

УДК 621.311

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕКОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ****Б.Б. Мукатов<sup>1</sup>, И.А. Ефремов<sup>2</sup>, А.Г. Фишов<sup>2</sup>**<sup>1</sup>*Филиал АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями»**Национальный диспетчерский центр Системного оператора*<sup>2</sup>*Новосибирский государственный технический университет*

Применительно к электрическим сетям нового поколения, так называемым «умным электрическим сетям», исследуются различные аспекты задачи изменения схемы электрической сети с распределенной генерацией в аварийных режимах для предотвращения развития аварий, обеспечения живучести системы электроснабжения и последующего восстановления целостности сети. На основе принципиального моделирования реконфигурации сети для проверки функциональности ЭЭС в нормальных и аварийных установившихся режимах анализируются комбинаторные возможности и свойство оперативной гибкости сети наиболее распространенных схем распределительных устройств, совместно с принципами осуществления деления и восстановления электрической сети. Сформулированы принципы формирования изолированных районов, а также требования к отделяемым подсистемам при возникновении глобальных или локальных небалансов мощности, а также при их объединении. Приведены варианты постановки задачи и подходы к решению задачи по определению требуемых изменений в схеме коммутации электрической сети. Проведено моделирование децентрализованного подхода к реконфигурации сети, позволяющего преследовать собственные цели каждого субъекта в рамках общих правил. Результат моделирования показал идентичность решению, полученному на основе централизованного подхода, когда решение осуществлялось одним центром, использующим полную информацию о сети.

*Ключевые слова:* распределенная генерация, функциональность электроэнергетической системы, живучесть, деление и восстановление сети.

DOI: 10.17212/1727-2769-2014-4-90-103

**Введение**

В настоящее время изменение схемы электрической сети (реконфигурация) в аварийных режимах используется для снятия перегрузок элементов сети, сохранения функциональности электростанций, электроснабжения отдельных районов при системных авариях, обеспечения быстрого восстановления системы. Реконфигурация сети может производиться как при сохранении ее целостности, так и с разделением на независимые подсистемы. Так, деление сети применяется для отделения района или электростанции на изолированную работу с примерно сбалансированной нагрузкой, в заранее определенном сечении, а также для прекращения асинхронного режима в сечении, связывающем несинхронные части.

Ограничивающими факторами при выборе схем сети являются устойчивость параллельной работы генераторов, нагрузки и допустимость загрузки элементов сети по току, отклонения напряжения в узлах сети от номинального значения.

Аналізу различных проблем реконфигурации схемы электрической сети, и прежде всего ее делению и восстановлению, посвящен ряд работ. Большинство

работ в данном направлении акцентированы на вопросах разворота электростанций после полного погашения и восстановлении электроснабжения потребителей за минимальное время, т. е. на ликвидации последствий технологических нарушений [1–11].

Можно отметить, что известные в настоящее время работы по делению и восстановлению сети не рассматривают данную технологию в качестве единого последовательного управляемого процесса, обеспечивающего живучесть ЭЭС.

Цель данной работы – обоснование необходимых условий и принципов осуществления реконфигурации сети в аварийных режимах, в том числе управляемого деления и восстановления сети для обеспечения требуемой функциональности электроэнергетических систем (ЭЭС), где под функциональностью ЭЭС понимается выполнение ЭЭС ее назначения по электроснабжению потребителей, обеспечивая требуемые надежность и качество электроэнергии.

Концептуально можно отметить, что в традиционных энергосистемах с централизованной генерацией надежность и качество электроснабжения потребителей обеспечиваются за счет поддержания необходимых резервов, целостности структуры и режима системы (устойчивости параллельной работы всех электростанций). Деление сети применяется только для обеспечения живучести ЭЭС, а функциональность обеспечивается целостностью сети.

В умных электрических сетях (SMART GRID) функциональность в значительной степени обеспечивается изменением конфигурации электрической сети, в том числе с выделением сбалансированных подсистем на изолированную работу.

Учитывая, что в существующих энергосистемах деление и восстановление сети относится к исключительным мерам воздействия на режим, до настоящего времени не формулировались требования к распределительным устройствам (РУ) и устройствам автоматики, обеспечивающие их адекватное использование. Для развития схемной адаптивности сетей SMART GRID необходимо определить такие требования совместно с принципами осуществления деления и восстановления сети.

В данной работе эта задача ставится и решается на основе упрощенного (принципиального) моделирования сети с управляемой конфигурацией. Для этого была разработана цифровая модель ЭЭС на постоянном токе. Данная модель используется для проверки функциональности ЭЭС в нормальных и аварийных установившихся режимах.

### 1. Принципы деления и восстановления сети

Основные требования к процессам управляемого деления и восстановления схемы электрической сети рассмотрены в [12].

*Требования к отделяемым подсистемам при возникновении глобальных или локальных небалансов мощности (деление сети).* Обязательным условием выделения подсистем на изолированную работу является обеспечение в них баланса мощности при допустимом уровне частоты, выражаемого формулой (1):

$$\sum P_{\Gamma}(f) = \sum P_{\Pi}(f) = \sum P_{\Pi}(f) + \sum \Delta P + \sum P_{\text{рез}}(f), \quad (1)$$

где  $\sum P_{\Gamma}(f)$  – суммарная генерируемая активная мощность станций (за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды);  $\sum P_{\Pi}(f)$  – суммарное потребление активной мощности;  $\sum P_{\Pi}(f)$  – суммарная активная мощность нагрузки потребителей;  $\sum \Delta P$  – суммарные потери активной мощности;  $\sum P_{\text{рез}}(f)$  – суммарный резерв мощности в подсистеме.

