



ПРОЕКТЫ И ИССЛЕДОВАНИЯ

Метод оптимального размещения источников распределенной генерации для повышения надежности электроснабжения

Чечушков Д. А., инж., Паниковская Т. Ю., кандидат техн. наук, Бунькова Е. А., инж.

**ФГАОУ ВПО “Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина”, Екатеринбург**

Рассмотрен подход к оптимальному размещению источников распределенной генерации (РГ) с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Приведены алгоритм и математическая модель оптимального размещения этих источников. В качестве средства оптимизации использовался генетический оптимизационный алгоритм. Проведен сравнительный анализ различных оптимизационных алгоритмов по результатам тестовых расчетов.

Ключевые слова: источники распределенной генерации, устойчивость работы источника, целевая функция, оптимизация.

В настоящее время оптимальное размещение источников распределенной генерации (децентрализованных источников электрической и тепловой энергии относительно небольшой мощности — от десятков киловатт до 50 МВт, подключаемых на стороне балансовой принадлежности потребителя) является ключевой задачей, которая сводится к поиску оптимальных узлов электрической сети и мощности источника [1–3]. При ее решении многие исследователи исходят из критериев минимизации потерь мощности [4], максимизации прибыли [5], минимизации затрат [6] и используют многоцелевые функции [7, 8]. Однако не применяются критерии учета влияния РГ на аварийные режимы электрической сети, хотя в [9, 10] приведены результаты исследования влияния источников РГ на устойчивость энергосистем и управление их аварийными режимами.

Цель данной статьи — разработка метода оптимального размещения РГ с целью повышения надежности электроснабжения промышленных потребителей. При использовании предлагаемого подхода, основанного на учете комплексного влияния РГ на аварийные режимы электрической сети, наряду с получением выгоды от производства электрической энергии для собственного потребления снижается число аварийных отключений потребителей и уменьшается длительность простоя технологического оборудования.

Оптимизация размещения источников РГ — многоцелевая задача, которая должна учитывать комплексное влияние РГ на работу

распределительной сети. Для этого необходимы алгоритмы и математические модели, которые отражают влияние РГ на установившиеся и аварийные режимы системы электроснабжения и учитывают множество других критериев, например, таких, как инвестиционный критерий, критерий повышения надежности электроснабжения, критерий качества электрической энергии. Поставленная задача представляется довольно сложной, поэтому для упрощения ее разделили на два этапа.

На первом этапе находят оптимальные узел и мощность РГ исходя из критерия повышения надежности электроснабжения, которое достигается благодаря положительному влиянию источников РГ на управление аварийными режимами. В этом случае возможны снижение числа аварийных отключений потребителей и уменьшение длительности простоя производственного комплекса.

В качестве критерия повышения надежности предлагается *коэффициент эффективности*. При планировании и ведении режима энергосистемы необходимо учитывать технологические ограничения силового электротехнического оборудования и группу ограничений, связанных с устойчивостью синхронной работы энергосистемы. Эксплуатационные границы устойчивого режима (УР) задаются ограничениями перетоков между районами энергосистемы. Для контроля перетоков выделяют группу линий, связывающих энергорайоны, и объединяют их сечения. Переток мощности в сечении равен сумме потоков входящих в него линий. Если текущий переток находит-

