



ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ КОНФИГУРАЦИЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ЗАДАЧИ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

А.В. Виноградов, А.В. Виноградова, А.Ю. Сейфуллин, А.В. Букреев,
В.Е. Большев

Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, г. Москва,
Российская Федерация
winaleksandr@gmail.com

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть и проанализировать определения понятий «конфигурация электрической сети», «управление конфигурацией электрической сети», «параметры конфигурации электрической сети». Обосновать необходимость управления конфигурацией электрических сетей, описать принципы и способы управления конфигурацией электрической сети. Продемонстрировать реализацию принципов управления конфигурацией электрической сети на примере электрической сети номинальным напряжением 0,4 кВ с применением авторских технических средств управления конфигурацией. *МЕТОДЫ.* На основе литературного обзора в ходе исследования были определены формулировки ключевых понятий, таких как «конфигурация электрической сети», «управление конфигурацией электрической сети», «параметры конфигурации электрической сети». Показаны способы управления конфигурацией электрической сети. Рассмотрены предлагаемые авторами принципы управления конфигурацией электрической сети, к которым отнесены наблюдаемость, управляемость, сегментируемость, гибкость конфигурации электрической сети, интеллектуализация оборудования и интегрированность в экономику. Раскрыта сущность каждого из принципов управления и показаны эффекты от их внедрения. Эффекты внедрения принципов управления конфигурацией заключаются в уменьшении количества случаев перерывов электроснабжения и сокращении времени перерывов электроснабжения потребителей, несоответствия параметров качества поставляемой им электроэнергии, а также в повышении доступности электроэнергетической инфраструктуры. Приведено обоснование необходимости управления конфигурацией электрических сетей. В рамках проведенного исследования применялся метод системного анализа, методы сравнений и аналогий, экспертных оценок. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* На примере схемы электроснабжения потребителей на напряжении 0,4 кВ проиллюстрирована реализация принципов управления конфигурацией электрических сетей с применением авторских технических средств – мультиконтактных коммутационных систем, вводно-учётно-распределительных устройств, интегрируемых в системы мониторинга параметров режимов работы электрических сетей и других устройств. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Реализация принципов управления конфигурацией электрических сетей позволяет повысить эффективность систем электроснабжения потребителей и при этом обуславливает необходимость разработки новых технических средств автоматизации и мониторинга параметров режимов работы электрических сетей.

Ключевые слова: электрические сети низкого напряжения; конфигурация электрической сети; управление конфигурацией электрической сети; принципы управления конфигурацией электрической сети; эффективность систем электроснабжения.

Для цитирования: Виноградов А.В., Виноградова А.В., Сейфуллин А.Ю., Букреев А.В., В.Е. Большев Принципы управления конфигурацией электрической сети и задачи по их реализации // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 3. С. 34-46. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-34-46.

PRINCIPLES OF ELECTRICAL GRID CONFIGURATION MANAGEMENT AND TASKS OF THEIR IMPLEMENTATION

AV. Vinogradov, AV. Vinogradova, AY. Seyfullin, AV. Bukreev, VE. Bolshev

Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Moscow, Russian Federation

winaleksandr@gmail.com

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider and analyze the definitions of the concepts "configuration of the electrical grid", "control of the configuration of the electrical grid", "parameters of the configuration of the electrical grid". To justify the need to manage the configuration of electrical grid, describe the principles and methods of managing the configuration of the electrical grid. To demonstrate the implementation of the principles of managing the configuration of the electrical grid on the example of an electrical grid with a nominal voltage of 0.4 kV with the use of proprietary technical configuration management tools. *METHODS.* Based on the literature review, the study identified the wording of key concepts, such as "configuration of the electrical grid", "management of the electrical grid configuration", "parameters of the electrical grid configuration". Methods of managing the configuration of the electrical grid are shown. The principles of electrical grid configuration management proposed by the authors are considered, which include observability, manageability, segmentability, flexibility of the electrical grid configuration, equipment intellectualization, and integration into the economy. The essence of each of the management principles is revealed and the effects of their implementation are shown. The effects of implementing the configuration management principles are to reduce the number of power supply interruptions and reduce the time of power supply interruptions to consumers, mismatch the quality parameters of the electricity supplied to them, as well as to increase the availability of electricity infrastructure. The rationale for the need to manage the configuration of electrical grid is given. Within the framework of the conducted research, the method of system analysis, methods of comparisons and analogies, and expert assessments were used. *RESULTS.* On the example of the scheme of power supply to consumers at a voltage of 0.4 kV, the implementation of the principles of control of the configuration of electrical grid with the use of proprietary technical means – multi-contact switching systems, input-accounting-distribution devices integrated into the monitoring systems of the parameters of the operating modes of electrical grid and other devices is illustrated. *CONCLUSION.* The implementation of the principles of configuration management of electrical grid allows to increase the efficiency of power supply systems for consumers and at the same time causes the need to develop new technical means of automation and monitoring of parameters of operating modes of electrical grids.

Keywords: low-voltage electrical grids; electrical grid configuration; electrical grid configuration management; principles of electrical grid configuration management; efficiency of power supply systems.

For citation: Vinogradov AV, Vinogradova AV, Seyfullin AY, Bukreev AV, Bolshev VE. Principles of electrical grid configuration management and tasks of their implementation. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(3):34-46. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-34-46.

