

АЛГОРИТМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко

г. Челябинск, Южно-Уральский государственный университет

ALGORITHM OF INTELLIGENT CONTROL OF DISTRIBUTING NETWORK MODE

B.G. Bulatov, V.V. Tarasenko

Chelyabinsk, South Ural State University

Рассмотрены алгоритмы анализа режима и реконфигурации распределительных сетей с установками малой генерации. Алгоритмы, учитывающие разомкнутый характер сети, строятся по методу вторых адресов. Для оценивания состояния сети по оперативной информации от устройств телемеханики и реклоузеров использован метод случайного поиска.

Ключевые слова: интеллектуальные распределительные сети, малая генерация, реклоузеры, реконфигурация, оценивание состояния, метод случайного поиска.

The algorithms of mode analysis and reconfiguration of distributing networks with low generation units are considered. The algorithms, which consider the open character of network, are built on the basis of second addresses. For the assessment of network state according to operating data from the telemechanics devices and reclosers the method of random search is used.

Keywords: intelligent distributing networks, low generation, reclosers, reconfiguration, state assessment, method of random search.

Интеллектуальные электрические сети (Smart Grid) становятся сегодня инструментом для решения основных проблем энергетического и сетевого хозяйства страны и предоставляют возможность экономить значительные средства на строительстве генерирующих мощностей и новых распределительных и магистральных сетей [1]. Решению этих проблем способствует и широкое внедрение установок малой генерации. Одним из преимуществ малой генерации является возможность размещения мини-ТЭЦ вблизи или непосредственно в узлах нагрузки, покрывая потребности как в электрической, так и в тепловой энергии, обеспечивая в режиме когенерации достаточно высокий КПД энергоустановок (до 80–90 %).

Диапазон мощностей мини-ТЭЦ обычно от десятков киловатт до десятков мегаватт позволяет подключать энергоустановки непосредственно на шины 0,4 или 6(10) кВ потребительских подстанций, а иногда и на шины 35 и 110 кВ существующих подстанций. Обычно это подстанции, входящие в распределительные сети, которые имеют сложную многоконтурную структуру, но эксплуатируются по разомкнутым схемам. В соответствии с оперативной схемой отдельные ветви размыкаются с помощью коммутационных аппаратов, в качестве которых применяются выключатели, разъединители, автоматы. Сегодня для этих целей начинают

использоваться современные коммутационные модули – реклоузеры, объединяющие вакуумный выключатель со встроенными измерительными датчиками тока и напряжения, устройством связи и системой дистанционного управления [2].

В распределительных сетях часто имеют место повышенные потери мощности и энергии, пониженные уровни напряжения у тупиковых потребителей, а также наблюдается избыточная нагрузка сети потоками реактивной мощности.

На современном этапе распределительные сети активно оснащаются средствами телемеханики, обеспечивающими минимальный уровень наблюдаемости системы и режима ее работы, необходимый для дальнейшего развития систем автоматизации управления с целью повышения надежности и экономичности энергоснабжения. Использование существующих и новых технических средств, таких как регулирование под нагрузкой (РПН) в центрах питания, установок малой генерации в узлах нагрузки, устройств компенсации реактивной мощности, реклоузеров и выключателей с дистанционным управлением может обеспечить оптимальное оперативное воздействие на режим сети и изменение ее структуры. С позиций управления рассматриваемая распределительная сеть, являясь важной частью единой энергетической системы, завершающей единый технологический

процесс распределением и выдачей энергии конечному потребителю, обладает основными признаками больших систем: управляемость на основе сбора и обработки информации, двойственность природы, многокритериальность и др., что позволяют и в распределительных сетях ставить задачу по созданию интеллектуальных систем управления по аналогии с системами гибкого управления в магистральных электрических сетях.