При выделении подсистем на длительную работу для сохранения их функциональности необходимо обеспечить достаточные резервы мощности на электростанциях, в том числе и маневренные, удовлетворительный уровень напряжения в сети, а также не допустить перегруз оборудования по току.

*Требования к подсистемам при объединении (восстановление сети).* Необходимыми условиями синхронизации подсистем являются:

- функциональность подсистем;
- неперевышение разности частот допустимого значения (2):

$$\Delta f = f_1 - f_2 \leq f_{\text{доп}}, \quad (2)$$

где  $f_1, f_2$  – частоты в синхронизируемых подсистемах;  $f_{\text{доп}}$  – допустимая разность частот.

В ходе операций по восстановлению схемы сети следует контролировать загрузку элементов сети по току, а также уровни напряжения, чтобы избежать недопустимых режимов работы сети.

*Принцип 1.* Изолированные районы формируются узлами генерации со сбалансированной нагрузкой.

Этот принцип широко используется в традиционных энергосистемах как оперативный, так и специальной автоматикой выделения электростанций со сбалансированной нагрузкой в аварийных режимах.

При этом могут приниматься во внимание требования сохранения конкретной нагрузки, например, учитываться категории электроприемников по надежности электроснабжения или условия договоров.

При наличии развитой схемы РУ на подстанциях (ПС) система (сеть) с множеством генерирующих узлов может быть разделена на сбалансированные подсистемы многовариантно (рис. 1).

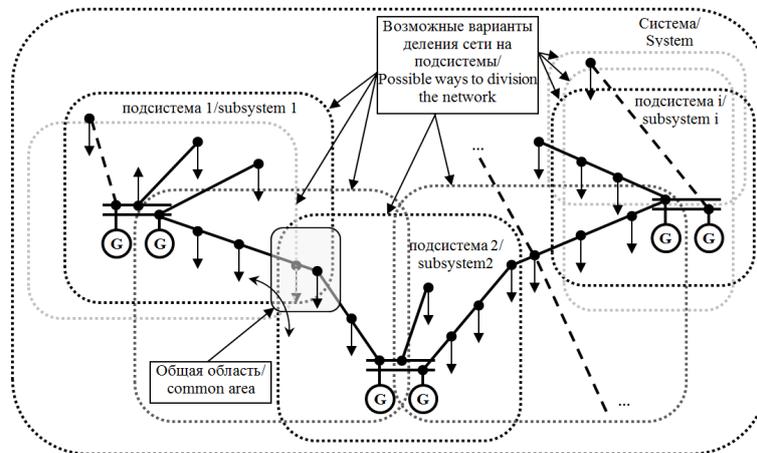


Рис. 1 – Деление системы на подсистемы

Fig. 1 – Dividing the system into subsystems

На рис. 1 показана общая область, электроснабжение потребителей которой может быть осуществлено от разных источников генерации (потребители могут войти в состав разных подсистем) при различных вариантах деления системы. В пределах подобных областей должны приниматься решения о варианте деления.

*Принцип 2.* Изолированные районы формируются узлами целостных районов электропотребления с обеспечивающей баланс генерацией.

При реализации этого принципа выделение подсистем производится как по связям, так в значительной степени, и по узлам генерации с разделением шин и распределением энергоблоков между ними.

*Принцип 3.* Изолированные районы формируются доминирующими интересами.

Изолированные районы формируются как по принципу 1, так и 2 в зависимости от доминирующих интересов в подсистемах.

## 2. Требования к РУ и автоматике

Схемы РУ должны удовлетворять ряду общих требований. Важнейшими из них являются: надежность, оперативная гибкость и экономичность.

Для сетей SMART GRID особое значение приобретает свойство оперативной гибкости, непосредственно определяющее способность сети создавать необходимые эксплуатационные режимы за счет реконfigurирования сети как одного из основных способов управления.

Оперативная гибкость РУ и сети в целом оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Наиболее распространенными схемами коммутации являются: две системы шин с обходной системой шин (2СШ-ОСШ), полуторная схема (3/2) и схемы с двумя выключателями на присоединение (2/1). Поскольку ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется в схемах с наибольшей оперативной гибкостью, которая обеспечивается выполнением переключений выключателями, в том числе и средствами автоматики, из этого следует, что наиболее предпочтительной с этой позиции является схема 2/1.

Проведем сравнение комбинаторных возможностей распределения присоединений по шинам.

Число возможных вариантов деления по шинам для схемы 2СШ-ОСШ равно 2, так как все присоединения зафиксированы по шинам и их перевод требует операций с разъединителями, что не представляется возможным для целей автоматического (противоаварийного) управления.

Число возможных вариантов деления по шинам для схемы 3/2 можно вычислить по формуле (3)

$$A = k^{n/2}, \quad (3)$$

где  $n$  – число присоединений,  $k = 3$  – число выключателей в поле.

Число возможных вариантов деления по шинам для схемы 2/1 можно вычислить по формуле (4)

$$A = k^n, \quad (4)$$

где  $n$  – число присоединений,  $k = 2$  – число выключателей на присоединение.

