

УДК 621.316.722

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ОСНОВЕ МУЛЬТИАГЕНТНОГО МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ

В.Т. ЧЕРЕМИСИН, Е.А. ТРЕТЬЯКОВ
ФГБОУВО «Омский государственный университет путей сообщения»,
г. Омск, Российская Федерация
E-mail: eugentr@mail.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса. С повышением наблюдаемости и управляемости режимов все более актуальным является разработка методов управления распределенными объектами электрической сети. Основные направления исследований в интеллектуальных электрических сетях основаны на теории нечетких множеств, генетических алгоритмов, нейронной сети, стохастического управления, спектрального графа, ограничений билинейного матричного неравенства и направлены на решение многокритериальных задач оптимизации режимов электрических сетей с распределенными объектами, требуют значительных вычислительных и временных затрат. Между тем все большее распространение получают методы мультиагентного управления системой электроснабжения на основе распараллеливания информационных потоков и координации работы распределенных линейных регуляторов. Целью данного исследования является разработка методов управления режимами работы интеллектуальных распределительных электрических сетей железных дорог на основе агентного подхода для стабилизации напряжений в заданных пределах и снижения потерь электроэнергии. Для достижения указанной цели необходимо решить задачи по разработке алгоритма управления потоками мощности на основе координированной работы источников активной и реактивной мощности, принципов управления спросом активных потребителей.

Материалы и методы. Мультиагентное управление потоками мощности выполнено в программе AnyLogic, имитационное моделирование режимов электрических сетей выполнено в Matlab Simulink с допущениями линейных характеристик нагрузок по напряжению.

Результаты. Разработан метод управления режимами работы интеллектуальных распределительных электрических сетей железных дорог на основе представленного алгоритма управления потоками мощности, отличительными признаками которого является применение линеаризованных уравнений для определения управляющих воздействий в малых приращениях, что позволяет обеспечить высокую скорость анализа данных в реальном времени без расчета установившихся режимов при возмущениях.

Выводы. Полученные результаты моделирования свидетельствуют об обоснованности методов управления потоком мощности для стабилизации напряжения на основе мультиагентного управления и возможности их практической реализации на базе современного оборудования в интеллектуальных распределительных сетях железных дорог.

Ключевые слова: электрическая сеть, повышение эффективности, источники мощности, мультиагентное управление, параметры режима

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORKS OF RAILWAYS BASED ON THE MULTI-AGENT MODE MANAGEMENT METHOD

V.T. CHEREMISIN, E.A. TRETYAKOV
Omsk State Transport University, Omsk, Russian Federation
E-mail: eugentr@mail.ru

Abstract

Background. With the increase in observability and controllability of regimes, the development of methods for managing distributed objects of the electrical network is becoming more and more important. The main research directions in smart grids are based on the theory of fuzzy sets, genetic algorithms, neural networks, stochastic control, spectral graph, bilinear matrix inequality constraints. They are aimed at solving multicriterion optimization problems of electric networks with distributed objects and are computationally-demanding and time-consuming. Meanwhile, the methods of multi-agent control of the power supply system based on the parallelization of information flows and coordination of the operation of distributed linear regulators are

becoming more common. The purpose of this study is to develop methods for controlling the operating modes of smart distribution electric networks of railways using an agent-based approach for stabilizing voltages within specified limits and reducing electric power losses. This goal can be achieved by solving the problems of developing an algorithm for managing power flows based on the coordinated work of active and reactive power sources and principles of demand management of active consumers.

Materials and methods. The multi-agent power flow control was realized in the AnyLogic program, the simulation modeling of the electrical network modes was performed in Matlab Simulink with assumptions of linear characteristics of voltage loads.

Results. A method has been developed to control the operation modes of smart distribution electric networks of railways based on the presented power flow control algorithm, the hallmarks of which are the use of linearized equations for determining control actions in small increments, which allows high speed data analysis in real time without calculating steady-state modes with disturbances.

Conclusions. The obtained simulation results prove the validity of power flow control methods for voltage stabilization based on multi-agent control and the possibility of their practical implementation on modern equipment in smart distribution networks of railways.