Введение и литературный обзор

Конфигурация электрических сетей является одним из главных факторов, влияющих на показатели надёжности электроснабжения, качества электроэнергии, доступности электросетевой инфраструктуры. Представители научно-исследовательского сообщества и эксплуатирующих организаций активно используют данный термин, однако до настоящего времени отсутствует общепринятая трактовка. Данное обстоятельство приводит к отсутствию единого определения понятия конфигураций электрических сетей. В различных источниках^{1,2} электрические сети с одинаковой структурой, топологией классифицируются по-разному с точки зрения их конфигурации. [1]. На основе вышесказанного, в результате анализа понятий, входящих в термин «Конфигурация электрической сети», предлагается следующая формулировка: «Конфигурация электрической сети – это характеристика

¹ Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

² Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 3: Системы электроснабжения напряжением 6–220 кВ: курс лекций / А.М. Ершов. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019. 267 с.

электрической сети по взаимному расположению на схеме и в пространстве входящих в её состав электроустановок, электрооборудования, а также по соотношению между собой их технических характеристик» [2]. Соответственно «Управление конфигурацией электрических сетей – это процесс целенаправленного воздействия оперативного персонала, обслуживающего электрическую сеть, средств релейной защиты и автоматики, средств дистанционного управления на оборудование электрической сети для достижения требуемых параметров конфигурации электрической сети». При этом «Параметры конфигурации – схема электрической сети, пространственное расположение элементов электрической сети, технические характеристики электрооборудования электрической сети, параметры режимов работы электрической сети» [2].

Актуальность управления конфигурацией электрических сетей, в первую очередь посредством их секционирования и резервирования, подтверждается большим количеством публикаций на эту тему в зарубежных источниках. В работе индийских авторов [3] предлагается подход к оптимизации размещения реклоузеров в сети, учитывающий неопределённость нагрузок, потока отказов, количества ремонтов оборудования сети. В работах [4, 5] рассматривается применение средств секционирования и резервирования для управления нагрузками линий электропередачи. При этом для поиска рационального количества устанавливаемых в сети реклоузеров применяется эвристический подход, методы оптимизации роя частиц. В данном случае подход к определению количества реклоузеров основан на оценке надёжности электроснабжения потребителей.

В статье [6] рассматриваются вопросы планирования автоматизации радиальных распределительных сетей с распределённой генерацией с учетом вариативности выработки электроэнергии и её потребления. Предлагаемый метод определения мест установки устройств автоматизации сети основан на применении нелинейной логики, анализе управления рисками.

Вопросы управления конфигурацией электрической сети с помощью устройств секционирования и резервирования рассмотрены также в статьях [7, 8, 9, 10, 11, 12] где используются различные методы оптимизации определения мест установки и количества пунктов секционирования и резервирования в электрических сетях. Однако указанные работы рассматривают в основном сети среднего класса напряжения и не затрагивают вопросы управления конфигурацией электрических сетей низкого напряжения.

Особенно актуальна задача управления конфигурацией микросетей. В своей работе [13] авторы поднимают проблему управления потоками электроэнергии в микросетях и выполняют анализ работ, связанных с этой тематикой. В первую очередь производится оценка методов прогнозирования балансов выработки и потребления электроэнергии в микросетях с распределённой генерацией. Глубоко проанализированы методы моделирования, методы планирования выработки и потребления электроэнергии с учётом показателей надёжности, неопределённости нагрузок и генерации, устойчивости микросетей. Рассмотрены подробно и другие актуальные вопросы. В статье [14] рассмотрены вопросы регулирования частоты в микросетях с распределённой генерацией при изменении балансов активной мощности в сети. В статье [15] также решается задача оптимизации управления потоками энергии в микросетях. При этом для всесторонней оценки производительности микросети предлагается учитывать цены на электроэнергию, выбросы от источников энергии в окружающую среду и качество обслуживания, под которым подразумевается соотношение спроса и предложения на электроэнергию. Обоснованы весовые коэффициенты каждого из указанных показателей для выбора оптимальной структуры микросети и управления ею. Предлагаемый подход может применяться к микросетям, работающим как автономно, так и параллельно относительно централизованной системы электроснабжения. Для этого сеть оснащается средствами секционирования и резервирования, то есть средствами управления её конфигурацией.

Методы

В рамках данного исследования применялся метод системного анализа, методы сравнений и аналогий, экспертных оценок. Исходя из обзора литературы и предлагаемого определения конфигурации электрической сети можно сделать вывод, что конфигурацией следует управлять, воздействуя на каждый из её параметров отдельно, или комплексно на несколько параметров. В таблице 1 приведены основные способы управления конфигурацией электрической сети.

Таблица 1

Основные способы управления конфигурацией электрической сети

№п/п	Изменяемый параметр конфигурации	Способ воздействия
1	Схема электрической сети	1. Ручное, или автоматическое изменение состояния (переключения) коммутационных аппаратов. 2. Реконструкция / модернизация электрической сети с изменением её схемы.
2	Пространственное положение элементов электрической сети	1. Реконструкция / модернизация электрической сети с изменением пространственного положения элементов сети. 2. Ручное, или автоматическое изменение состояния (переключения) коммутационных аппаратов (изменение пространственного положения в этом случае относительное, например, изменяется положение источника питания относительно какой-либо точки сети при включении резервного источника, что влияет на параметры режимов работы сети)
3	Технические характеристики электрооборудования электрической сети	1. Замена электрооборудования, элементов электрической сети, в том числе проводов, опор, трансформаторов, средств релейной защиты и автоматики и т.д. 2. Осуществление ручного, или автоматического регулирования технических характеристик оборудования, например, изменение положения переключателя ПБВ, РПН на силовом трансформаторе, изменение уставки срабатывания реле, автоматического выключателя и т.п.
4	Параметры режимов работы электрической сети	1. Ручное, или автоматическое изменение состояния (переключения) коммутационных аппаратов. 2. Осуществление ручного, или автоматического регулирования технических характеристик оборудования. 3. Изменение значения и характера нагрузки, подключенной к сети, например, подключение установок компенсации реактивной мощности, дополнительных нагрузок (в основном это осуществляется переключением коммутационных аппаратов, но следует рассматривать этот способ управления отдельно в связи с особенностями воздействия на параметры режимов работы сети). 4. Изменение параметров выдаваемой электроэнергии источниками, подключенными к сети, например, изменение значения напряжения, мощности, частоты и т.п.

