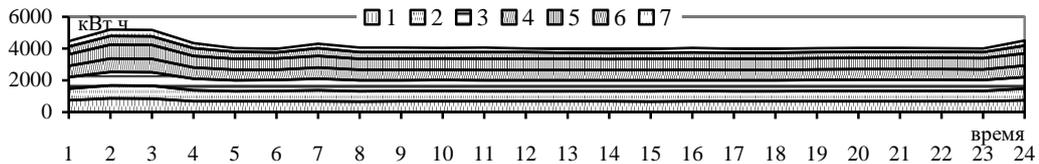


Рис. 5. Значения суточных потерь для каждого дня недели при постоянной конфигурации распределительной сети, совпадающей с найденной для нее оптимальной часовой конфигурацией

Так, например, для первого дня недели минимальные потери соответствуют 15-му часу, а конфигурация сети определяется линейными выключателями (1: 5-6, 9-10, 13-14, 17-32, 24-28). Конфигурация с минимальными потерями второго дня с линейными выключателями (2: 6-7, 7-8, 13-14, 17-32, 27-28) совпадает с конфигурациями четвертого, шестого и седьмого дней. Конфигурация с минимальными потерями третьего дня определяется линейными выключателями (3: 6-7, 9-10, 13-14, 24-28, 29-30), а конфигурация пятого дня – линейными выключателями (4: 5-6, 10-11, 13-14, 17-32, 24-28).

На рис. 6 для каждой из четырех выделенных конфигураций показано изменение потерь энергии в течение недели, а на рис. 7 приведены суммарные значения недельных потерь, которые сравниваются с потерями при отсутствии реконфигурации и потерями при оптимальной суточной реконфигурации.

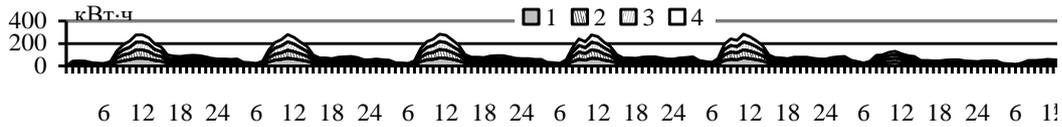


Рис. 6. Изменение потерь энергии в течение недели для каждой из четырех выделенных конфигураций

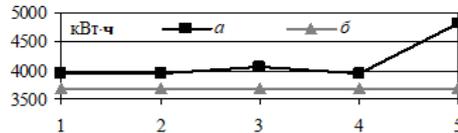


Рис. 7. Сравнение суммарных недельных потерь энергии в распределительной сети:
 а – для четырех вариантов с постоянной конфигурацией 1–4 и при отсутствии реконфигурации – 5;
 б – при оптимальной часовой реконфигурации

Сравнение потерь (рис. 7) позволяет выделить конфигурацию первого дня недели, при постоянстве которой потери в течение недели на 257 кВт·ч превышают потери оптимальной часовой реконфигурации, требующей 530 переключений.

2.2. *Вариант с отсутствием источников возобновляемой генерации в распределительной сети с максимальными нагрузками.* Для варианта распределительной сети без возобновляемой генерации на рис. 8 показаны значения суточных потерь при постоянной конфигурации распределительной сети, совпадающей с каждой из полученных для нее оптимальных часовых конфигураций, что позволило выявить конфигурации с минимальными суточными потерями. Установлено, что будним дням соответствует конфигурация с линейными выключателями (1: 6-7, 8-9, 13-14, 24-28, 31-32), а выходным – конфигурация (2: 6-7, 8-9, 13-14, 27-28, 31-32), отличающаяся от конфигурации будних дней на один выключатель. На рис. 9 показаны изменения потерь энергии в течение недели при постоянной конфигурации, соответствующей конфигурациям будних и выходных дней.