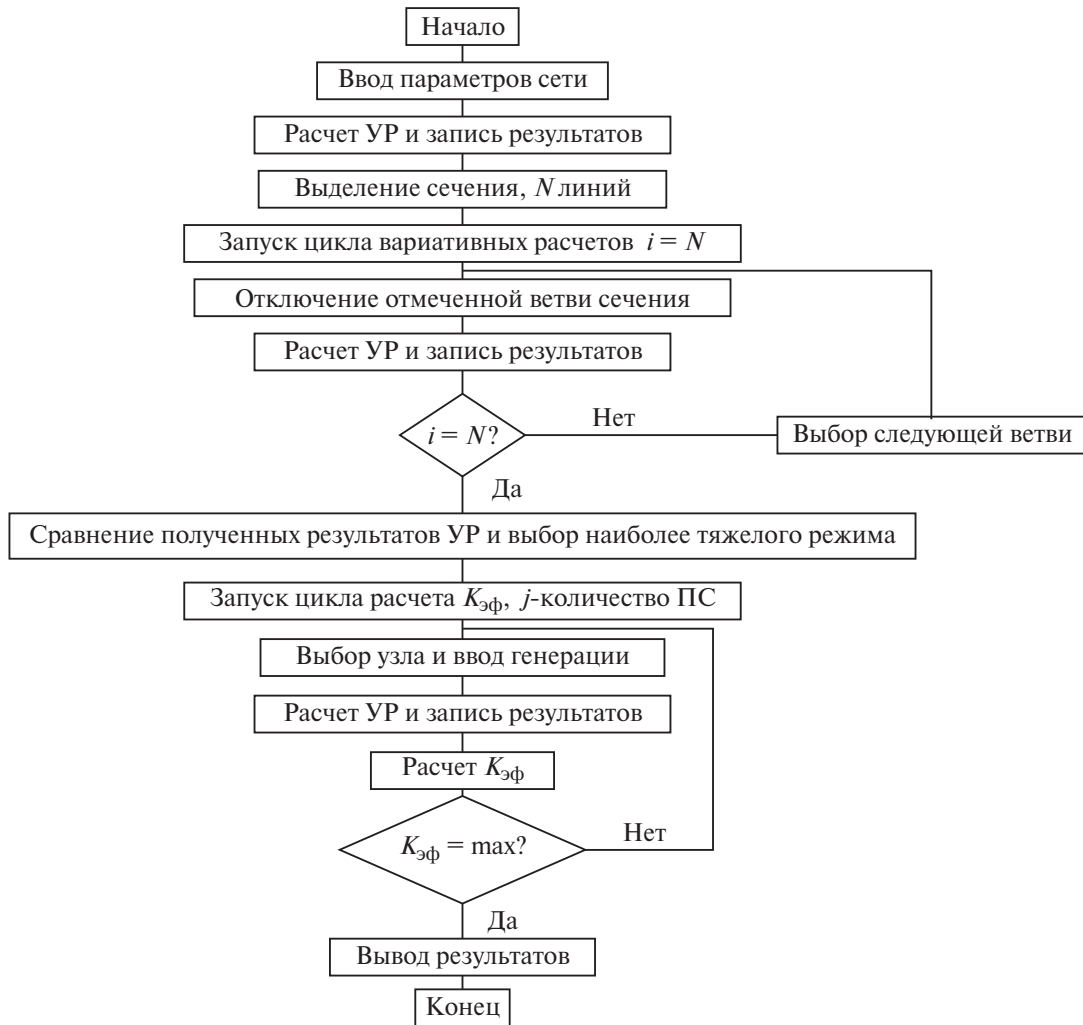


Рис. 1. Блок-схема первого этапа алгоритма поиска оптимальных мощности источника и точки его подключения

ся в заданных пределах — режим энергосистемы допустим. **Переток в сечении регулируется путем изменения генерации в узлах электрической сети вследствие подключения источников РГ.** Учитывая это, можно определить оптимальную мощность источника РГ для ввода перетоков в заданные ограничения. Рассматриваемая зависимость представляется в виде коэффициента эффективности [11]

$$F_1 = k_{эфij} = \Delta P_{ij} / \Delta P_{РГij}. \quad (1)$$

Алгоритм поиска оптимальных мощности источника и точки подключения включает в себя следующие основные этапы:

1) цикл вариативных расчетов для определения наиболее тяжелого нарушения в рассматриваемой системе электроснабжения;

2) поиск максимального коэффициента эффективности для наиболее тяжелого нарушения.

Мощность источника РГ и узел его подключения, при которых $k_{эф}$ принимает наибольшее значение, — это оптимальные пара-

метры по критерию повышения надежности электроснабжения потребителей.

В алгоритме (см. рис. 1), реализующем первый этап решения задачи, необходимо учесть ограничения по пропускной способности трансформаторов и максимальной мощности РГ (в данной статье она ограничивается уровнем дефицита мощности в аварийном режиме, но может принимать другие значения). Кроме рассмотренных, могут учитываться и прочие ограничения (отводимая под станцию площадь, выбросы вредных веществ, уровень шума и др.).

В качестве целевого ограничения используется значение отклонения напряжения ΔU , которое не должно превышать 5 %.