Внедрение малой распределенной генерации и формирование интеллектуальных распределительных сетей, управляемых по новым эффективным алгоритмам, позволит:

а) подключить дополнительных потребителей без увеличения пропускной способности силовых трансформаторов главных понизительных подстанций (ГПП) и линий;

б) увеличить производственные мощности потребителей без увеличения потребления из питающей сети;

в) улучшить технико-экономическую эффективность систем электроснабжения как самих потребителей, так и электросетевых компаний;

г) повысить устойчивость систем электроснабжения и нагрузки потребителей при снижении напряжения в сети.

Сегодня проблемы построения интеллектуальных распределительных сетей касаются в основном развития их на базе современных средств телемеханики и телеуправления и каналов передачи данных. Однако основа оптимального функционирования интеллектуальной сети должна обеспечиваться алгоритмами управления и программными средствами.

Источником исходной информации для системы оперативного управления могут служить устройства телемеханики ГПП. Центры питания распределительных сетей обычно имеют следующие телеизмерения: напряжение на шинах, общую активную и реактивную нагрузку, токовую нагрузку фидеров. При наличии реклоузеров в некоторых ветвях фидеров дополнительно можно иметь информацию о токе участка и напряжении узла по месту его установки. Реклоузер в месте размыкания сети позволяет контролировать напряжение узлов, разница которых позволяет оценивать текущую эффективность установленных разрывов.

Наблюдаемые параметры режима при фиксированной эксплуатационной схеме позволяют провести оценку величины узловых нагрузок, используя кроме телеизмерений статистику по относительной загрузке трансформаторных пунктов (ТП). По результатам оперативной оценки состояния каждого фидера можно провести поиск оптимальных управляющих воздействий, используя известные методы анализа режимов электрических сетей. Сегодня эти методы, как правило, разработаны на основе итерационного решения систем узловых нелинейных уравнений и ориентированы на расчет режимов многократно замкнутых сетей. В отличие

от магистральных сетей в распределительных сетях расчетная схема, соответствующая оперативному положению рабочих размыканий, является разомкнутой, граф которой представляется набором ветвей, образующих дерево, и хорд, соответствующих отключенным ветвям. Расчетная схема должна иметь одну точку поставки электроэнергии, обычно силовой трансформатор ГПП. При этом конфигурация сети и её параметры определяются, как обычно, заданием для каждой i -й ветви схемы замещения, включая и трансформаторные, номеров узлов начала УН(i) и конца УК(i) ветви в направлении питания, а также комплексного сопротивления $Z(i)$. Номера узлов могут приниматься произвольно или формироваться в соответствии с эксплуатационными обозначениями объектов сети. Корень дерева должен иметь специальное обозначение, например, отрицательный номер. Для определения путей питания каждой вершины, потоков по ветвям и других параметров режима, а также организации переходов к смежным частичным графам эффективно использование метода вторых адресных отображений [3], которые для каждого УН(i) определяются номером этого узла в массиве УК, т. е. по условию

$$\text{УН2}(i) = \text{if}(\text{УН}(i) = \text{УК}(j)) \text{ then } j.$$

Диагностическое сообщение об ошибке при поиске вторых адресов появляется только при потере связности для некорректно сформированных массивов УН и УК. Путь питания любого узла УК(i_0), расположенного на месте i_0 в массиве ветвей, формируется последовательностью ветвей, определяемых рекурсивным выражением $i = \text{УН2}(i)$, начиная от $i=i_0$ и завершая по условию $i < 0$, если второй адрес для корня дерева принят отрицательным. Использование вторых адресов по сравнению с матрицей коэффициентов распределения позволяет более экономно использовать память и, главное, достаточно просто проводить реконфигурацию сети.