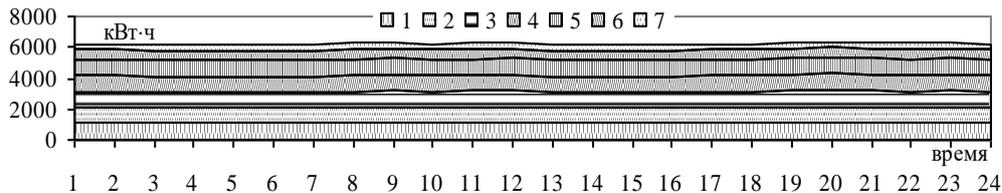


Рис. 8. Значения суточных потерь для каждого дня недели при постоянной конфигурации распределительной сети, совпадающей с найденной для нее оптимальной часовой конфигурацией

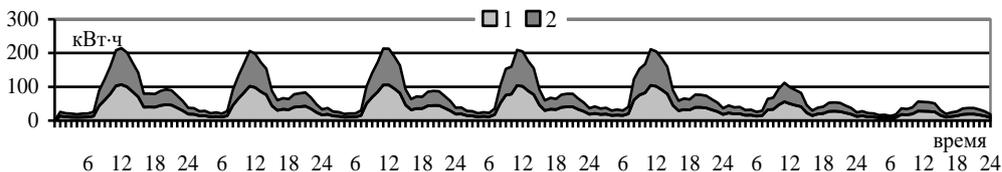


Рис. 9. Изменение потерь энергии в течение недели для двух конфигураций

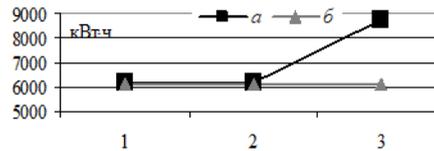


Рис. 10. Сравнение суммарных недельных потерь энергии в распределительной сети:
a – для двух вариантов с постоянной конфигурацией 1-2 и при отсутствии реконфигурации – 3;
б – при оптимальной часовой реконфигурации

Сравнение потерь при постоянных конфигурациях с потерями при оптимальной недельной конфигурации (рис. 10) показало, что потери при первой конфигурации превышают оптимальные на 64 кВт·ч, а при второй – на 82 кВт·ч, в то время как потери в сети без реконфигурации больше потерь при оптимальной реконфигурации на 2646 кВт·ч.

2.3. *Вариант наличия источников возобновляемой генерации в распределительной сети с минимальными нагрузками.* Для режима минимальной нагрузки при оптимальной часовой реконфигурации сети в течение недели получено снижение потерь, по сравнению с потерями при отсутствии реконфигурации, на 612 кВт·ч при 572 переключениях.

Для оценки возможности выбора постоянной конфигурации на основе графиков, показанных на рис. 11, были выделены три конфигурации с минимальными суточными потерями. Первая конфигурация является общей для первого, второго, шестого и седьмого дней и определяется линейными выключателями (1: 6-7, 7-20, 8-14, 17-32, 27-28). Вторая конфигурация с выключателями (2: 6-7, 7-8, 12-13, 17-32, 27-28) соответствует третьему и четвертому дням. Третья конфигурация соответствует пятому дню и определяется выключателями (3: 5-6, 7-8, 13-14, 17-32, 27-28).

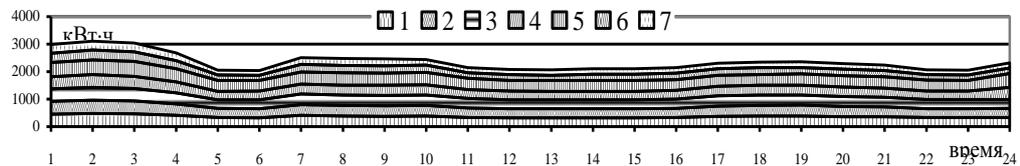


Рис. 11. Значения суточных потерь для каждого дня недели при постоянной конфигурации распределительной сети, совпадающей с найденной для нее оптимальной часовой конфигурацией

Сравнение суммарных недельных потерь энергии трех вариантов с постоянной конфигурацией позволило выделить вторую конфигурацию, для которой потери отличаются от потерь с оптимальной реконфигурацией на 170 кВт·ч (рис. 12 и рис. 13).