На втором этапе определяют оптимальный состав генерирующего оборудования по инвестиционному критерию. Для этого составляют оптимизационную целевую функцию, объединяющую различные экономические факторы. В качестве такой функции предлагается **показатель рентабельности**, равный отноше-

Таблица 1

Составляющие капитальных затрат K	Составляющие эксплуатационных издержек C	Составляющие доходной части D
Приобретение и монтаж оборудования K_1	Аренда C_1	Снижение издержек на покупку электрической энергии D_1
Строительство под ключ K_2	Топливо C_2	Снижение издержек на покупку тепловой энергии D_2
Транспортные расходы K_3	Расход масел C_3	Снижение экологических штрафных платежей D_3
Проектные работы K_4	Социальные отчисления и фонд заработной платы C_4	Снижение потерь, связанных с перерывами в электроснабжении, D_4
Газопровод и ГВС K_5	Ремонт и техническое обслуживание C_5	Снижение потерь электрической энергии D_5

нию суммы дисконтированных денежных потоков к первоначальным затратам:

$$PI = \sum NCF / I. \quad (2)$$

При значениях показателя выше 1 проект считается экономически выгодным, при меньших либо равных 1 — убыточным, и его можно отвергнуть. Такой подход удобен при учете ограничений [12].

При решении поставленной задачи считали, что расчетный срок равен 4 годам. Ставку дисконтирования принимали на уровне 8 %, что немногим больше официальной инфляции, от которой зависит индексация тарифов. Примерная структура приведенных капитальных и эксплуатационных затрат, а также доходной части проекта представлена в табл. 1.

В статье не рассматривается возможность продажи электрической энергии внешним потребителям по двум причинам. Первая — мощность источника, выбранная на первом этапе, может быть меньше или равна собственным потребностям предприятия и используется только для внутреннего электропотребления. Вторая причина — тарифы на электрическую энергию, устанавливаемые региональными энергетическими комиссиями, обычно ниже себестоимости производства ЭЭ на источниках РГ. В итоге целевая функция примет следующий вид:

$$F_2 = P \{ \sum_t (D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 - C_1 - C_2 - C_3 - C_4 - C_5) / (1 + \alpha)^t \} / \{ K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5 \}, \quad (3)$$

где P — суммарная мощность источников РГ; t — период расчета модели; α — ставка дисконтирования.

Тестовые расчеты. По предложенной методике были выполнены экспериментальные расчеты для системы электроснабжения нефтяного месторождения, однолинейная схема

которой показана на рис. 2. Данные о нагрузках подстанций тестовой сети и о трансформаторах приведены в табл. 2 и 3.

При расчетах инвестиции были разделены на две составляющие: строительство станции под ключ — 1000 евро на 1 кВт установленной мощности; реализация параллельной работы с сетью — 200 евро на 1 кВт установленной мощности. Доход от снижения числа отключений и простоя технологического оборудования составил 56 млн руб. в год.

По результатам вариативных расчетов наиболее тяжелым нарушением оказался выход из работы одного трансформатора на подстанции ПС-2, который привел к двукратной перегрузке части линий, входящих в сечение, и снижению напряжения на шинах 6 кВ до значений ниже 5 кВ, что обуславливает отключение половины потребителей.

Расчет коэффициентов эффективности показал, что наилучшим местом подключения источников РГ является секция шин ПС-16 ($K_{эф} = 0,502$) при минимальной мощности каждого из них 8 МВт.

На втором этапе для предложенного узла и исходной мощности РГ 8 МВт проведены вычисления с целью выявления наиболее оптимального состава генерирующего оборудования. В результате анализа определен наилучший инвестиционный критерий для узла ПС-16, где расположена одна ГТУ установленной мощностью 8000 кВт. Это можно объяснить тем, что в рассматриваемом узле электроснабжения находится крупный пункт сбора попутного газа, на котором можно использовать относительно мощные энергоблоки. Следует отметить, что в результате, полученном для наиболее тяжелого аварийного режима, не учитываются аварийные перетоки в линиях, а провалы напряжения на шинах 6 кВ не превышают 5 %. Однако если не принимать