Key words: electric network, efficiency increase, power sources, multi-agent control, mode parameters

DOI: 10.17588/2072-2672.2019.4.054-063

Введение. Внедрение цифровых технологий в распределительных электрических сетях железных дорог открывает новые возможности для повышения эффективности их работы за счет управления режимами работы сетей, включая управление напряжением, реактивной мощностью, активной мощностью распределенной генерации и спросом потребителей для повышения пропускной способности, снижения потерь и повышения качества электроэнергии на основе агентного подхода.

Вопросы оптимизации режимов электрических сетей являются наиболее проработанными для централизованного управления. В [1, 2] используются методы теории нечетких множеств, имеющие грубое усреднение параметров режима из-за конечного числа сценариев управления. С повышением наблюдаемости и управляемости режимов все более актуальным является разработка методов управления распределенными объектами электрической сети (источники мощности, активные потребители, линейные устройства регулирования параметров режима).

Основные направления исследований по управлению распределенными объектами в интеллектуальных электрических сетях основаны на теории нечетких множеств, генетических алгоритмов, нейронной сети, методов дискретных событий, стохастического управления, спектрального графа, ограничений билинейного матричного неравенства и направлены на решение многокритериальных задач оптимизации режимов электрических сетей с распределен-

ными объектами, требуют значительных вычислительных и временных затрат [3–5].

Между тем все большее распространение получают методы мультиагентного управления системой электроснабжения на основе распараллеливания информационных потоков и координации работы распределенных линейных регуляторов [6–12]. Мультиагентное управление режимами работы позволяет получить новые результаты, связанные с возможностью самоорганизации агентов электрической сети, что приводит к повышению надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Значительная часть публикаций по мультиагентному управлению режимами электрической сети, в том числе с элементами распределенной генерации, накопителями энергии, в которых результаты моделирования представлены по отдельным компонентам, посвящена разработке концепций и подсистем такого управления [7, 8].

Отличительными признаками предлагаемого исследования является применение линеаризованных уравнений для определения управляющих воздействий в малых приращениях с целью мультиагентного управления параметрами режимов в реальном времени. Кроме этого, предполагается изменяемая зона ответственности управляющих контролеров.

Целью данного исследования является разработка методов и принципов управления режимами работы интеллектуальных распределительных электрических сетей железных дорог на основе агентного подхода для стабилизации напряжений в

заданных пределах $\pm 5\%$ и снижения потерь электроэнергии. Для достижения указанной цели предполагается решить задачи по разработке алгоритма управления потоками мощности на основе координированной работы источников активной и реактивной мощности, принципов управления спросом активных потребителей.

Методы исследования. Модель мультиагентного управления потоками мощности в распределительной электрической сети железных дорог может быть представлена на основе известного описания установившихся режимов и характеристик локальных агентов и агентов-координаторов в виде диаграмм состояний, онтологии (базы знаний), алгоритмов взаимодействия и координации [12, 13].

В качестве локальных агентов в рассматриваемой задаче выступают контроллеры активных элементов (плавно регулируемых устройств компенсации реактивной мощности (КУ), источников генерации (накопления) активной мощности, систем интеллектуального учета активных потребителей агентов-координаторов) – управляющие по напряжению контроллеры участка электрической сети.

Локальные контроллеры имеют свои правила поведения, и их совместная работа создает сложность модели, эмерджентные свойства которой определяют поведение системы управления напряжением в электрической сети в целом. Для наилучшего поведения указанной мультиагентной системы управления должны быть задействованы локальные агенты, которые имеют максимальную эффективность для выполнения конкретной задачи, обладая правилом самоорганизации при внешних и внутренних воздействиях [12]:

$$J = \sum_{v=1}^n q_v \rightarrow \max; \quad n \rightarrow \min, \quad (1)$$

где q_v – оценка эффективности выполнения агентом действия; n – число агентов, среди множества действий которых имеются все действия, обеспечивающие достижение целевой задачи.

Координация локальных агентов осуществляется на основе принципа «аукцион», который заключается в выборе лучших предложений для целей управления среди локальных агентов. Аукцион проводится итерационно, пока все задачи не будут распределены между локальными агентами наилучшим образом (рис. 1). Основные

действия агентов: формирование ценового массива (k_Q); выбор наиболее эффективных агентов; оповещение агентов о выполнении задачи; исключение задачи из ценовых массивов агентов. Выбор агентов осуществляется на основе ранжирования их оценок эффективности (в данном случае соотношений «стоимости» выполнения задачи к чувствительности шин электрической сети по напряжению к инъекции реактивной мощности $KU - k_Q/b_{jk}$).