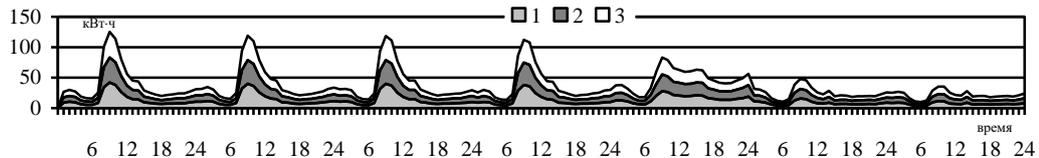


Рис. 12. Изменение потерь энергии в течение недели для трех конфигураций

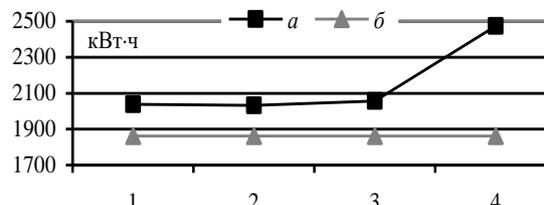


Рис. 13. Сравнение суммарных недельных потерь энергии в распределительной сети:
a – для трех вариантов с постоянной конфигурацией 1-3 и при отсутствии реконфигурации – 4;
б – при оптимальной часовой реконфигурации

2.4. *Вариант без источников возобновляемой генерации в распределительной сети с минимальными нагрузками.* Для режима минимальной нагрузки без возобновляемой генерации были проведены расчеты, результаты которых показаны на рис. 14 – 16.

Анализ показал, что первая из двух выделенных конфигураций, соответствующая будним дням, включает линейные выключатели (6-7, 8-9, 13-14, 24-28, 31-32), а вторая конфигурация для выходных дней отличается от нее только одним линейным выключателем 27-28, который должен заменить линейный выключатель 24-28. Таким образом, конфигурации с минимальными недельными потерями энергии для режимов максимальных и минимальных нагрузок совпадают.

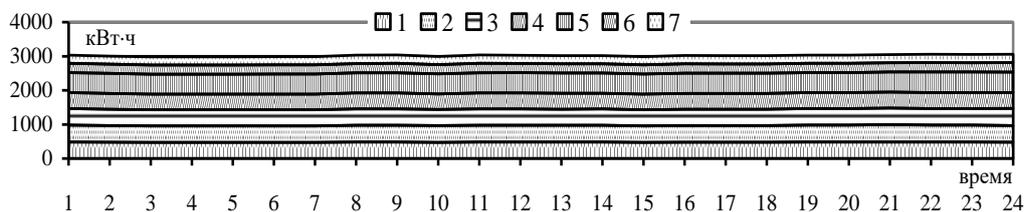


Рис. 14. Значения суточных потерь для каждого дня недели при постоянной конфигурации распределительной сети, совпадающей с найденной для нее оптимальной часовой конфигурацией

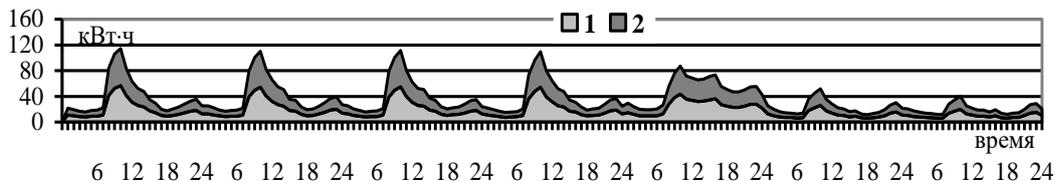


Рис. 15. Изменение потерь энергии в течение недели для двух конфигураций

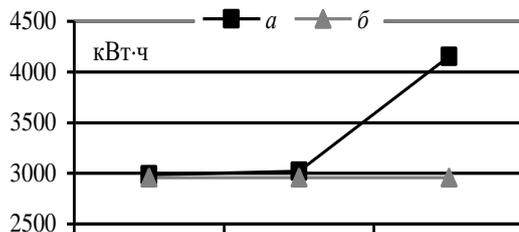


Рис. 16. Сравнение суммарных недельных потерь энергии в распределительной сети:
 а – для двух вариантов с постоянной конфигурацией 1-2 и при отсутствии реконфигурации – 3;
 б – при оптимальной часовой реконфигурации

Сравнение суммарных недельных потерь показывает, что потери при первой конфигурации отличаются от потерь с оптимальной реконфигурацией на 27 кВт·ч, а при второй конфигурации – на 63 кВт·ч, в то время как потери без реконфигурации превышают потери с реконфигурацией на 1197 кВт·ч.