Основной целью управления конфигурацией электрической сети является сокращение количества и продолжительности перерывов в электроснабжении потребителей, количества случаев и продолжительности несоответствия качества поставляемой электроэнергии требованиям норм и договорных условий, а также обеспечение доступности электросетевой инфраструктуры, то есть обеспечение возможности присоединения новых потребителей к электрическим сетям и сокращение сроков осуществления присоединений. В работах [16, 17, 18] подробно рассмотрена структура времени перерывов в электроснабжении, времени несоответствия качества электроэнергии и времени осуществления технологических присоединений и их составляющих.

Так, время перерывов в электроснабжении $t_{\text{пер}}$, ч, представлено следующим образом:

$$t_{\text{пер}} = t_{\text{восст}} + t_{\text{пл}}, \quad (1)$$

где $t_{\text{восст}}$ – время восстановления электроснабжения после отказа, ч; $t_{\text{пл}}$ – время плановых отключений для проведения обслуживания и ремонта, ч.

Время восстановления электроснабжения $t_{\text{восст}}$, ч, в свою очередь, представлено:

$$t_{\text{восст}} = t_{\text{пол.инф}} + t_{\text{расп.инф}} + t_{\text{рем}} + t_{\text{согл.вкл}}, \quad (2)$$

где $t_{\text{пол.инф}}$ – время получения информации, ч (временной интервал с момента возникновения отказа до момента времени получения информации о нем диспетчерской службой электросетевой организации, эксплуатирующей электрическую сеть, в которой произошло повреждение);

$t_{\text{расп.инф}}$ – время на распознавание информации, ч (временной интервал на определение места повреждения, подготовку необходимых материалов и инструментов для ремонта, движение бригад к месту повреждения и т.п., отсчитываемый с момента получения информации о повреждении до момента начала ремонта);

$t_{\text{рем}}$ – время на ремонт, ч (временной интервал на производство ремонтных работ, отсчитываемый с момента начала ремонта, включая подготовку рабочего места, до момента его окончания);

$t_{\text{согл.вкл}}$ – время на согласование включения и включение, ч (временной интервал на согласование включения отключенного ранее оборудования и непосредственно включение данного оборудования, отсчитываемый с момента окончания ремонта до момента полного восстановления электроснабжения) [16, 17, 18].

Минимизировать эти временные интервалы возможно за счёт управления конфигурацией электрических сетей на разных уровнях, в том числе на уровне организации интеллектуальных электрических сетей, что предполагает реализацию принципов наблюдаемости, управляемости, гибкости конфигурации, сегментируемости, интеллектуализации оборудования и интегрированности в экономику. Данные принципы представлены в работах [2, 18].

При этом управление конфигурацией предполагает наличие цели для управляющего воздействия и наличие обратной связи для контроля результатов воздействия. Цель воздействия появляется при таком изменении режима работы электрической сети, при котором следует изменить конфигурацию сети. Это изменение режима характеризуется соответствующими его параметрами, которые необходимо своевременно выявить. Следовательно, необходимо оснащение электрических сетей, в том числе сельских, системами, техническими средствами контроля, мониторинга параметров режимов работы, а также технического состояния оборудования сети, положения коммутационных аппаратов, установленных в ней. Это обеспечит выполнение принципа наблюдаемости сети.

Информация, получаемая от средств и систем мониторинга параметров режимов работы электрической сети должна быть структурирована для рационального использования её средствами и системами управления конфигурацией электрической сети. Наличие систем мониторинга позволяет своевременно реагировать на изменение режима работы электрической сети, в том числе на возникновение аварийных отключений в ней, недопустимое отклонение показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и т.п. Так, проведённое исследование [16] показало, что при отсутствии систем мониторинга время восстановления электроснабжения в среднем составляет более четырёх-пяти часов, причём время на получение информации об отключении составляет 1,01 ч. При осуществлении мониторинга это время возможно сократить в десятки раз, минимальное его значение будет ограничиваться скоростью передачи информации от датчика системы мониторинга до диспетчера электрической сети и скоростью его реакции на получение данной информации. Выполненное в диссертации [18] исследование показало, что в рассмотренном примере время получения информации при наличии системы мониторинга сократилось с 1,01 ч до 0,0044 ч, то есть в 230 раз.

Однако в структуру времени перерывов в электроснабжении входят также другие составляющие – время на распознавание информации, время на осуществление ремонта, время на согласование и включение [16, 18]. Наличие в сети средств мониторинга позволяет сократить время распознавания информации, так как локализует место поиска повреждений в электрической сети. В рассмотренном в исследовании [18] примере время распознавания информации о повреждении сократилось с 2,94 ч до 0,55 ч, то есть в 5,33 раз. Остальные составляющие времени за счёт средств мониторинга сократить не удаётся. Также невозможно сократить за счёт осуществления мониторинга и время плановых перерывов в электроснабжении, хотя и возможно сократить значения ущербов от данных перерывов, так как появляется возможность составления графика плановых отключений с учётом времени минимальных нагрузок в сети.