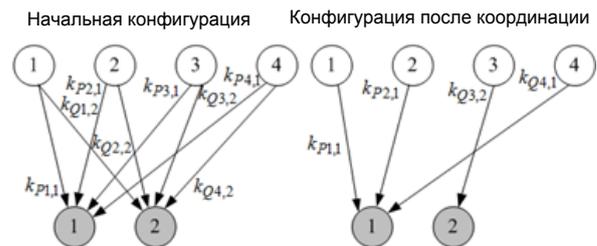


Рис. 1. Координация агентов

Величина инъекций КУ и источников распределенной генерации локальных агентов определяется в результате решения задачи с учетом известных ограничений параметров режима по напряжению:

$$\Delta U_D = \sum_{j=1}^N (k_P \Delta P_j + k_Q \Delta Q_j) \rightarrow \min, \quad (2)$$

где k_P, k_Q – коэффициенты по активной и реактивной мощности;

$$\Delta U_D = \sqrt{\sum_{k=1}^N (U_k - U_{\text{зад}})^2};$$

$$\sum_{j=1}^N (a_{jk} \Delta P_j + b_{jk} \Delta Q_j) = \Delta U_D.$$

Для описания онтологии используются диаграммы состояний и заданные ограничения параметров режима, на основе которых описываются все знания, которые необходимы агенту как для индивидуальной работы, так и для взаимодействия с другими агентами.

Алгоритм управления предложением (инъекцией) потоков мощности в электрической сети для стабилизации напряжений при обеспечении допустимости режима представлен на рис. 2.

Чувствительность шин электрической сети по напряжению к инъекции реактивной мощности КУ локального агента b_{jk} определяется на основе соответствующих элементов матрицы Якоби [10].

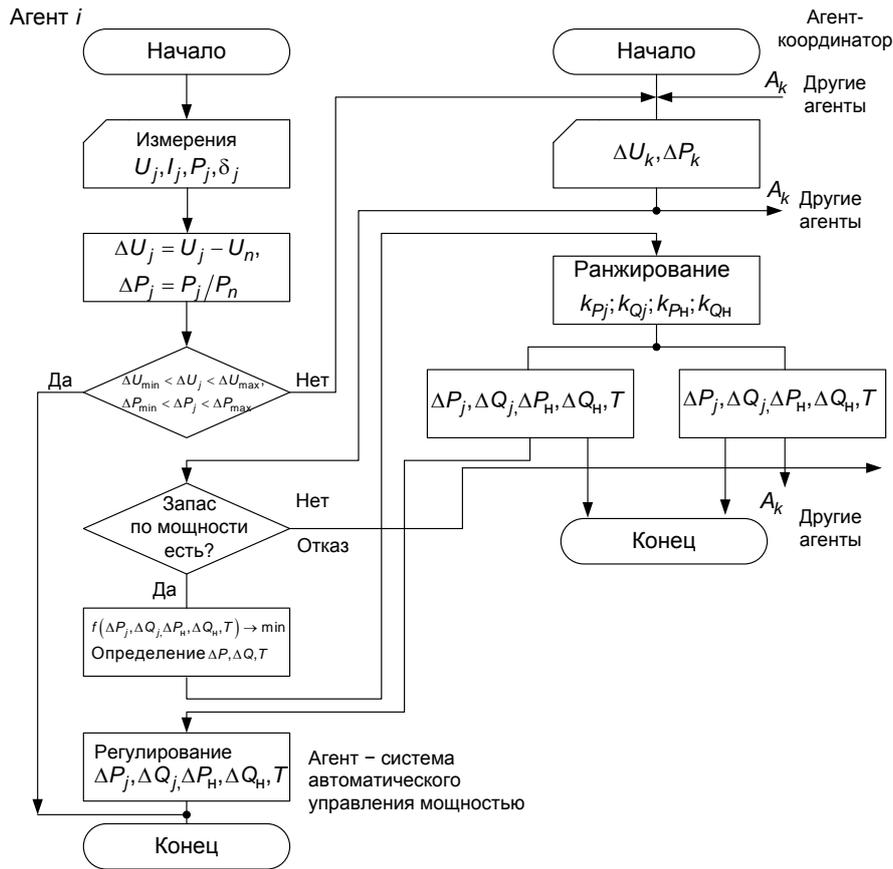


Рис. 2. Алгоритм управления режимами электрической сети

При наличии активных потребителей задача по управлению режимами электрической сети предполагает оптимальный выбор управляющих воздействий по активной мощности в виде целевой функции по минимуму затрат на генерацию, передачу и распределение электроэнергии:

$$\sum_{i \in G} \alpha_i \Delta P_{Gi} + \sum_{i,j \in T} \beta_{ij} \Delta P_{Tij} + \sum_{i \in L} \gamma_i \Delta P_{Li} \rightarrow \min \quad (3)$$

при условии:

$$\sum_{i \in G} P_{Gi} = \sum_{i,j \in T} P_{Tij} + \sum_{i \in L} P_{Li};$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}; P_{Tij} \leq P_{Tij}^{\max};$$

$$P_{Gi} = P_{Gi0} + \Delta P_{Gi}; P_{Tij} = P_{Tij0} + \Delta P_{Tij};$$

$$P_{Li} = P_{Li0} + \Delta P_{Li}; U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max},$$

где P_{Gi} , P_{Tij} , P_L – мощность генерации, потери мощности в электрической сети, мощность нагрузки; α_i , β_{ij} , γ_i – коэффициенты затрат на генерацию, передачу и приоритет нагрузки.

В качестве основного метода управляемого отключения потребителей при

управлении потоками мощности электрической сети (с учетом результата решения оптимизационной задачи (3)) предлагается использовать чувствительность потоков мощности в линиях к изменению нагрузки на шинах и приоритет нагрузки для указания важности нагрузки в определенный момент времени.

Значения чувствительности на шинах нагрузки используются при расчете необходимого сокращения мощности для снижения перегрузки в линиях электрической сети.

Чувствительность перегруженной линии ij для шины k рассчитывается по формуле

$$w_{ij}^k = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_k}, \quad (4)$$

где $\Delta P_{ij} = P_{ij} - P_{ij}^{\max}$.

Нагрузка после сокращения на величину ΔP_k на шине k для снижения перегрузки на ΔP_{ij} определяется по формуле

$$P'_k = P_k - \frac{w_{ij}^k}{\sum w_{ij}} \Delta P_{ij}, \quad (5)$$

где P_k – исходная мощность нагрузки на шине k ; $\sum w_{ij}$ – сумма чувствительностей по всем шинам для перегруженной линии ij .

Чем выше чувствительность w_{ij}^k , тем больше эффект от изменения мощности нагрузки на шине k для снижения перегрузки в линии ij . Точный метод расчета чувствительности w_{ij}^k может быть основан на известных соотношениях в матричной форме, связанных с топологией электрической сети.

Важность нагрузки в определенный момент времени t выражается в виде безразмерной величины и задается на основе экспертных оценок ($0 < p_t < 1$).

Приоритет нагрузки определяется путем ранжирования потребителей по важности нагрузки p_t . Отключение мощности потребителей для снижения перегрузки линий осуществляется по возрастанию важности p_t .

Многие авторы управление спросом активных потребителей рассматривают исходя из экономических интересов генерации, распределения и потребления электроэнергии, развивая различные рыночные модели их взаимодействия [14]. Будем считать, что управление спросом активных потребителей осуществляется с учетом следующих факторов:

- чувствительность перегрузки линии к изменению нагрузки потребителей;
- ценовая характеристика нагрузки;
- приоритет нагрузки.

Чувствительность перегрузки линии к изменению нагрузки на шине k для перегруженной линии ij представлена в формуле (5). Для активных потребителей целесообразно ввести новый фактор чувствительности Δw_{ij}^k , который будет определяться близостью текущего значения w_{ij}^k к средневзвешенному значению чувствительности $w_{sr_{ij}}$ с учетом распределения мощности нагрузки в электрической сети:

$$\Delta w_{ij}^k = w_{ij}^k - w_{sr_{ij}};$$

$$w_{sr_{ij}} = \frac{\sum_k (w_{ij}^k \cdot P_k)}{\sum_k P_k}. \quad (6)$$

В качестве ценовой характеристики нагрузки для активных потребителей мо-

жет выступать величина превышения цены за электроэнергию Δc^k над средневзвешенным значением csr в определенный момент времени:

$$\Delta c^k = c^k - csr;$$

$$csr = \frac{\sum_k (c^k P_k)}{\sum_k P_k}. \quad (7)$$

Нагрузка с высоким значением Δc^k будет сокращена в первую очередь, так как для активного потребителя это значительный стимул для снижения электропотребления.