2.5. *Выбор постоянной конфигурации распределительной сети с минимальными потерями.* Результаты выбора постоянной конфигурации распределительной сети с источниками возобновляемой генерации для режима максимальной и минимальной нагрузок приведены в табл. 1, в которую включены также результаты дополнительного исследования недельных потерь в режиме максимальных нагрузок для трех конфигураций режима минимальных нагрузок и в режиме минимальных нагрузок для четырех конфигураций режима минимальных нагрузок.

Таблица 1

Потери энергии в течение недели с максимальными и недели с минимальными нагрузками, суммарные потерь энергии за двухнедельный период

№	Составы линейных выключателей	Потери энергии, кВт·ч	Потери энергии, кВт·ч	Суммарные потери энергии, кВт·ч
	Для режима макс. нагрузки	макс. нагрузка	мин. нагрузка	
1	1: 5-6, 9-10, 13-14, 17-32, 24-28	3935,454	2120,017	6055,471
2	2: 6-7, 7-8, 13-14, 17-32, 27-28	3948,498	2028,642	5977,140
3	3: 6-7, 9-10, 13-14, 24-28, 29-30	4056,291	2685,134	6741,425
4	4: 5-6, 10-11, 13-14, 17-32, 24-28	3946,542	2122,655	6069,197

Продолжение табл. 1

	Для режима мин. нагрузки	макс. нагрузка	мин. нагрузка	
5	1: 6-7, 7-20, 8-14, 17-32, 27-28	4077,551	2038,154	6115,705
6	2: 6-7, 7-8, 12-13, 17-32, 27-28	3973,783	2032,745	6006,528
7	3: 5-6, 7-8, 13-14, 17-32, 27-28	3917,894	2056,139	5974,033

Сравнение потерь в течение двух недель с максимальной и минимальной нагрузками показывает, что минимальные потери соответствуют третьей конфигурации режима минимальных нагрузок. Минимальные недельные потери энергии для режимов максимальных и минимальных нагрузок, равные, соответственно, 6182,563 и 2120,201 кВт·ч, в сети без источников возобновляемой генерации достигаются при одной и той же постоянной конфигурации с линейными выключателями 6-7, 8-9, 13-14, 24-28, 31-32.

3. Выбор линейных выключателей для восстановления режима при аварийном отключении секционных выключателей

Для окончательного выбора постоянной конфигурации распределительной сети необходимо убедиться в том, что при аварийных отключениях любого из секционных выключателей замыкание соответствующего ему линейного выключателя не приведет ни к возникновению в распределительной сети недопустимых отклонений напряжений, ни к превышению допустимых по нагреву токов. В случае же нарушения ограничений должны быть выбраны управления, позволяющие обеспечить допустимый послеаварийный режим.

Используемый в работе алгоритм реконфигурации, в основе которого лежит построение на графе сети покрывающего дерева и определение по хордам дерева состава ветвей независимых контуров, идеально подходит для определения линейных выключателей, используемых для восстановления электроснабжения при аварийном отключении секционного выключателя.

Алгоритм выбора вариантов линейных выключателей включает следующие пункты.

1. Ветви с заданными линейными выключателями определяют состав хорд графа сети, а остальные ветви являются ветвями покрывающего дерева.