Одной из задач управления в распределительных сетях является поиск оптимальной оперативной схемы и параметров режима при изменении нагрузок, напряжения питающей сети и т. п. Критериями оптимизации для часовой ступени графика являются потери мощности, качество и надежность. Часто эти критерии бывают противоречивы, поэтому поиск оптимального решения проводится в области Парето. Однако эту многокритериальную задачу можно свести к одному критерию. Надежность можно учесть как ограничение по допустимым параметрам режима и фиксацию некоторых размыканий в сети для обеспечения питания ответственных потребителей от двух источников. Критерий качества можно оценить по минимальному отпуску энергии при напряжениях, выходящих за пределы допустимой области, которая может быть индивидуальной для каждого характерного потребителя.

В качестве независимых оптимизируемых па-

Электроэнергетика

раметров могут рассматриваться: уровень напряжения в центре питания, определяемый номером отпайки РПН, реактивная мощность установок малой генерации и положение разрезов на полном графе сети.

Часовые потери для существующей оперативной схемы, определяемой положением хорд графа сети, рассчитываются по формуле

$$F_1 = \sum_{s \in S} (P_s^2 + Q_s^2) R_s / U_s^2, \quad (1)$$

где S – подмножество ветвей с эксплуатационной схемой; P_s, Q_s – поток в ветви s ; R_s – сопротивление ветви; U_s – напряжение ветви.

Критерий, определяющий качество электроэнергии, учитывается произведением отпускаемой энергии на величину выхода напряжения за допустимый диапазон:

$$F_2 = \sum_{(i)} \delta_i P_i \cdot dU_i, \quad (2)$$

где P_i – нагрузка i -го узла;

$$\delta_i = \text{if}(U_{\min} < U_i < U_{\max}) \text{ then } 0 \text{ else } 1;$$

$$dU_i = \text{if}(U_i < U_{\min}) \text{ then } (U_{\min} - U_i) \text{ else } (U_{\max} - U_i).$$

Обобщенный критерий определяется методом скаляризации

$$F(X) = \alpha_1 F_1(X) + \alpha_2 F_2(X), \quad (3)$$

где X – вектор оптимизируемых параметров системы; α_1, α_2 – коэффициенты скаляризации, определяемые экспертным путем.

В рассматриваемой задаче коэффициенты могут определяться по экономическим условиям соответственно как тариф на потери и удельный ущерб от низкого качества электроэнергии.

На рис. 1 приведена схема простейшей распределительной сети с двумя фидерами, установкой малой генерации, подключенной к ТП-15, и тремя реклоузерами. Рассматривается одна ступень суточного графика с известными часовыми нагрузками ТП, мощностью генератора и напряжением на шинах 110 кВ центра питания. Виртуальная модель исследуемой системы сформирована средствами графического программирования LabVIEW.

В качестве оптимизируемых параметров приняты: номер N отпайки РПН трансформатора, реактивная мощность Q генератора, место размыкания контура сети. В исходном положении $N=0, Q=300$ кВАр, разрез по ветви между ТП-15 и ТП-25. В этом режиме потери 42,83 кВт и нулевой ущерб. Учитывая различный характер регулируемых параметров, для оптимизации принят покоординатный метод. Расчет

режима при неизменных нагрузках для разного сочетания оптимизируемых параметров проводится методом вторых адресных отображений. В табл. 1 приведены значения целевой функции при изменении первой координаты – номера отпайки в диапазоне от $N=2$ до $N=-4$ при $\alpha_1=1$ и $\alpha_2=5$.

При найденной $N=-2$ проводится поиск реактивной мощности, в результате которого найдена оптимальная $Q=350$ кВАр, равная предельно допустимому значению. Потери при этом уменьшились до 37,71 кВт с сохранением $F_2=0$.