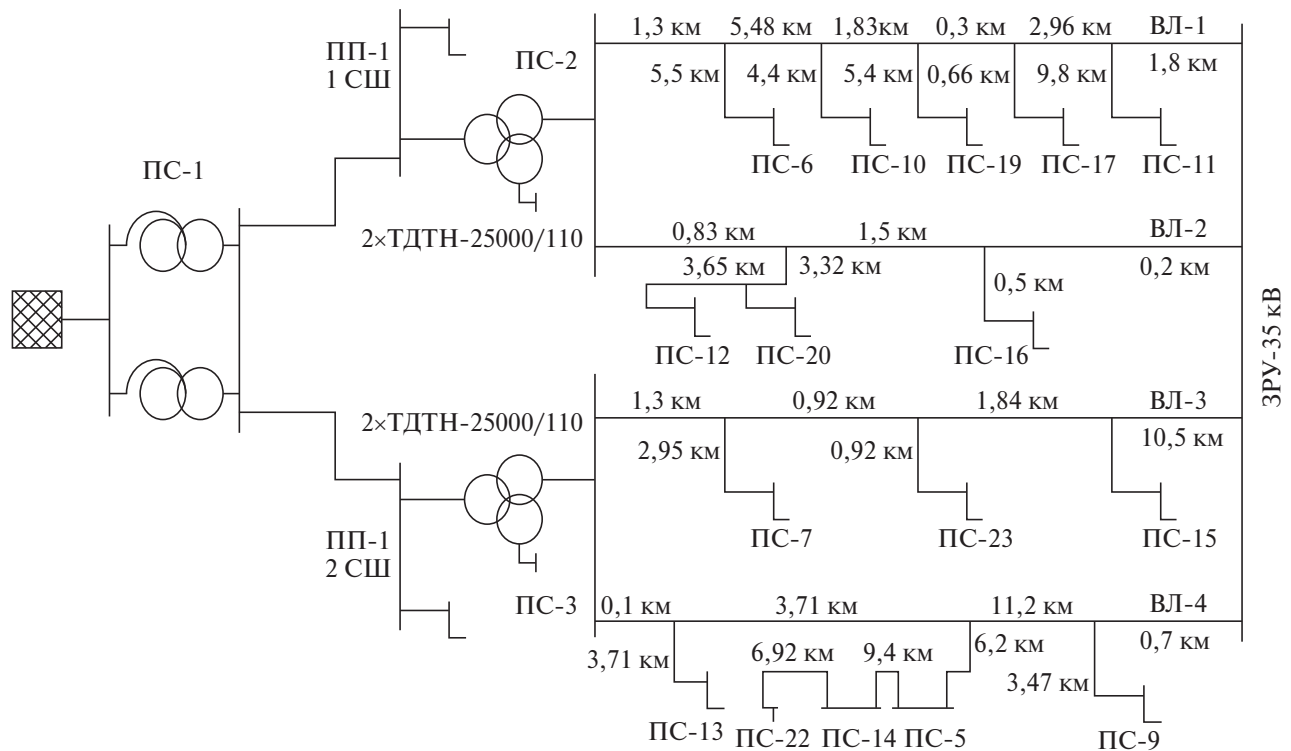


Рис. 2. Однолинейная схема тестовой сети

Таблица 2

№ подстанции	$S_I, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$S_{II}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	№ подстанции	$S_I, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$S_{II}, \text{МВ} \cdot \text{А}$
ПС-11	$2,7 + j 0,9$	$3,2 + j 1,12$	ПС-15	$0,82 + j 0,9$	$0,6 + j 0,6$
ПС-17	$0,25 + j 0,1$	0	ПС-23	$0,56 + j 0,675$	$0,36 + j 0,9$
ПС-19	$0,54 + j 0,29$	$0,06 + j 0,07$	ПС-7	$1 + j 0,45$	$1,3 + j 1,4$
ПС-10	$2 + j 1,7$	$1,3 + j 1,68$	ПС-9	$0,7 + j 0,675$	$0,5 + j 0,775$
ПС-6	$0,2 + j 0,45$	$1 + j 0,84$	ПС-5	$1,3 + j 0,4$	$1,5 + j 0,3$
ПС-16	$2,5 + j 1,18$	$2,4 + j 1,21$	ПС-14	$1,8 + j 0,7$	$1,5 + j 0,6$
ПС-20	$0,6 + j 0,43$	$1 + j 0,77$	ПС-22	$0,78 + j 0,73$	$0,39 + j 0,69$
ПС-12	$3,2 + j 0,95$	$3,4 + j 1,35$	ПС-13	$2 + j 0,15$	$1,9 + j 0,2$

во внимание экономические факторы, связанные с уменьшением числа отключений и длительностью простоя технологического оборудования, сроки окупаемости проекта оказываются довольно большими (от 7 до 10 лет).

В заключение следует отметить, что хотя сама модель не учитывает все множество влияющих факторов, их можно учесть в качестве целевых ограничений, как было сделано с ограничениями по отклонению напряжения. Стоит принять во внимание конкретные численные ограничения, например, при ограниченном бюджете — сумму максимально возможных денежных средств на строительство источника РГ.