Из формул (3) и (4) видно, что комбинаторные возможности схемы 2/1 существенно выше, чем у схемы 3/2. В качестве базовой схемы РУ для дальнейшего анализа будем принимать схему 2/1 как наиболее предпочтительную для создания оперативной гибкости сети, активно использующую переконfigurацию схемы при управлении, как в нормальных, так и в аварийных режимах.

## 3. Исследование реконfigurации сети на имитационной модели

Тестовая электрическая сеть (рис. 2) состоит из 18 узлов, из них 14 нагрузочных и 4 генераторных. Нагрузки и генераторы представлены задающими токами (потребление со знаком «-»).

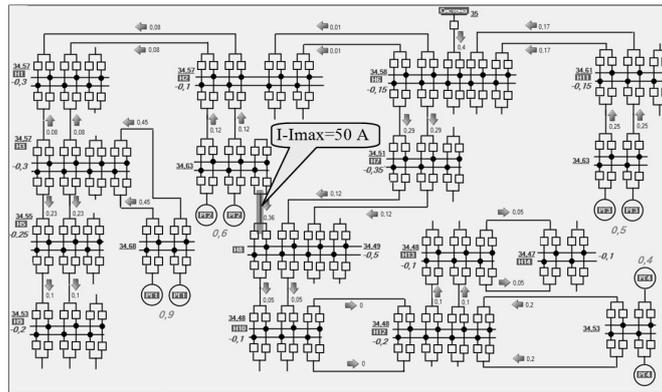


Рис. 2 – Исходный режим сети  
Fig. 2 – Primary regime of net

Рассмотрим задачу разгрузки перегруженного по току сетевого элемента.

Из-за отключения одного агрегата источника распределенной генерации (РГ) РГ4 произошла перегрузка ВЛ РГ2-Н8 на 50 А. Для исключения длительной перегрузки можно загрузить имеющиеся резервы на РГ4 (предположим резервов недостаточно или они отсутствуют) или отключить часть нагрузки. Очевидно, что второй вариант нежелателен.

Исключить указанную перегрузку можно и путем реконфигурации сети. Зная значения потребляемого тока (мощности), а также комбинаторные возможности РУ, можно выделить фрагмент сети в виде тупиковой линии с допустимым перетоком.

Для ликвидации перегруза достаточно произвести переключения на ПС Н8 и Н10 с переводом питания части нагрузки этих подстанций по ВЛ РГ2-Н8. Режим работы сети после необходимых переключений приведен на рис. 3.

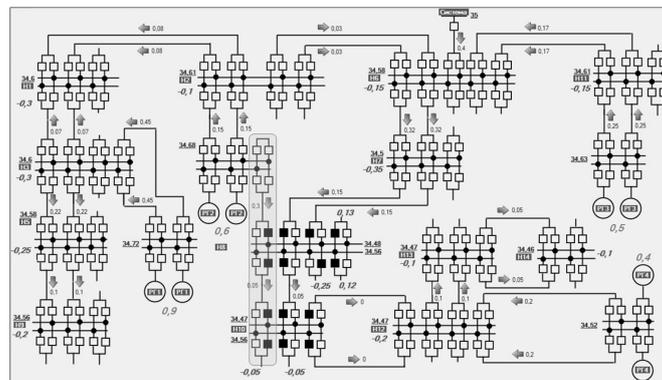


Рис. 3 – Режим после переключений на ПС Н8 и Н10.  
Fig. 3 – Regime after switching on 8 substation and 10 load

Проведенное моделирование для схемы с одним выключателем на присоединение показало, что для исключения перегруза потребовалось дополнительное отключение ВЛ Н7-Н8.

Рассмотрим задачу разделения системы на подсистемы по принципу 1 в предположении, что в системе произошло глубокое снижение частоты до критических значений (исходным является режим, показанный на рис. 2).

Цель управления – предотвратить погашение подсистем и максимально обеспечить электроснабжение потребителей. Исходя из этого, произведем разделение сети на сбалансированные подсистемы для сетей с РУ с одним и двумя выключателями на присоединение. Результирующие режимы работы показаны на рис. 4, 5.

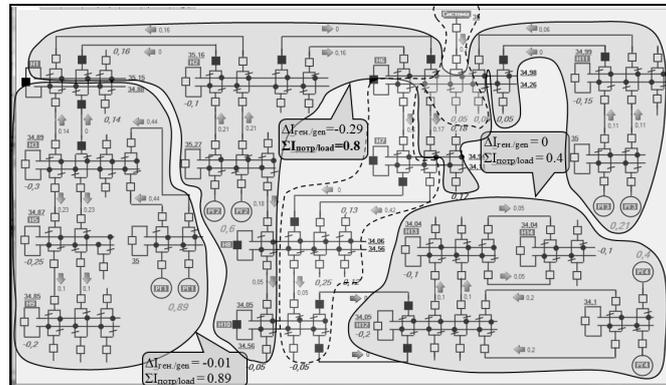


Рис. 4 – Схема сети после разделения системы на сбалансированные подсистемы. Схема 1

Fig. 4 – Scheme of the network after it's division to balanced subsystem. Scheme 1