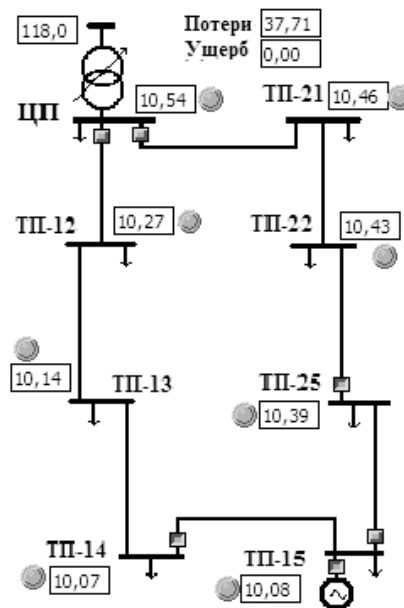


Рис. 1

Оптимизация разреза переводом в сторону ТП-14 привела к росту критерия до значения $F = F_1 = 40,57$. Перевод разреза от исходного в другую сторону к ТП-25 также приводит к росту до $F = F_1 = 59,01$. Значит разрез по ветви между ТП-15 и ТП-25 является оптимальным. Второй цикл оптимизации не приводит к изменению полученных значений оптимизируемых параметров.

При значительном изменении состояния сети и параметров режима потребления критериальные показатели возрастают, например, при отключении генератора до $F_1=105,7$ и $F_2=1,9$. Найденная в результате оптимизации оперативная схема, позволяющая уменьшить потери на 42,32 кВт, показана на рис. 2.

На примере этой простейшей распределительной сети рассмотрим возможности создания

Таблица 1

Зависимость параметров режима от положения отпайки

N	2	1	0	-1	-2	-3	-4
$U_{\text{ТП}}$	9,79	9,96	10,14	10,32	10,51	10,71	10,92
F_1	46,11	44,45	42,83	41,24	39,68	38,16	36,68
F_2	22,2	5,55	0,0	0,0	0,0	3,6	18,4
F	68,31	50,0	42,83	41,24	39,68	41,76	55,08

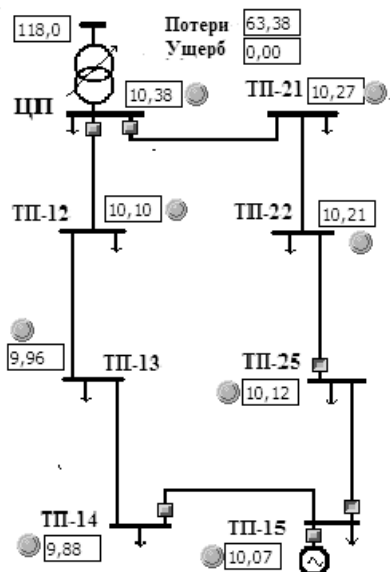


Рис. 2

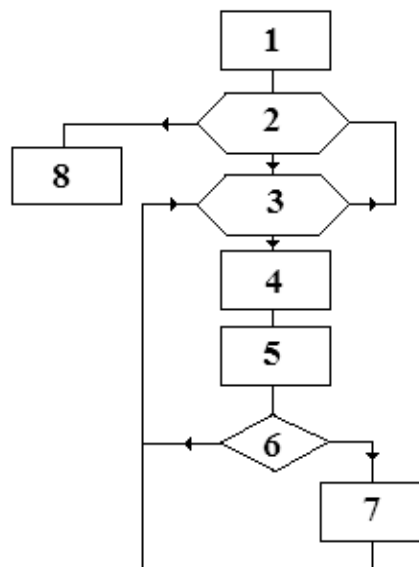


Рис. 3

интеллектуальной системы оптимального управления режимом сети. Предложенный алгоритм оптимизации применим только при заданных узловых нагрузках. Поэтому предварительно должна решаться задача оценивания состояния сети, т. е. определения узловых нагрузок по данным телеметрии. Будем полагать, что известны следующие параметры режима в центре питания: напряжение $U_{ЦП}$, поступающая от трансформатора мощность P_T и Q_T , токи фидеров I_1 и I_2 , напряжения на реклоузере-размыкании U_n и $U_{л}$, токи реклоузеров I_{14} и I_{25} (см. рис. 1). В качестве критерия для оцениваемых параметров X примем квадратичные нормированные отклонения расчетных параметров режима от телеизмерений

$$F(X) = \sum_{i=1}^4 ((I_{ГТИ} - I_i(X)) / I_{ГТИ})^2 + \sum_{i=1}^3 ((U_{ГТИ} - U_i(X)) / U_{ГТИ})^2 + ((P_{ГТИ} - P_i(X)) / P_{ГТИ})^2 + ((Q_{ГТИ} - Q_i(X)) / Q_{ГТИ})^2 \rightarrow \min. \quad (4)$$