Аналогично, наличие систем мониторинга позволяет сокращать и время несоответствия качества поставляемой потребителям электроэнергии за счёт своевременного выявления отклонений показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и выполнения мероприятий по их регулированию. Положительно влияет наличие средств мониторинга в сети и на доступность электросетевой инфраструктуры, позволяя контролировать загрузку сети и, при угрозе возникновения дефицита пропускной способности, осуществлять мероприятия по развитию, реконструкции сети, как это показано, например, в статье [2].

Дальнейшее сокращение времени восстановления электроснабжения, времени несоответствия качества поставляемой электроэнергии, требует реализации следующего принципа - управляемости сети. Для этого устанавливаемые в сети коммутационные аппараты, другое оборудование оснащается средствами его автоматического, дистанционного управления. Это, в случае применения средств секционирования и резервирования сети, даёт возможность реализовывать принцип гибкости конфигурации сети, то есть возможность её изменения при изменении режимов работы сети. Например, реализация этого принципа позволяет изолировать повреждённые участки сети и подать питание от резервного источника на неповреждённые (при наличии резервных источников). При этом время восстановления неповреждённых участков сокращается до времени осуществления автоматического включения резерва (АВР). Сокращение времени восстановления на примере сети, приведённой в работе [18] для повреждённых участков составило 2,8 раз, а для неповреждённых за счёт АВР – 32,5 раз. Такой эффект может быть получен за счёт установки в электрических сетях устройств секционирования и резервирования, в том числе мультиконтактных коммутационных систем (МКС), представляющих собой коммутационные аппараты с двумя и более независимыми контактными группами [18], секционирующих пунктов (СП), универсальных секционирующих пунктов (СПАВР), [19, 20].

Сокращение времени несоответствия качества электроэнергии достигается за счёт управления оборудованием, которое может управлять ПКЭ, например, устройствами РПН трансформаторов. При этом система мониторинга параметров режимов работы в сети позволяет получать необходимые данные, на основе которых возможно осуществлять способы автоматического адаптивного регулирования напряжением, как это предлагается в статье [21]. В качестве средств управления ПКЭ также могут использоваться сетевые фильтры, устройства компенсации реактивной мощности и т.п.

Следующий принцип управления конфигурацией электрической сети, реализация которого позволяет сокращать время перерывов в электроснабжении и время несоответствия качества электроэнергии – сегментируемость сети. Суть этого принципа заключается в том, что сеть должна быть способна работать как совместно с централизованной системой электроснабжения, так и разделяться на участки, работающие автономно при отсутствии связи с другими участками сети и централизованной системой электроснабжения. При этом каждый участок сети должен иметь свой источник электроснабжения, в качестве которого могут выступать источники электроэнергии, в том числе возобновляемые (ВИЭ). Эти источники, при работе параллельно с сетью должны синхронизироваться с ней. Поскольку сеть сегментируется с помощью установленных в ней коммутационных аппаратов, таких как МКС, то синхронизация, в том числе, должна выполняться в точке установки данных аппаратов. Выполнение принципа сегментируемости сети, таким образом, требует разработки новых способов и технических средств управления конфигурацией электрических сетей с учётом такой «удалённой» синхронизации.

Реализация принципа управляемости сети, как было показано выше, позволяет осуществлять дистанционное и автоматическое управление её конфигурацией. Однако, при построении электрических сетей с применением технологий Smart Grid, должен реализовываться следующий принцип управления конфигурацией электрической сети – интеллектуализация оборудования. Это значит, что оборудование, устанавливаемое в сети, такое как СП, СПАВР, МКС, оборудование трансформаторных подстанций (ТП) должно оснащаться интеллектуальными системами мониторинга, контроля, учёта и управления, позволяющими интегрировать данное оборудование в структуру интеллектуальной сети. Предполагается при этом, что оборудование самостоятельно реагирует на изменение ситуации в сети и принимает решение о переключениях с целью оптимизации режима работы. Для этого блоки управления оборудованием в своих алгоритмах работы должны иметь элементы искусственного интеллекта, должны быть способны к самообучению. Оснащение оборудования интеллектуальными системами мониторинга, контроля, учёта и

управления позволит обеспечить выполнение всех указанных выше принципов управления сетью, но, также, и выполнить принцип интегрированности электрической сети в экономику. Это значит, что на основе получаемой информации с систем мониторинга, контроля и учёта могут приниматься решения по управлению конфигурацией сети, не только связанные с режимами работы сети, но и с экономическими факторами. Например, интеграция в интеллектуальную сеть вводно-учётно-распределительных устройств потребителей (ВУРУ) и оснащение их системами мониторинга, контроля, учёта и управления позволит, в необходимых случаях, ограничивать потребление (при нарушении договорных условий), осуществлять технико-экономические механизмы стимулирования энергоснабжающих организаций и потребителей к повышению надёжности электроснабжения и качества электроэнергии как это предложено, например, в статьях [22, 23].

Реализация управления конфигурацией сельских электрических сетей с применением указанных принципов требует разработки систем и технических средств управления конфигурацией, которые должны базироваться на применении систем мониторинга параметров режимов работы электрической сети и систем управления коммутационными аппаратами, устанавливаемыми в ней, в том числе мультиконтактными коммутационными системами и устройствами секционирования и резервирования. Это позволит повысить эффективность систем электроснабжения сельских потребителей, сокращая затраты на функционирование при сокращении времени перерывов в их электроснабжении, времени несоответствия качества поставляемой электроэнергии и времени осуществления технологических присоединений к сельским электрическим сетям.