Для активных потребителей должны быть согласованы уровни сокращения нагрузки ΔP_{kmax} и ΔP_{kmin} . В этом случае для потребителя является приемлемым участие в снижении перегрузки ΔP_{ij} , если

$$\Delta P_{kmin} \leq \frac{\Delta P_{ij}}{w_{ij}^k} \leq \Delta P_{kmax}.$$

В целом целевая функция спроса для активных потребителей в t -й этап времени может быть записана в виде

$$F(x_t) = \sum_k p_{tk} \Delta c_t^k x_{tk} = \sum_k G_{tk} x_{tk} \rightarrow \max \quad (8)$$

при условии $\sum_k P_{tk} x_{tk} \leq P_{tmax}$,

где x_{tk} – двоичная переменная (0 или 1);

$G_{tk} = p_{tk} \Delta c_t^k$; P_{tmax} – ограничение по мощности.

Согласно методу множителей Лагранжа, выражение (9) можно представить в виде

$$L = F(x) - \sum_{k=1}^n \lambda_k P_k(x) = \sum_k \{G_k x_k - \lambda [P_k x_k - P_{max}]\} =$$

$$= \sum_k (\varphi_k x_k + \lambda P_{max}); L \rightarrow \max, \quad (9)$$

где $\varphi_k = G_k - \lambda P_k$.

В Российской Федерации в последние годы получило развитие ценозависимое снижение потребления крупными потребителями оптового рынка электроэнергии и мощности, а также потребителей розничного рынка электроэнергии с участием организаций-агрегаторов. Вовлечение потребителей розничного рынка в управление спросом на электроэнергию отсутствует. Представленная модель управления спросом активных потреби-

лей, описываемая (8)–(9), наряду с совершенствованием информационного обеспечения на базе технологий интернета вещей, может служить основой для построения перспективных управляемых распределительных электрических сетей.

Результаты исследования. Рассмотрим реализацию мультиагентного управления режимами работы распределительных электрических сетей железных дорог в части регулирования инъеции активной и реактивной мощности на примере фрагмента электрической сети 10 кВ (рис. 3).

Расчет управляющих воздействий по заданной топологии, параметрам схемы замещения электрической сети выполнялся на каждом шаге по времени. При моделировании было принято двадцать четыре шага, которые могут быть увеличены до уровня детализации временного графика до нескольких минут или секунд.

Моделирование рассматриваемых мультиагентных систем управления на классических моделях системной динамики представляет трудности в силу сложного взаимодействия агентов в виду их индивидуальных целей полезности, наличия логических операций и событийного характера процессов.

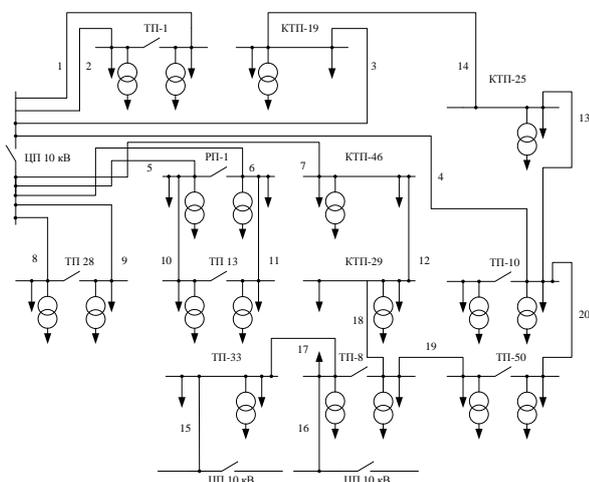
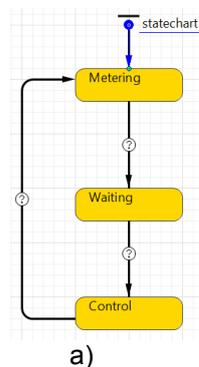