Необходимо отметить и быстроту реализации генетического алгоритма. Результаты расчета сравнивались с результатами, полученными методом прямого перебора вариантов и нелинейным методом обобщенного понижающего градиента (ОПГ). Все они показывают одинаковую сходимость, а для задач с небольшим числом вариантов — примерно одинаковое время расчета. Однако при большом числе вариантов скорость расчета по генетическому алгоритму на порядок выше, чем при других методах оптимизации. Поэтому его рекомендуется использовать для решения комплексных нелинейных задач с большим числом ограничений и возможных

Таблица 3

№ подстанции	R , Ом	X , Ом	G , См	B , См	K_f	S , кВ · А
7, 9, 11, 19, 22	1,48	24,4	7,51	46,3	0,177	6300
17, 10, 20, 5	2,72	24,4	5,44	32,7	0,175	4000
6, 16, 14	2,72	24,4	5,44	32,7	0,175	16 000
12, 13, 15, 23	0,788	10,5	9,23	44,3	0,174	10 000

Примечание. Удельные сопротивления линий составляют $0,25 + j0,4$ Ом/км.

Таблица 4

Число возможных вариантов, млн	Затраты времени, с, на расчет задачи размещения источников РГ с помощью		
	эволюционных алгоритмов	метода ОПГ	прямого перебора
0,003	2	3	6
0,01	3	3	8
0,3	4	9	127

вариантов решения (см. табл. 4, где приведены затраты времени на расчет задачи размещения источников РГ, выполняемого различными способами).

Приведенная модель может использоваться в различных задачах, например, подбора генерирующего оборудования в определенной точке сети или выбора наиболее оптимального варианта подключения на параллельную работу источника РГ, поэтому возможно довольно большое количество вариантов выдачи мощности. Кроме того, можно использовать каждый этап предложенной модели отдельно, в частности, для имеющегося источника определять наиболее оптимальную точку подключения. Или в случае когда отсутствует потребность в решении задачи повышения надежности электроснабжения потребителей находить оптимальную точку размещения и состав генерирующего оборудования в соответствии с инвестиционным критерием.

Список литературы

1. **Multi-objective** distributed generation placement using fuzzy goal programming with genetic algorithm / K.-H. Kim, K.-B. Song, S.-K. Joo, Y.-J. Lee, J.-O. Kim. — Eur. Trans. Electr. Power, vol. 18, no. 3, apr. 2008.
2. **Hedayati H., Nabaviniaki S. A., Akbarimajid A.** A method for placement of DG units in distribution networks. — IEEE Trans. Power Del., vol. 23, no. 3, jul. 2008.
3. **Kotamarty S., Khushalani S., Schulz N.** Impact of distributed generation on distribution contingency analysis. — Elect. Power Syst. Res., vol. 78, no. 9, sep. 2008.
4. **Koutroumpzis G. N., Safigianni A. S.** Optimum allocation of the maximum possible distributed generation penetration in a distribution network. — Electr. Power Syst. Res., vol. 80, no. 12, dec. 2010.
5. **Lopez-Lezama J. M., Contreras J., Padilha-Feltrin A.** Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm. — Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 36, no. 1, mar. 2012.
6. **Effective** method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems / M. F. Akorede, H. Hizam, I. Aris, M. Z. A. Ab Kadir. — IET Gener., Transm., Distrib., vol. 5, no. 2, feb. 2011.
7. **El-Zonkoly A. M.** Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization. — IET Gener. Transm. Distrib., vol. 5, no. 7, jul. 2011.
8. **Arya L. D., Koshti A., Choube S. C.** Distributed generation planning using differential evolution accounting voltage stability consideration. — Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 42, no. 1, nov. 2012.
9. **Banerjee B., Islam S. M.** Reliability based optimum location of distributed generation. — Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 33, no. 8, oct. 2011.
10. **Ishchenko A., Myrzik J. M. A., Kling W. L.** Transient stability analysis of distribution network with dispersed generation. — Universities Power Engineering Conference (UPEC 2006), Newcastle, UK, September 2006.
11. **Чечушков Д. А., Паниковская Т. Ю.** Некоторые особенности эксплуатации источников распределенной генерации. — В кн.: Эффективное и качественное снабжение и использование электрической энергии (II Междунар. науч.-практ. конф. в рамках выставки “Энергоснабжение, отопление, вентиляция, водоснабжение в промышленности и ЖКХ”, 15 – 17 мая 2012 г.) — Екатеринбург: ЗАО “Уральские выставки”, 2012.
12. **Топсахалова Ф. М., Койчуева Д. А., Лепшкова Р. Р.** Современное состояние и оценка эффективности использования инвестиционных ресурсов в аграрном секторе. — М.: Академия естествознания, 2009.