Результаты

Предложенные и рассмотренные выше принципы должны иметь возможность практического приложения к электрическим сетям. Проиллюстрируем их применение на примере электрической сети, показанной на рисунке 1. В сети установлены два источника электроснабжения И1 и И2, в качестве которых могут выступать как силовые трансформаторы трансформаторных подстанций (или одной двухтрансформаторной подстанции), получающие питание от централизованной системы электроснабжения, так и небольшие электростанции, в том числе на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Для обеспечения возможности управления конфигурацией сеть оснащена коммутационными аппаратами, которые могут управляться автоматически, или дистанционно. Это: управляемые коммутационные аппараты УКА1 – УКА6; мультиконтактные коммутационные системы МКС-4 и МКС-3 (цифрами в МКС обозначены контактные группы, буквой В с цифрой, например, В1, В2 – номера выводов). На вводе всех потребителей S1 – S47 установлены вводно-учётно-распределительные устройства (ВУРУ1 – ВУРУ47), обеспечивающие возможность дистанционного и автоматического управления ими [24].

Принцип наблюдаемости в схеме реализуется следующим образом. Источники И1, И2, а также МКС-4, МКС-3 и все ВУРУ оснащаются встроенными в блоки их управления (БУ) датчиками параметров режимов работы сети (ДПРР), за счёт чего контролируют режим работы сети в точке их установки. Информация с ДПРР, установленных во всех МКС, ВУРУ, И, передаётся по каналам связи в виртуальную электростанцию, представляющую собой блок управления сетью (БУС), обрабатывающий входящую информацию и вырабатывающий на её основании команды управления соответствующим оборудованием, установленным в сети. Также информация с ДПРР передаётся диспетчеру сети, который может блокировать работу БУС, или корректировать выработанные им команды управления, переводить сеть на ручное управление.

На рисунке 2 показана структурная схема управления конфигурацией электрической сети, представленной на рисунке 1. Эта схема реализует принцип управляемости сети, то есть в любой момент времени на оборудование, установленное в сети может быть подана команда на регулирование того, или иного параметра, например, команда на источник электроснабжения по изменению значения выдаваемого в сеть напряжения, или команда на осуществление переключений, например, отключение одной и включение другой контактной группы МКС-4.

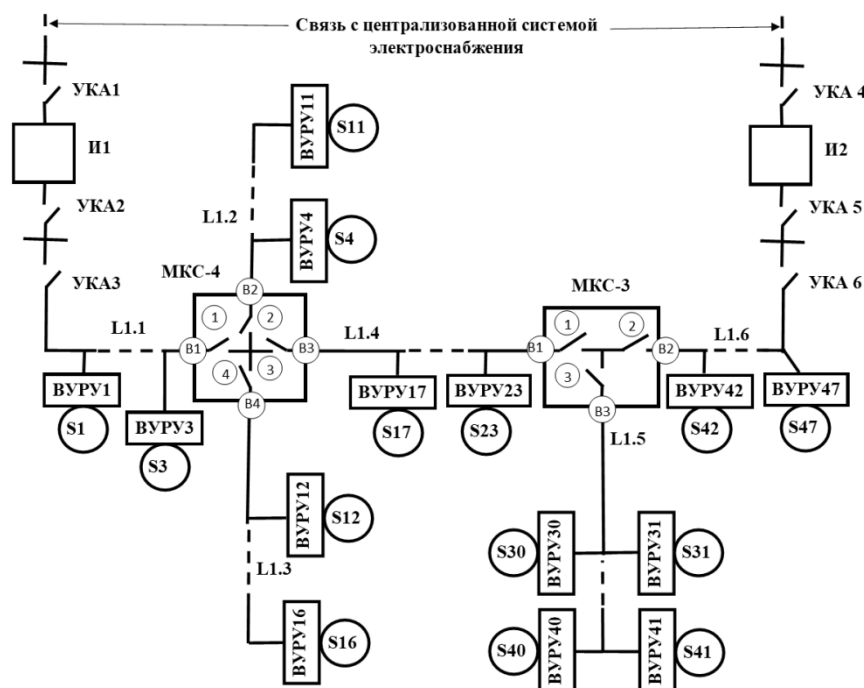


Рис. 1 Схема электрической сети с управляемой конфигурацией

Fig. 1 Diagram of an electrical network with a controlled configuration

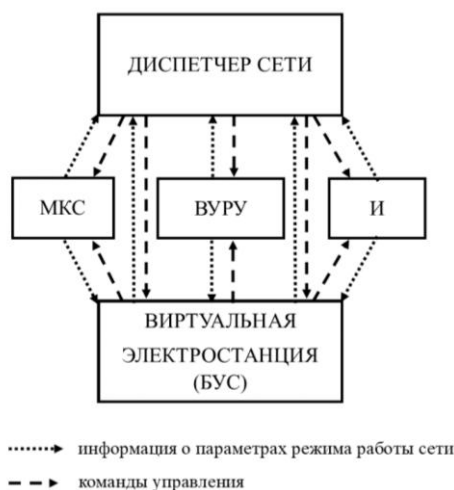


Рис. 2. Структурная схема управления конфигурацией электрической сети, представленной на рис. 1

Fig. 2-Block diagram of the electrical network configuration control shown in Fig. 1

Принцип интеллектуализации оборудования реализуется за счёт того, что в алгоритмы работы оборудования закладываются элементы искусственного интеллекта, позволяющие ему осуществлять функционирование с оптимальными параметрами. В том числе они позволяют выполнять функции автоматизации и управления при отсутствии по какой-либо причине связи с БСУ и диспетчером по каналам связи. В этом случае оборудование, например, МКС, переходит на автономный режим работы и его переключение осуществляется исходя из значений параметров режимов работы сети, контролируемых с помощью встроенных в данное оборудование ДПРР.