2. Для определения ветвей каждого независимого контура по его хорде необходимо построить подматрицу N_D блока деревьев второй матрицы инцидентий [10]:

$$N_D = -M_X^T (M_D^T)^{-1}, \quad (1)$$

содержащую число строк, равное числу хорд, и число столбцов, равное числу ветвей покрывающего дерева, где M_D и M_X – подматрицы первой матрицы инцидентий $M = (M_D M_X)$, соответствующие ветвям дерева и хордам. Формула (1) положена в основу топологического алгоритма [11] построения, как подматрицы $(M_D^T)^{-1}$, так и второй матрицы инцидентий $N = (N_D N_X)$.

Одна и та же ветвь покрывающего дерева может входить в несколько контуров. В этом случае после аварийного отключения секционного выключателя восстановление режима может быть обеспечено включением любого из связанных с ним общим контуром линейных выключателей. Критерием выбора лучшего варианта могут быть минимальные часовые потери энергии, минимальные отклонения напряжения.

Проанализируем процесс реконфигурации сети с источниками возобновляемой генерации, имеющей конфигурацию, соответствующую 1-му составу линейных выключателей для режима максимальных нагрузок (рис. 17) при аварийных отключениях любого из секционных выключателей. Исследуемая конфигурация соответствует оптимальной конфигурации 15-го часа первого дня недели с максимальными нагрузками.

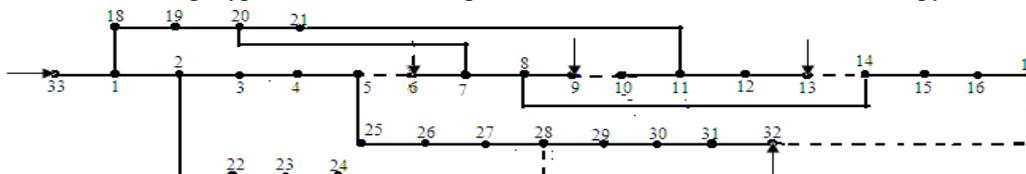


Рис. 17. Конфигурация распределительной сети, соответствующей 1-му составу линейных выключателей для режима максимальных нагрузок

Варианты возможных переключений приведены в табл. 2.

Таблица 2

Варианты линейных выключателей, которые могут использоваться для восстановления режима при аварийных отключениях секционных выключателей в распределительной сети с источниками возобновляемой генерации

Секционные выключатели	Варианты линейных выключателей				Секционные выключатели	Варианты линейных выключателей	
	1	2	3	4		1	2
1-2	5-6	17-32			14-15	17-32	
1-18	5-6	17-32			15-16	17-32	
2-3	5-6	17-32	24-28		16-17	17-32	
2-22	24-28				18-19	5-6	17-32
3-4	5-6	17-32	24-28		19-20	5-6	17-32
4-5	5-6	17-32	24-28		20-21	9-10	13-14
5-25	17-32	24-28			22-23	24-28	
6-7	5-6				23-24	24-28	
7-8	9-10	13-14	17-32		25-26	17-32	24-28
7-20	5-6	9-10	13-14	17-32	26-27	17-32	24-28
8-9	9-10				27-28	17-32	24-28
8-14	13-14	17-32			28-29	17-32	
10-11	9-10				29-30	17-32	
11-12	13-14				30-31	17-32	
11-21	9-10	13-14			31-32	17-32	
12-13	13-14						

Так, например, при аварийном отключении секционного выключателя 7-20, входящего в четыре независимых контура: 1: **5-6**, 5-4, 4-3, 3-2, 2-1, 1-18, 18-19, 19-20, **20-7**, 7-6; 2: **9-10**: 9-8, 8-7, **7-20**, 20-21, 21-11, 11-10; 3: **13-14**: 13-12, 12-11, 11-21, 21-20, **20-7**, 7-8, 8-14; 4: **17-32**, : 32-31, 31-30, 30-29, 29-28, 28-27, 27-26, 25-5, 5-4, 4-3, 3-2, 2-1, 1-18, 18-19, 19-20, **20-7**, 7-8, 8-14, 14-15, 15-16, 16-17; восстановление питания может быть обеспечено замыканием линейного выключателя, соответствующего хорде (выделена жирным шрифтом) любого из четырех независимых контуров. Если рассматривать линейные

выключатели в качестве претендентов на замену их на удаленно управляемые, то из табл. 2 следует, что вместо пяти удаленно управляемых выключателей для восстановления электроснабжения достаточно четырех удаленно управляемых выключателей. Действительно, в тех аварийных ситуациях, в которых выключатель 24-28 предлагается в качестве альтернативы на восстановление электроснабжения, вместо него может использоваться линейный выключатель 17-32.