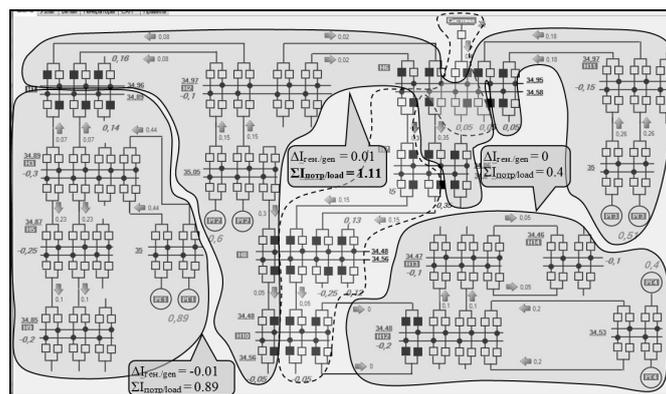


Рис. 5 – Схема сети после разделения системы на сбалансированные подсистемы. Схема 2

Fig. 5 – Scheme of the network after it's division to balanced subsystem. Scheme 2

В первой схеме сеть разделена на 4 подсистемы. Необходимо отметить, что значительно снизилась генерация РГ3 (с 0,5 до 0,21 кА). Также имеются излишние отключения ВЛ, приведшие к перегрузке оставшихся (ВЛ: Система-Н6, Н6-Н7, Н7-Н8), что снижает надежность послеаварийной схемы.

Во второй схеме сеть также разделена на 4 подсистемы. В трех из них нагрузки запитаны от распределенных источников генерации, в четвертой – нагрузки, на электроснабжение которых резервов РГ1-4 не хватило, запитаны от системы (на 0,3 кА меньше чем в первой схеме). Для исключения снижения генерации РГ2, РГ3 и РГ2 отделены в составе одной подсистемы. Значения генерации не снизились, т. е. генерирующие возможности используются максимально. Таким образом, можно говорить о явном преимуществе второй схемы.

Имея информацию о СЧХ нагрузок, для уменьшения значений ограничений потребления, при выборе сечений деления также можно использовать частотный эффект нагрузки.

После стабилизации частоты в системе производится синхронизация подсистем, с проверкой ограничений.

#### 4. Определение сечений для деления системы

Использование реконфигурации сети при управлении режимами ЭЭС предполагает постановку и решение задачи по определению требуемых изменений в схеме коммутации электрической сети. Следует отметить два варианта постановки задачи и два подхода к ее решению. Первая постановка заключается в формулировании неких общих требований к режиму, которым должен удовлетворять режим ЭЭС. Вторая допускает наличие у каждого из субъектов ЭЭС собственных целей и их учета при определении режима ЭЭС. Каждая из задач может решаться как централизованно, так и децентрализованно, однако наибольший интерес в сетях SMART GRID представляет ее децентрализованное решение. В последнем случае можно говорить о мультиагентном управлении режимом ЭЭС, когда каждый из субъектов стремится преследовать собственные цели в рамках общих правил [13].

Для выбора стратегии деления сети необходима идентификация класса исходного режима. Идентификация класса режима выполняется экспертным блоком по измерениям режимных параметров в прилегающих узлах. Идентифицируются два класса режимов: а) *нарушение во внешней сети*; б) *нарушение в контролируемом районе электрической сети*.

При внешней причине нарушения режима (недопустимом отклонении частоты или глубоком дефиците реактивной мощности в примыкающем районе сети) реконфигурация сети должна быть направлена на разделение для сохранения функциональности района сети при максимальном использовании имеющихся резервов генерации в районе. При этом для поиска сечений деления может быть использован базовый (предшествующий нарушению) режим потокораспределения в контролируемом районе сети (действия агентов выбираются на основе предшествующего потокораспределения). При нарушении режима по внутренней причине использование предшествующего нормального режима в контролируемом районе в общем случае невозможно, так как изменяется сама структура сети.

Агенты-генераторы пошагово передают данные об имеющихся резервах генерации по сети (шаги I, II, III, рис. 6), а узловые агенты-потребители используют резерв полностью или частично, выбирая наиболее благоприятные варианты разделения узла.

Принимаемые агентами решения подчиняются следующим общим правилам:

- к агенту-генератору пошагово присоединяются ближайшие потребители;
- суммарная нагрузка присоединяемых к РГ потребителей не превышает резервов мощности РГ;
- при достаточности резервов генерирующей мощности смежных районов параллельная работа подсистем сохраняется;
- восстановление целостности сети производится после ликвидации признаков аварии;
- синхронизация смежных (районов) подсистем разрешается при допустимых значениях разницы их частот и напряжений.

На основе правил с учетом целей агентов (МАС) формируется последовательность их действий. На рис. 7 показана укрупненная блок-схема процесса деления

и восстановления сети, осуществляемого сетью агентов, число которых соответствует числу заинтересованных субъектов (в данном случае генераторных и нагрузочных узлов).