Рис. 3. Фрагмент электрической сети 10 кВ

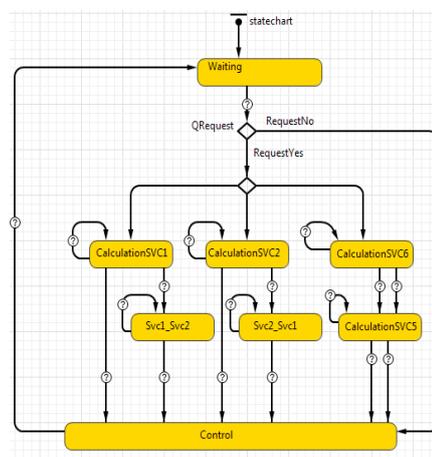
Для создания агентных моделей разработаны специализированные программные продукты, например NetLogo, StarLogo, Repast Symphony, Eclipse AMP, JADE, Jason и др.², многие из которых ос-

²Ссылка на web-страницу JADE // JAVA Agent Development Framework. URL: <http://jade.tilab.com/>. (Дата обращения: 20.10.2018); Ссылка на web-страницу MASwarm // MASwarm Agent Plat-

нованы на спецификации FIPA³. Однако указанные агентные платформы требуют специальных навыков программирования, поэтому их широкое использование исследователями в широких областях знаний ограничено. Одним из удобных инструментов для научных исследований по моделированию агентных систем является программный продукт AnyLogic, который пока не имеет готовых библиотек по электроэнергетике. Для описания поведения рассматриваемых агентов в AnyLogic на основе представленного алгоритма и принципов их координации разработаны диаграммы состояний локального агента КУ и агента-координатора (рис. 4).



а)



б)

Рис. 4. Диаграмма состояний локального агента КУ (а) и агента-координатора (б)

form. URL: <http://navizv.github.io/MASwarm/>. (Дата обращения: 20.10.2018); Ссылка на web-страницу NetLogo // NetLogo Agent Platform. URL: <http://ccl.northwestern.edu/netlogo/>. (Дата обращения: 20.10.2018); Ссылка на web-страницу Repast Symphony // Repast Suite. URL: <http://repast.sourceforge.net/>. (Дата обращения: 20.10.2018).

³Ссылка на web-страницу FIPA // Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA). URL: <http://www.fipa.org>. (Дата обращения: 20.10.2018).

Локальные агенты каждого КУ имеют три состояния: измерение (Metering), ожидание работы (Waiting), работа (Control). Агент-координатор осуществляет координацию работы локальных агентов по представленному на рис. 2 алгоритму с учетом производственных правил и ограничений по напряжению, предельной мощности КУ.

Переход агентов из одного состояния в другое осуществляется при получении сообщений, по времени или в результате событий внутри агента.

На рис. 5, 6 и в таблице представлены результаты моделирования мультиагентного управления потоками мощности на примере шин ТП 50 и КТП 29 в тестовой электрической сети на основе представленных подходов в программе AnyLogic.

По условиям моделирования допустимое отклонение напряжения на шинах задано в пределах $\pm 5\%$, предел реактивной мощности КУ 400 квар. Устройство КУ на шине КТП 29 тестовой электрической сети включается в работу только при полной загрузке по реактивной мощности КУ на шине ТП 50 для стабилизации уровня напряжений в заданных пределах, что основывается на представленных выше принципах координации локальных агентов и решении оптимизационной задачи (2).