Применение в схеме УКА, МКС позволяет обеспечить гибкость конфигурации сети. Предположим, что нормальным режимом является режим, при котором питание потребителей S1-S23 осуществляется от И1, а питание потребителей S24-S47 – от И2. При этом все контактные группы МКС-4 замкнуты, контактная группа 1 МКС-3 разомкнута, а контактные группы 2, 3 МКС-3 замкнуты. В этом случае линия электропередачи (ЛЭП-1), образуется участками L1.1-L1.4, питается от И1, а ЛЭП-2, образуется участками L1.5-L1.6. Представим некоторые варианты изменения конфигурации сети в таблице кодирования состояний (таблица 2). Включенное состояние источников И1, И2, контактных групп МКС,

контактов УКА в таблице показано как 1, отключенное – 0. Для упрощения таблицы положение ВУРУ не показано, предполагается, что они включены в любом случае. В таблице приведены далеко не все возможные варианты.

Таблица 2

Некоторые варианты изменения конфигурации электрической сети, показанной на рис. 1

Обору- дование	И 1	И2	УКА1	УКА2	УКА3	УКА4	УКА5	УКА6	МКС- 4	МКС- 3
Конфигурация 1. ЛЭП-1: L1.1-L1.4; ЛЭП-2: L1.5-L1.6										
Код состояния	1	1	1	1	1	1	1	1	1111	011
Конфигурация 2. ЛЭП-1: L1.1-L1.3; ЛЭП-2: L1.4-L1.6										
Код состояния	1	1	1	1	1	1	1	1	1101	111
Конфигурация 3. ЛЭП-1-2: L1.1-L1.6										
Код состояния	1	1	1	1	1	1	1	1	1111	111
Конфигурация 4. ЛЭП-1-2: L1.1-L1.6										
Код состояния	0	1	0	0	0	1	1	1	1111	111

Таким образом, переключение контактных групп МКС, а также переключение УКА позволяет формировать ЛЭП из разных участков сети, осуществлять перевод питания линий от разных источников, обеспечивая гибкость конфигурации сети.

За счёт обеспечения гибкости конфигурации выполняется и принцип сегментируемости сети, то есть возможность разделения её на автономные сегменты, или, согласно принятому зарубежом термину «острова». Предположим, что источник электроснабжения И2 – это электростанция на основе ВИЭ. В этом случае при отключенном положении УКА4 и заданном положении контактных групп МКС-3, МКС-4, таком, что связь между И1 и И2 разорвана (отключены контактные группы 1, или 2 МКС-3, 1, или 3 МКС-4, или отключен УКА3) обеспечивается автономная работа участков ЛЭП, получающих питание от И2. Соответствующие переключения МКС-3, МКС-4 позволяют распределять нагрузку, подключаемую к И1 и И2.

Принцип интегрируемости в экономику выполняется за счёт оснащения ВУРУ, МКС, И возможностями умного учёта электроэнергии. В частности, ВУРУ позволяет осуществлять ступенчатое отключение нагрузки потребителя при превышении заданного уровня потребляемой мощности, в данное устройство возможно заложить функции корректировки стоимости электроэнергии в зависимости от её качества. То есть при искажении качества электроэнергии по вине энергоснабжающей организации стоимость электроэнергии автоматически снижается для потребителя, а при искажении по вине потребителя – повышается. Аналогично реализуется механизм корректировки стоимости электроэнергии в зависимости от надёжности электроснабжения. Способы корректировки и коэффициенты повышения и понижения стоимости электроэнергии предложены в статьях [22, 23].

Возможно внедрение и механизмов, автоматически определяющих необходимые компенсационные выплаты за перерывы в электроснабжении потребителей, которые будут определяться в зависимости от количества и продолжительности перерывов за заданный интервал времени. Таким образом, рассмотренный вариант построения схемы электроснабжения с применением управляемых коммутационных аппаратов, устройств МКС и ВУРУ позволяет реализовывать все основные принципы управления конфигурацией электрической сети.

Тем не менее, на сегодняшний день недостаточно проработаны вопросы оснащения электрических сетей 0,4 кВ средствами управления их конфигурацией. На рынке практически отсутствуют устройства для секционирования и резервирования сетей 0,4 кВ [24], в том числе МКС, средства мониторинга параметров режимов работы сетей, автоматизированные вводно-учётно-распределительные устройства. В основном это оборудование имеется в виде экспериментальных, опытных образцов, требуется получение опыта эксплуатации для организации их серийного производства. Необходимо

разрабатывать и новые устройства автоматизации электрических сетей, которые могут быть интегрированы в системы управления конфигурацией.

Заключение

Управление конфигурацией электрических сетей позволяет сокращать количество и время перерывов в электроснабжении потребителей, количество случаев и время несоответствия качества поставляемой потребителям электроэнергии и, косвенно, повышать доступность энергетической инфраструктуры. К основным принципам управления конфигурацией электрической сети следует относить наблюдаемость, управляемость, гибкость конфигурации, сегментируемость электрической сети, а также интеллектуализацию оборудования и интегрированность в экономику. Внедрение указанных принципов требует большой работы по разработке новых технических средств мониторинга параметров режимов работы электрических сетей, в том числе низкого напряжения, а также новых устройств секционирования и резервирования, средств регулирования показателей качества электроэнергии и других.