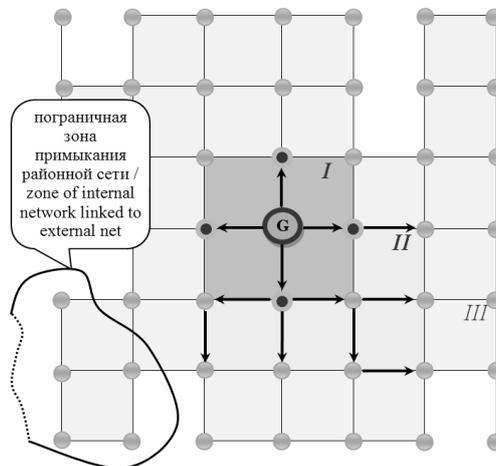


Рис. 6 – Последовательность распространения сигналов агентов

Fig. 6 – Sequence of agents signal propagation

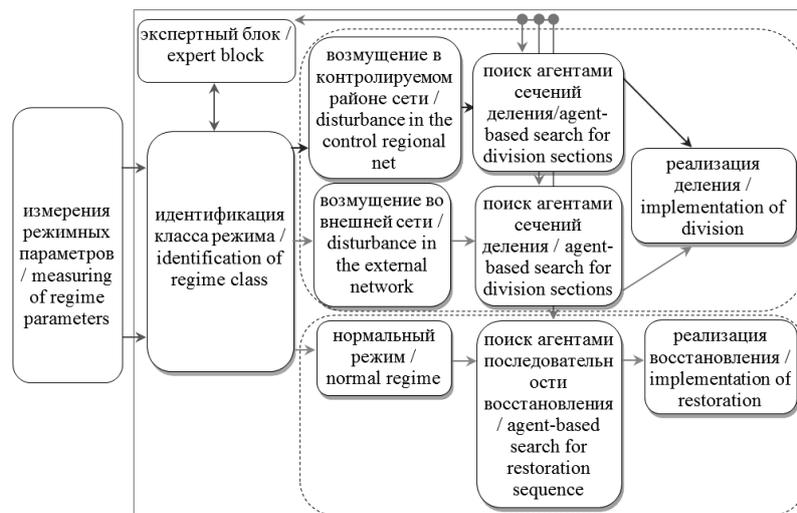


Рис. 7 – Блок-схема процесса деления и восстановления сети

Fig. 7 – Diagram of the network division and restoration process

Ниже приведен пример реконфигурации сети, полученной на имитационной модели, в которой каждый агент имеет только локальные данные и измеренные режимные параметры, обеспечивающие контроль режима прилегающего района. Работа МАС после выявления и классификации нарушения начинается с выдачи сигналов агентами-генераторами. Согласно первому принципу результатом работы МАС является определение принадлежности узлов потребления генераторам для отделения «островов».

Выбор нагрузки на шаге расширения района, питаемой агентом-генератором, производится по критерию минимальной электрической удаленности от агента-генератора при соблюдении общих правил.

В ходе работы МАС агенты посылают соседним агентам информацию: № ген – номер агента-генератора;  $P_{\text{нагр}}^{\text{необх}}$  – располагаемая мощность генератора;  $z_{\text{min}}$  – минимальное сопротивление ВЛ, подходящей к узлу, пославшему сигнал.

Агенты нагрузочных узлов, приняв сигнал, принимают решение о разделении узла с учетом его комбинаторики и ретранслируют далее данные с корректировкой, учитывающей реализованные решения в том же формате.

На рис. 8 приведен пример расширения области сети, питаемой агентом-генератором, в процессе определения ее границ.

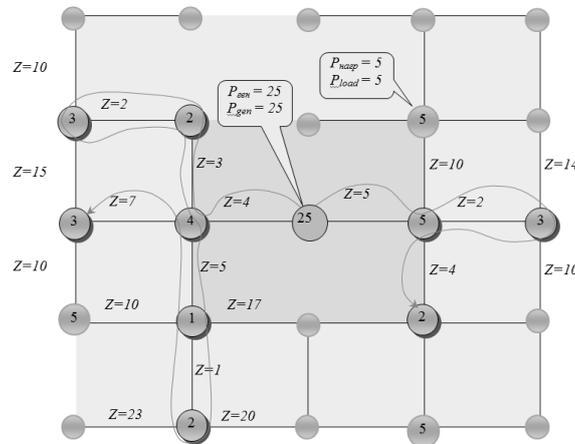


Рис. 8 – Последовательность расширения области сети, питаемой агентом-генератором

Fig. 8 – Sequence of the generator agent's area of the network extension

На рис. 9 представлены результаты моделирования действий агентов при возмущении во внешней сети в схеме с 22 узлами (4 генераторных, 18 нагрузочных) и 34 ветвями. Пунктирными линиями выделены узлы, образующие области, переходящие в островной режим работы.

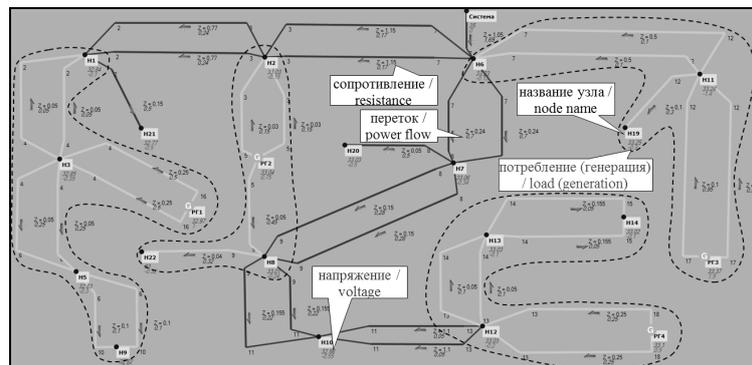


Рис. 9 – Результат работы МАС поиска сечений деления

Fig. 9 – MAS actions result

На рис. 10 показан процесс обмена сообщениями между агентами имитационной модели в процессе работы МАС.