Для решения задачи использован метод случайного поиска, реализованный по простейшему алгоритму с заданным числом циклов (рис. 3). Блоки алгоритма выполняют следующие функции. В блоке 1 задается произвольное исходное значение

оцениваемых параметров $X=X_0$ и заведомо большое значение $F=F_0$. Затем формируется цикл с числом проходов равным, например 100.

Внутренний цикл 3 определяется по количеству оцениваемых параметров. В блоке 4 определяется случайное значение каждой узловой нагрузки

$$x_{ip} = x_i + (r - 0,5)d,$$

где d – окрестность, внутри которой определяется новая точка,

r – случайное число, равномерно распределенное в диапазоне 0–1.

В блоке 5 идет расчет режима и определение целевой функции F_p . Затем проверяется условие $F_p < F$, при выполнении которого в блоке 7 происходит замена в векторе X переменной x_i на x_{ip} и F на F_p . В блоке 8 выдаются результаты X и F .

Метод случайного поиска показал неплохую сходимость и быстрое снижение $F(X)$ при любых исходных приближениях. В табл. 2 приведена динамика процесса оценивания для двух разных методов разнесения нагрузки между узлами.

С целью экономии ресурса исполнительных устройств реализация управляющих воздействий требует учета характера режима потребления в эксплуатируемой сети и оценки продолжительности очередного изменения режима для принятия решений на запрет или выдачу управляющего сигнала на объект. Анализ динамики объекта можно провести

Таблица 2

Динамика изменения F(X)

Пройдено циклов	0	10	20	30	40	50	100
Пропорционально мощности трансформаторов	0,0477	0,0056	0,0011	0,0004	0,0002	0,00013	0,0001
Равномерная нагрузка	3,679	0,907	0,0317	0,0201	0,0100	0,0036	0,0001

на основе ретроспективных данных или путем организации целенаправленного сбора статистики с помощью средств телемеханики и других измерений.

Литература

1. Скворцов, Д. Шнейдер *Электрик: интеллектуальные распределительные сети* / Д. Скворцов // *Новости электротехники*. – 2012. – 3(75).
2. Максимов, Б.К. *Оценка эффективности*

автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей / Б.К. Максимов, В.В. Воротницкий // *Электротехника*. – 2005. – № 10.

3. Ющенко, Е.Л. *Адресное программирование* / Е.Л. Ющенко. – Киев: *Техническая литература*, 1963. – 288 с.

Поступила в редакцию 12.09.2012 г.

Булатов Борис Георгиевич – кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры «Электрические станции, сети и системы», Южно-Уральский государственный университет. Область научных интересов – управление и оптимизация режимов энергосистем. Контактный телефон: 8-(351)267-92-46.

Bulatov Boris Georgievich, Candidate of Science (Engineering), Associate Professor, Professor of “Electric Power Plants, Networks and Systems” Department of South Ural State University. Research interests: control and optimization of energy systems modes. Contact phone number: 8-(351)267-92-46.

Тарасенко Виктор Викторович – аспирант кафедры «Электрические станции, сети и системы», Южно-Уральский государственный университет. Область научных интересов – распределенная генерация, оптимизационные модели, энергоэффективность. Контактный телефон: 8-(351)267-92-41.

Tarasenko Viktor Viktorovich, postgraduate student of “Electric Power Plants, Networks and Systems” Department of South Ural State University. Research interests: distributed generation, optimization models, energy efficiency. Contact telephone number: 8-(351)267-92-41.