Литература

1. Вуколов В.Ю., Колесников А.А., Пнев, и др. Управление конфигурацией распределительных электрических сетей 6 Е.Р. 35 кВ // *Электричество*. 2019. №. С. 10-17.
2. Виноградов А.В. Понятие и принципы управления конфигурацией интеллектуальных электрических сетей // *Агротехника и энергообеспечение*. 2020. №4 (29). С. 5–14
3. Afroz A., Vinay P., Biswarup D. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates // *Electric Power Systems Research*. 2016. V. 140. pp. 619–630.
4. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., Rashidi-Nejad M. A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems (Conference Paper) // *Proceedings of the IEEE/PES Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference - Asia and Pacific; Dalian; China. 15-18 August 2005. Article number 1547169*, pp. 1-5.
5. Popovic Z., Knezevic S., Brbaklic B. Optimal number, type and location of automation devices in distribution networks with distributed generation // *International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED) Workshop, Helsinki. 14-15 June 2016. pp. 1-4. doi: 10.1109/PTC.2015.7232280*
6. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008. V. 23. N 1. pp. 271-279. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905428.
7. Elsaiah S., Benidris M., Mitra J. Reliability improvement of power distribution system through feeder reconfiguration // *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, UK. 2014. pp. 1-6. doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960676*.
8. Skala P., Detfich V., Spacek Z., et al. Some features of possible solutions of installing telecontrolled section switches and reclosers in the MV overhead network // *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, Canada. 2009. pp. 1-7*.
9. Amanullah B., Chakrabarti S., Singh S.N. Reconfiguring Power Distribution Systems using Probabilistic reliability models // *IEEE transactions on power delivery*. 2012. V. 27. N. 2. pp 918-925.
10. Silva de Assis L., Gonzalez J.F.V., et al. Optimal distribution of Remote-controlled Switches in Radial Distribution Systems // *IEEE General Meeting of the Society of Energy and Power Engineering*. 2012. V. 25. N. 3. pp. 1-8.
11. Qin Q., Wu N.E. Recloser and sectionalizer placement for reliability improvement using discrete event simulation // *2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA. 2014. pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2014.6938966*.
12. Chouhan S., Inan H. and Feliachi A. Optimal number and placement of automated sectionalizing switches for smart grid Distribution Automation // *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA. 2016. pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741820*.
13. Nosratabadi S., Hooshmand R., Gholipour E.A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 67. pp. 341–363. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.025.
14. Moutis P., Hatziaargyriou N.D. Decision Trees-Aided Active Power Reduction of a Virtual Power Plant for Power System Over-Frequency Mitigation // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2015. V. 11. N. 1. pp. 251-261. doi: 10.1109/TII.2014.2371631.

15. Zhang L., Gari N., Hmurcik L. Energy management in a microgrid with distributed energy resources // *Energy Convers Management*. 2014. V. 78. pp. 297–305.
16. Vinogradov A., Bolshev V., Vinogradova A., et al. Analysis of the Power Supply Restoration Time after Failures in Power Transmission Lines // *Energies*. 2020. V. 13. N. 2736. pp. 1-18. doi:10.3390/en13112736
17. Vinogradov A., Vasiliev A., Bolshev V., et al. Time Factor for Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers // *Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development*. 2018. (pp. 394-420). doi:10.4018/978-1-5225-3867-7.ch017.
18. Виноградов А.В. Разработка принципов управления конфигурацией сельских электрических сетей и технических средств их реализации: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 05.20.02 – Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве / Виноградов А.В. ФГБНУ ФНАЦ Вим. Москва. 2021. 527 с.
19. Виноградов А.В., Виноградова А.В., Псарёв А.И. Пункт секционирования до 1 кВ, совмещенный с пунктом учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии, контроля количества и времени отключения напряжения. Патент №2736542 Российская Федерация, МПК H02B 7/06 // Заявитель и патентообладатель ФГБНУ ФНАЦ ВИМ. Заявка 2020111342, заявлено 19.03.2020; опубл. 18.11.2020, Бюл. № 32.
20. Виноградов А.В., Виноградова А.В., Псарёв А.И., et al. Методика выбора мест установки и количества универсальных секционирующих пунктов с функцией АВР в электрической сети 0,38 кВ по критерию обеспечения чувствительности защитных аппаратов // *Вести высших учебных заведений Черноземья*. 2019. №3(57). С. 38-49.
21. Голиков И.О. Перспективы развития систем адаптивного автоматического регулирования напряжения // *Инновации в сельском хозяйстве*. 2019. №1(30). С. 15-22.
22. Бородин М.В. Принцип корректировки стоимости потребленной электроэнергии в зависимости от её качества // *Науковий вісник НУБіП України. Серія: Техніка та енергетика АПК*. 2013. № 184-1. С. 165-171.
23. Виноградов А.В., Большев В.Е., Виноградова А.В., др. Техничко-економические способы повышения эффективности систем электроснабжения сельских потребителей // *Вестник аграрной науки Дона*. 2019. № 3 (47). С. 59-67.
24. Виноградов А.В., Загинайлов В.И., Мамедов Т.А. Вводно-учетно-распределительное устройство потребителей как элемент систем электроснабжения с распределенной генерацией 0,4 кВ // *Международный технико-экономический журнал*. 2020. №6. С. 22-30.

Авторы публикации

Виноградов Александр Владимирович – канд. техн. наук, заведующий лабораторией электроснабжения и теплообеспечения, Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ.

Виноградова Алина Васильевна – канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории электроснабжения и теплообеспечения, Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ.

Сейфуллин Анатолий Юрьевич – аспирант, Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ.

Букреев Алексей Валерьевич, младший научный сотрудник лаборатории электроснабжения и теплообеспечения, Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ.

Большев Вадим Евгеньевич – канд. техн. наук, научный сотрудник лаборатории электроснабжения и теплообеспечения, Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ.

References

1. Vukolov VYu, Kolesnikov AA, Pnev ER, et al. Configuration management of distribution electric networks of 6-35 kV. *Е'lektrichestvo*. 2019;2;2: 10-17.