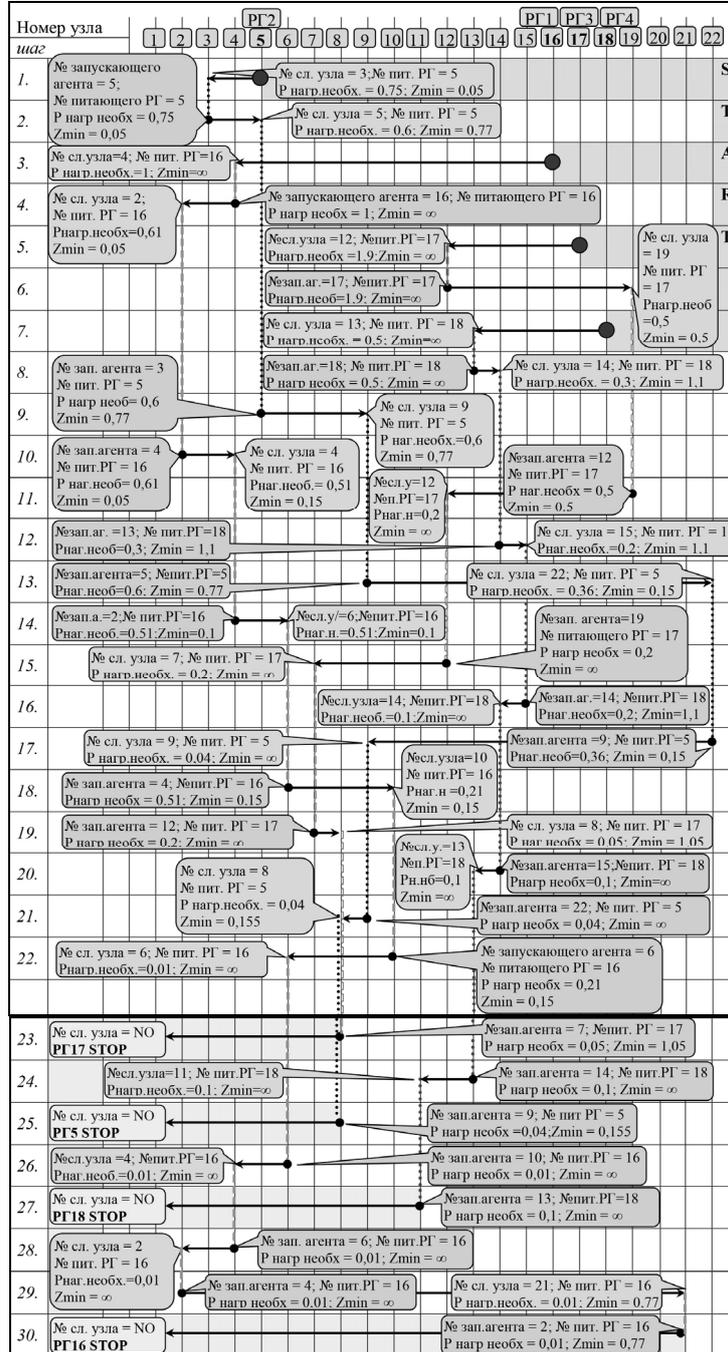


Рис. 10 – Информационный обмен между агентами в процессе поиска сечений деления

Fig. 10 – Information exchange between agents during the network division and restoration process

Результат работы МАС полностью идентичен решению, полученному при централизованном решении задачи на базе полной информации о сети.

### Выводы

В настоящее время развитие и эксплуатация энергосистем базируются на инвариантности схемы коммутации сети к их режимам. При этом недоиспользуется потенциал реконфигурации сети для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, обеспечения живучести системы электроснабжения [14].

Активный ввод распределенной генерации (РГ), принятие идеологии SMART GRID стимулируют использование реконфигурации сети, в том числе возможности осуществления электроснабжения в островных схемах [15] для реализации данного потенциала, требующего разработки новых принципов и методов управления конфигурацией электрической сети в аварийных режимах, в которых функциональность ЭЭС не связана с целостностью системы.

Мультиагентный подход к реконфигурации ЭЭС позволяет учитывать интересы активных субъектов.

Распределенное принятие решений по реконфигурации ЭЭС способно обеспечить высокую надежность системы управления.

Результаты моделирования мультиагентного и централизованного управления показывают работоспособность и реализуемость деления сети на основе мультиагентных технологий.

Для обеспечения необходимой комбинаторики схемы сети представляется перспективным проектирование РУ вновь вводимых ПС по схеме 2 выключателя на присоединение.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Буй Д.Т., Воронай Н.И. Восстановление системы электроснабжения с распределенной генерацией после крупной аварии // Промышленная энергетика. – 2011. – № 8. – С. 12–18.
2. Knowledge based behavior interface: its application to power network restoration support system / J. Shinohara, I. Kozakai, M. Kunugi, J. Nagata, H. Saito // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11, iss. 1. – P. 383–389. – doi: 10.1109/59.486122.
3. Успенский М.И., Кызродев И.В. Комплексный метод восстановления схемы электроснабжения потребителей распределительной сети // Электричество. – 2002. – № 12. – С. 36–40.
4. Успенский М.И., Кызродев И.В. Система поиска схемы восстановления электроснабжения потребителей // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок: сборник статей. – Сыктывкар, 2004. – С. 152–158.
5. Bretas A.S., Phadke A.G. Artificial neural networks in power system restoration // IEEE transactions on Power Delivery. – 2003. – Vol. 18, iss. 4. – P. 1181–1186. – doi: 10.1109/MPER.2002.4311755.
6. Saleem A., Lind M., Veloso M.M. Multiagent based protection and control in decentralized electric power systems // Proceedings of the ATES Work Shop of the 9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems. – Toronto, Canada, 2010. – Vol. 1. – P. 83–89.
7. Saleem A., Heussen K., Lind M. Agent services for situation aware control of power systems with distributed generation // IEEE Power & Energy Society General Meeting PES'09, 26–30 July 2009. – Calgary, Alberta, 2009. – P. 1–8. – doi: 1109/PES.2009.5260219.
8. Solanki J.M., Solanki S.Kh., Schulz N. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators // Journal Integrated Computer-Aided Engineering – Multi-Agent Systems for Energy. – 2010. – Vol. 17, iss. 4. – P. 331–346. – doi: 10.3233/ICA-2010-0351.