Анализ токов и напряжений 15-го часа первого дня недели с максимальными нагрузками установил, что аварийное отключение секционного выключателя 1-2 является единственным случаем, в котором после восстановления режима замыканием линейного выключателя 5-6 произошли нарушения допустимых отклонений напряжений. Ситуаций, связанных с нарушением допустимых по нагреву токов, выявлено не было. В качестве возможного управления для введения напряжений в допустимые пределы выбрано повышение на 6% напряжения в 33 узле питания, которое во всех расчетах задавалось равным номинальному.

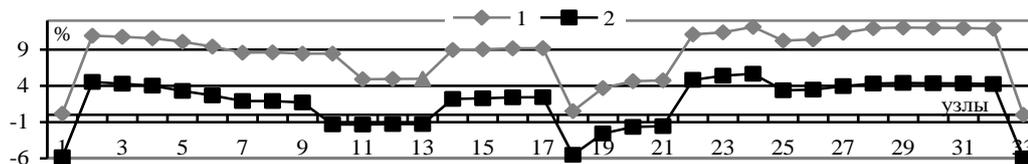


Рис. 18. Отклонения напряжений в узлах распределительной сети (рис. 17):

1 – после отключения связи 1-2 и замыкания связи 5-6 при номинальном напряжении в узле питания;
2 – повышении напряжения в узле питания на 6%

Очевидно, что еще одним важным фактором, требующим дополнительного анализа для гарантированной надежной работы релейной защиты после реконфигурации сети, вызванной аварийным отключением секционного выключателя, является проверка допустимости значений токов коротких замыканий, но такое исследование в данной работе не проводилось.

Заключение

Предложенный подход к выбору постоянной конфигурации распределительной сети для снижения в ней потерь энергии и восстановлению электроснабжения при возникновении аварийных ситуаций является одним из возможных вариантов решения, который может быть реализован на начальном этапе перехода от традиционной пассивной к активной распределительной сети. Важнейшей оценкой эффективности реконфигурации должно быть сравнение таких экономических показателей, как затраты на потери энергии, затраты на переключения, снижение прибыли потребителей из-за перерыва электроснабжения, а также оценка уровня надежности сети до и после реконфигурации. Алгоритмы оптимальной реконфигурации и определения переключений для восстановления электроснабжения при авариях имеют малую трудоемкость и могут быть введены в программные комплексы расчета потокораспределения в распределительной сети.

Литература

1. Merlin A., Back H. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system // Proc. 5th Power System Computation Conf. Cambridge. 1975. P.1–18.
2. Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources / M.R. Dorostkar-Ghamsari [at al.] // IEEE Trans. on Power Systems. 2016. Vol. 31. No. 3. P. 1879–1888.
3. Lei S., Wang J., Hou Y. Remote-Controlled Switch Allocation Enabling Prompt Restoration of Distribution Systems // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. Vol. 33. Issue 3. P. 3129–3142.