2. Vinogradov AV. The concept and principles of managing the configuration of intelligent electrical networks. *Agrotexnika i energoobespechenie*. 2020; 4 (29): 5-14.
3. Afroz A, Vinay P, Biswarup D. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates. *Electric Power Systems Research*. 2016;140:619–630.
4. Moradi A, Fotuhi-Firuzabad M, Rashidi-Nejad M. *A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems (Conference Paper)*. Proceedings of the IEEE/PES Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference - Asia and Pacific; Dalian; China; 15-18 August 2005; 1547169: 1-5.
5. Popovic Z, Knezevic S, Brbaklic B. *Optimal number, type and location of automation devices in distribution networks with distributed generation*. International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED) Workshop, Helsinki. 14-15 June 2016; pp. 1-4. doi: 10.1109/PTC.2015.7232280
6. Moradi A, Fotuhi-Firuzabad M. Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008;23(1):271-279. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905428.
7. Elsaiah S, Benidris M, Mitra J. *Reliability improvement of power distribution system through feeder reconfiguration*. 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, UK; 2014; pp. 1-6. doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960676.
8. Skala P, Detfich V, Spacek Z, et al. *Some features of possible solutions of installing telecontrolled section switches and reclosers in the MV overhead network*. 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, Canada. 2009; pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2009.5275891.
9. Amanullah B, Chakrabarti S, Singh SN. Reconfiguring Power Distribution Systems using Probabilistic reliability models. *Ieee transactions on power delivery*. 2012; 27(2): 918-925.
10. Silva de Assis L., Gonzalez J.F.V, et al. Optimal distribution of Remote-controlled Switches in Radial Distribution Systems. *IEEE General Meeting of the Society of Energy and Power Engineering*. 2012;25(3): 1-8.
11. Qin Q, Wu NE. Recloser and sectionalizer placement for reliability improvement using discrete event simulation. 2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA; 2014; pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2014.6938966.
12. Chouhan S, Inan H and Feliachi A. *Optimal number and placement of automated sectionalizing switches for smart grid Distribution Automation*. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA. 2016. pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741820.
13. Nosratabadi S, Hooshmandn R, Gholipour E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017; 67:341–363. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.025.
14. Moutis P, Hatziaegyriou ND. Decision Trees-Aided Active Power Reduction of a Virtual Power Plant for Power System Over-Frequency Mitigation. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2015; 1(11): 251-261. doi: 10.1109/TII.2014.2371631.
15. Zhang L, Gari N, Hmurcik L. Energy management in a microgrid with distributed energy resources. *Energy Convers Management*. 2014;78:297–305.
16. Vinogradov A, Bolshev V, Vinogradova A, et al. Analysis of the Power Supply Restoration Time after Failures in Power Transmission Lines. *Energies*. 2020; 13(2736): 1-18. doi:10.3390/en13112736
17. Vinogradov A, Vasiliev A, Bolshev V, et al. Time Factor for Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers.. *Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development*. 2018; pp. 394-420. doi:10.4018/978-1-5225-3867-7.ch017.
18. Vinogradov AV. *Development of principles for managing the configuration of rural electric grids and technical means for their implementation*: dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences in the specialty 05.20.02-Electrical technologies and electrical equipment in agriculture. Moscow. 2021; 527 p.
19. Vinogradov AV, Vinogradova AV, Psarev AI. The point of partitioning up to 1 kV, combined with the point of electricity metering and quality control of electricity, control of the amount and time of voltage disconnection. Patent No. 2736542 Russian Federation, IPC N02V 7/06. declared 19.03.2020; publ. 18. 11. 2020; Byul. No. 32.
20. Vinogradov AV, Vinogradova AV, Psarev AI, et al. Methodology for selecting installation locations and the number of universal sectional points with the AVR function in the

0.38 kV electrical network according to the criterion for ensuring the sensitivity of protective devices. *Vesti vysshix uchebnykh zavedenij Chernozem'ya*. 2019;3(57): 38-49.

21. Golikov O. Prospects for the development of adaptive automatic voltage regulation systems. *Innovacii v sel'skom khozyajstve*. 2019;1(30):15-22.

22. Borodin MV. The principle of Correction of the cost of consumed electricity depending on its quality. *Naukovij visnik NUBiP Ukraïni. Seriya: Tekhnika ta energetika APK*. 2013; 184-1:165-171.

23. Vinogradov AV, Bolshev VE., Vinogradova AV, et al. Technical and economic ways to improve the efficiency of power supply systems for rural consumers. *Vestnik agrarnoj nauki Dona*. 2019; 3 (47): 59-67.

24. Vinogradov AV, Zaginaylov VI, Mamedov TA. Introductory accounting and distribution device of consumers as an element of power supply systems with distributed generation of 0.4 kV. *Mezhdunarodnyj tekhniko-e'konomicheskij zhurnal*. 2020; 6:22-30: 10.34286/1995-4646-2020-75-6.

25. Vinogradov AV, Seyfullin AY. Analysis of the concepts of building power supply systems for rural consumers containing several sources of electricity. *Vestnik NGIE'I*. 2020; 2 (105): 32-44.

Authors of the publication

Aleksandr V. Vinogradov –Federal Scientific Agroengineering Center VIM, e-mail: winaleksandr@gmail.com

Alina V. Vinogradova – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Anatoliy Yu. Seyfullin – Moscow, Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Alexey V. Bukreev – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Vadim E. Bolshev – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Получено 05.04.2021 г.

Отредактировано 09.04.2021 г.

Принято 23.04.2021 г.