9. Nagata T., Sasaki H. A multi-agent approach to power system restoration // IEEE Transactions on Power Systems. – 2002. – Vol. 17, iss. 12. – P. 457–462. – doi: 10.1109/MWSCAS.2004.1354161.
10. Salazar H., Gallego R., Romero R. Artificial neural networks and clustering techniques applied in the Reconfiguration of distribution systems // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2006. – Vol. 21, iss. 3. – P. 1735–1742. – doi: 10.1109/TPWRD.2006.875854.
11. Баасан Б.У. Методы комплексного исследования нормальных и послеаварийных режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 2009. – 118 с.
12. Фишов А.Г., Мукатов Б.Б. Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации // Вестник Алматинского университета энергетики и связи. – 2013. – № 4 (23). – С. 6–15.
13. Исмоилов С.Т., Труфакин С.С., Фишов А.Г. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4 международная научно-техническая конференция, Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.: аннотации докладов. – Екатеринбург, 2013. – С. 99–100.
14. Фишов А.Г. Структурная адаптация электроэнергетических систем к режимам: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02 / Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1992. – 332 с.
15. Фишов А.Г., Калюжный Р.С. Сценарии развития региональной энергосистемы в современных условиях // Научный вестник НГТУ. – 2012. – № 3 (48). – С. 161–172.

#### ON RECONFIGURATION OF ELECTRIC NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION UNDER EMERGENCY CONDITIONS

Mukatov B.B.<sup>1</sup>, Efremov I.A.<sup>2</sup>, Fishov A.G.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch of «Kazakhstan electricity grid operating company» JSC «National Dispatching Centre of System Operator», Astana, Kazakhstan

<sup>2</sup>Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia Federation

With regard to the power grids of the new generation, the so-called Smart Grids, various aspects of the problem of changes in the electrical network design with distributed generation under emergency conditions to prevent the development of accidents, to ensure the survivability of the power supply system and restore the integrity of the network are analyzed. Based on the principle of network reconfiguration modeling to verify the functionality of EPS in normal and emergency modes, the steady combinatorial possibilities and property of network operational flexibility of the most common switchgear schemes together with the principles of dividing and restoring the power supply network are analyzed. Principles of isolated region formation and requirements to detachable subsystems in the event of global or local power imbalances as well as when they are combined are stated. The variants of formulation of the problem and approaches to solving the problem of determining the required changes in the circuit switching power supply are presented. The simulation of a decentralized approach to network reconfiguration allows each subject to attain its goals based on general rules. The result of the simulation showed the identity of the solution obtained on the basis of a centralized approach, where the decision was made by one center using full information about the network.

*Keywords:* distributed generation, power system functionality, survivability, network division and restoration

#### REFERENCES

1. Bui D.T., Voropai N.I. Vosstanovlenie sistemy elektrosnabzheniya s raspredelennoi generatsiei posle krupnoi avarii [Restoration of the power supply system with distributed generation after a large-scale accident]. *Promyshlennaya energetika – Industrial Power Engineering*, 2011, no. 8, pp. 12–18.