4. On the transient behavior of large-scale distribution networks during automatic feeder reconfiguration / V. Spitsa [at al.] // IEEE Trans. Smart Grid. 2012. Vol. 3. No. 2. P. 887–896.
5. Yin S.A., Lu C.N. Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs // IEEE Trans. Power Syst. 2009. Vol. 24. No. 2. P. 652–660.
6. Switchgear Solutions, Schneider Electric Inc. <http://static.schneider-electric.us/docs/Electrical%20Distribution/Overhead%20Automation/6000BR1301.pdf>.
7. Identification of Critical Switches for Integrating Renewable Distributed Generation by Dynamic Network Reconfiguration / S. Lei [at al.] / IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2018. Vol. 9. Issue 3. P. 420–432.
8. Алгоритм оптимизации реконфигурации и суточных графиков нагрузки распределительной электрической сети / И.И. Голуб [и др.] // Известия РАН. Энергетика. 2018. №1. С.25–34.
9. Особенности оценки потерь энергии в распределительных сетях / И.И. Голуб [и др.] // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Сыктывкар. 2016. С.141–149.
10. Майника Э. Алгоритмы оптимизации на сетях и графах. М.: Мир, 1981. 333с.
11. Гурский С.К. Алгоритмизация задач управления режимами сложных систем в электроэнергетике. Минск: Наука и техника, 1977. 367с.
12. Войтов О.Н. Анализ и оптимизация установившихся режимов систем энергетики // Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ. Новосибирск: Наука, 2010. 68 с.
13. Baran M.E., Wu F.F. Network reconfiguration on distribution systems for loss reduction and load balancing // IEEE Trans. Power Del. 1989. Vol.4. No.2. P.1401–1407.

Авторы публикации

Голуб Ирина Ивановна – д-р техн. наук, профессор, ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН).

Войтов Олег Николаевич – канд. техн. наук, доцент, старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Болоев Евгений Викторович – канд. техн. наук, старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Семенова Людмила Васильевна – инженер ИСЭМ СО РАН.

References

1. Merlin A., Back H. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system // Proc. 5th Power System Computation Conf. Cambridge. 1975. P.1–18.
2. Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources / M.R. Dorostkar-Ghamsari [at al.] // IEEE Trans. on Power Systems. 2016. Vol. 31. No. 3. P.1879–1888.
3. Lei S., Wang J., Hou Y. Remote-Controlled Switch Allocation Enabling Prompt Restoration of Distribution Systems // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. Vol. 33. Issue 3. P.3129–3142.
4. On the transient behavior of large-scale distribution networks during automatic feeder reconfiguration / V. Spitsa [at al.] // IEEE Trans. Smart Grid. 2012. Vol. 3. No. 2. P.887–896.
5. Yin S. A., Lu C. N. Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs // IEEE Trans. Power Syst. 2009. Vol. 24. No. 2. P.652–660.
6. Switchgear Solutions, Schneider Electric Inc. <http://static.schneider-electric.us/docs/Electrical%20Distribution/Overhead%20Automation/6000BR1301.pdf>.
7. Identification of Critical Switches for Integrating Renewable Distributed Generation by Dynamic Network Reconfiguration / S. Lei [at al.] / IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2018. Vol. 9. Issue 3. P. 420–432.

8. An optimization algorithm of reconfiguration and daily load curves of the distribution electric network / I.I. Golub [at al.] // *Izv. RAS Energetika*. 2018. №1. P.25–34.

9. Features of energy losses estimation in distribution networks / I. I. Golub [et al.] // *On Methodical problems of reliability research of large energy systems*. Issue 67. Syktyvkar. 2016. P. 141–149.

10. Mainika E. Optimization algorithms for networks and graphs. New York: Marcel Dekker, Inc, 1978. 499 с.

11. Gursky S.K. Algorithmization of condition control problems for bulk power systems. Minsk: Nauka i tekhnika, 1977. 367 p.

12. Voitov O.N. Analysis and optimization of steady states of energy systems // *System studies in energy. Retrospective of scientific schools at SEI-ISEM*, Editor in chief N.I. Voropai. Novosibirsk: Nauka, 2010. 68 p.

13. Baran M.E., Wu F.F. Network reconfiguration on distribution systems for loss reduction and load balancing // *IEEE Trans. Power Del.* 1989. Vol.4. No.2. P.1401–1407.

Authors of the publication

Irina I. Golub – doct. sci. (techn.), professor, leading researcher Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS).

Oleg N. Voitov – cand. sci. (techn.), associate professor, senior researcher ESI SB RAS.

Evgeny V. Boloev – cand. sci. (techn.), senior researcher ESI SB RAS.

Ludmila V. Semenova – engineer ESI SB RAS.

Поступила в редакцию

30 мая 2018 г.