2. Shinohara J., Kozakai I., Kunugi M., Nagata J., Saito H. Knowledge based behavior interface: its application to power network restoration support system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, vol. 11, iss. 1, pp. 383–389. doi: 10.1109/59.486122
3. Uspenskii M.I., Kyzrodev I.V. Kompleksnyi metod vosstanovleniya skhemy elektrosnabzheniya potrebitel'noi raspredelitel'noi seti [A complex scheme restoration method of a consumer power supply in a distributive network]. *Elektrichestvo – Electricity*, 2002, no. 12, pp. 36–40. (In Russian)
4. Uspenskii M.I., Kyzrodev I.V. [The consumer's power supply recovery search system]. *Upravlenie elektroenergeticheskimi sistemami – novye tekhnologii i rynek. Sbornik statei* [Control of power systems – new technologies and market. Collected papers]. Syktyvkar, 2004, pp. 152–158.
5. Bretas A.S., Phadke A.G. Artificial neural networks in power system restoration. *IEEE transactions on Power Delivery*, 2003, vol. 18, iss. 4, pp. 1181–1186. doi: 10.1109/MPER.2002.4311755
6. Saleem A., Lind M., Veloso M.M. Multiagent based protection and control in decentralized electric power systems. Proceedings of the ATES Work Shop of the 9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems, Toronto, Canada, 2010, vol. 1, pp. 83–89.
7. Saleem A., Heussen K., Lind M. Agent services for situation aware control of power systems with distributed generation. IEEE Power & Energy Society General Meeting PES'09, Calgary, Alberta, 26–30 July 2009, pp. 1–8. doi: 1109/PES.2009.5260219
8. Solanki J.M., Solanki S.Kh., Schulz N. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators. *Journal Integrated Computer-Aided Engineering – Multi-Agent Systems for Energy*, 2010, vol. 17, iss. 4, pp. 331–346. doi: 10.3233/ICA-2010-0351
9. Nagata T., Sasaki H. A multi-agent approach to power system restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2002, vol. 17, iss. 12, pp. 457–462. doi: 10.1109/MWSCAS.2004.1354161
10. Salazar H., Gallego R., Romero R. Artificial neural networks and clustering techniques applied in the Reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006, vol. 21, iss. 3, pp. 1735–1742. doi: 10.1109/TPWRD.2006.875854
11. Baasan B.U. *Metody kompleksnogo issledovaniya normal'nykh i posleavariinykh rezhimov sistem elektrosnabzheniya s raspredelennoi generatsiei*. Diss. kand. tekhn. nauk [Methods for complex investigation of normal and postaccident power supply systems regimes with distributed generation. PhD eng. sci. diss.]. Irkutsk, 1996. 118 p.
12. Fishov A.G., Mukatov B.B. Obespechenie zhivuchesti energosistem pri razvitiu raspredelennoi generatsii [Ensuring of power systems survivability in the development of distributed generation]. *Vestnik Almatinskogo universiteta energetiki i svyazi – Bulletin of Almaty University of Energy and Communications*, 2013, no. 4 (23), pp. 6–15.
13. Ismoilov S.T., Trufakin S.S., Fishov A.G. [Multi-agent voltage control in electrical networks with the distributed generation and consumers]. *Sovremennye napravleniya razvitiya sistem releinoi zashchity i avtomatiki energosistem: 4 mezhdunarodnaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya. Annotatsii dokladov* [Actual trends in development of power system protection and automation. Summary reports]. Ekaterinburg, 2013, pp. 99–100.
14. Fishov A.G. *Strukturnaya adaptatsiya elektroenergeticheskikh sistem k rezhimam*. Diss. dokt. tekhn. nauk [Structural adaptation of electric power systems to regimes. Dr. eng. sci. diss.]. Novosibirsk, 1992. 332 p.
15. Fishov A.G., Kalyuzhnyi R.S. Stsenarii razvitiya regional'noi energosistemy v sovremennykh usloviyakh [Scenarios for the development of regional power in modern conditions]. *Nauchnyi vestnik NGTU – Science Bulletin of Novosibirsk State Technical University*, 2012, no. 3 (48), pp. 161–172.

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ



**Фишов Александр Георгиевич** – родился в 1950 году, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем, факультет энергетики, Новосибирский государственный технический университет. Область научных интересов: Управление режимами работы электроэнергетических систем и электрических сетей. Опубликовано 110 научных работ. (Адрес: 630073, Российская Федерация, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20. Email: fishov@ngs.ru).

**Fishov Alexander G.** (b. 1950) – D. Sc. (Eng.), professor, head automated electric power systems department, power engineering faculty, Novosibirsk State Technical University. His research interests are currently focused on control of operating modes of electric power systems and electrical networks. He is author of 110 scientific papers. (Address: 20, K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation. Email: fishov@ngs.ru).



**Ефремов Игорь Алексеевич** – родился в 1954 году, доктор технических наук, профессор кафедры техники и электрофизики высоких напряжений, Новосибирский государственный технический университет. Область научных интересов: исследование коммутационных перенапряжений и защита от них в электрических сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Статистические характеристики перенапряжений при управлении плановыми и аварийными коммутациями линии. Опубликовано 40 научных работ. (Адрес: 630073, Российская Федерация, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20. Email: tvn@power.nstu.ru).

**Efremov Igor A.** (b. 1954) – Dr. tech. sci., professor, Department of Engineering and Electrophysics high voltage, Faculty of Energy, Novosibirsk State Technical University. His research interests are currently focused on switching overvoltages and protection against them in electric networks of high and extra high voltage. Statistical characteristics of the surge in the management of routine and emergency switching line. He is author of 40 scientific papers. (Address: 20, Karl Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation. Email: fishov@ngs.ru).



**Мукатов Бекжан Батырович** – родился в 1985 году, заместитель начальника диспетчерской службы филиала «Национальный диспетчерский центр Системного оператора», Казахстанская компания по управлению электрическими сетями. Область научных интересов: Управление режимами работы электроэнергетических систем. Опубликовано одна научная работа. (Адрес: 010000, Республика Казахстан, Астана, ул. Бейбитшилик, 37. Email: mukatov@kegoc.kz).

**Mukatov Bekzhan Batyrovich.** (b. 1985) – deputy chief of the dispatch service, branch of “KEGOC” JSC “National Dispatching Centre of the System Operator”, Kazakhstan Electricity Grid Operating Company. His research interests are currently focused on control of operating modes of electric power systems and electrical networks. He is author of 1 scientific paper. (Address: 37, Beibitshilik Ave, Astana, 010000, Kazakhstan. Email: mukatov@kegoc.kz).

*Статья поступила 11 сентября 2014 г.  
Received September 11, 2014*

---

To Reference:

Fishov A.G., Efremov I.A., Mukatov B.B. Issledovanie rekonfiguratsii elektricheskikh setei s raspredelennoi generatsiei v avariinykh rezhimakh [Study reconfiguration of electric networks with distributed generation in emergency conditions]. *Doklady Akademii nauk vysshei shkoly Rossiiskoi Federatsii – Proceedings of the Russian higher school Academy of sciences*, 2014, no. 4, pp. 90–103.