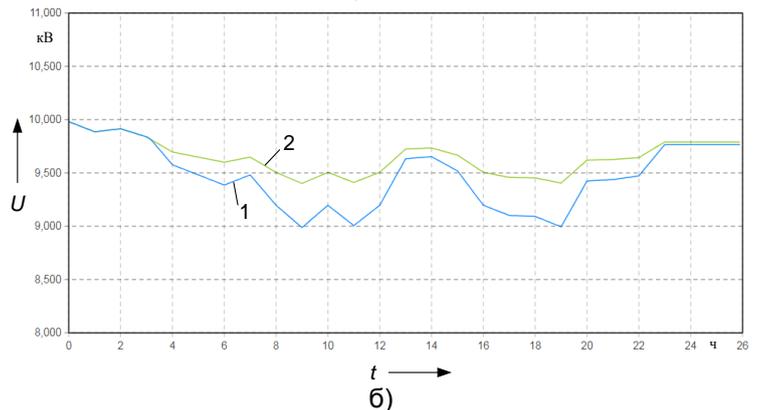
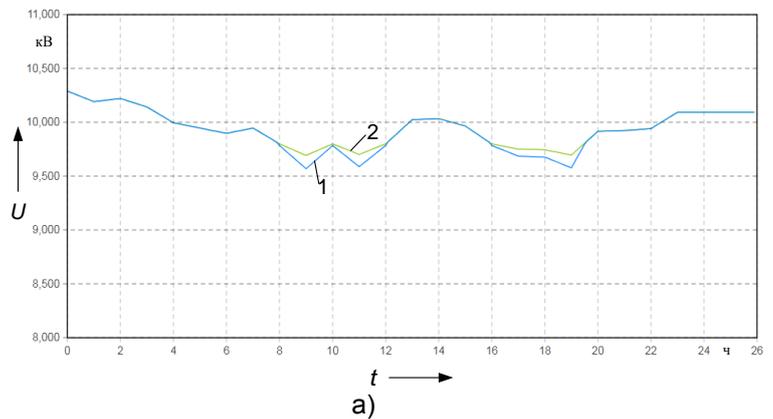


Рис. 5. Результаты моделирования напряжения на шинах ТП 50 (а) и КТП 29 (б) электрической сети: 1 – без стабилизации напряжения; 2 – с управлением напряжением по мощности

нации локальных агентов и решении оптимизационной задачи (2).

Результаты моделирования

Узел	Локальное управление			Координированное управление		
	Напряжение, В	Инъекция реактивной мощности, квар	Инъекция активной мощности, кВт	Напряжение, В	Инъекция реактивной мощности, квар	Инъекция активной мощности, кВт
ТП-1	10365,18	–	–	10366,12	–	–
ТП-1	10366,29	–	–	10367,10	–	–
КТП-19	9913,14	–	–	10319,53	–	–
КТП-25	10213,12	–	–	10435,10	–	–
РП-1	10365,06	–	370	10366,14	–	–120
РП-1	10366,17	–	–	10367,21	–	–
КТП-46	10364,50	–	–	10365,23	–	–
ТП-28	10365,18	–	–	10366,10	–	–
ТП-28	10366,29	–	–	10366,89	–	–
ТП-13	10137,54	–	–	10145,23	–	–
КТП-29	9890,67	400	–	10240,15	390	390
ТП-10	9764,97	250	–	10317,70	490	490
ТП-10	9764,95	–	–	10317,72	–	–
ТП-33	9865,32	–	–	10412,50	–	–
ТП-33	9865,32	–	–	10412,50	–	–
ТП-8	9890,674	–	–	10240,15	–	–
ТП-8	9890,674	–	–	10240,15	–	–
ТП-50	9780,84	400	–	10236,38	295	295
ТП-50	9780,84	–	–	10236,38	–	–

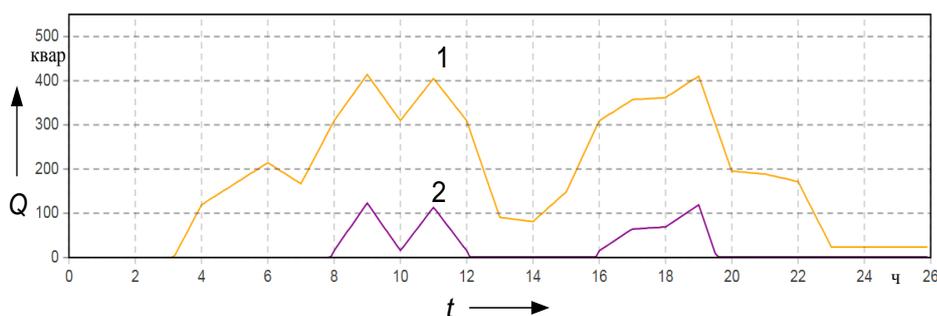


Рис. 6. Реактивная мощность, вырабатываемая КУ для стабилизации напряжений: 1 – на шине ТП 33; 2 – на шине КТП 29

Выводы. Результаты моделирования свидетельствуют о работоспособности мультиагентного управления потоками мощности в электрической сети.

Использование скоординированного управления несколькими источниками активной и реактивной мощности позволяет поддерживать необходимый уровень напряжения с учетом инъекций мощности и управления спросом потребителей в прилегающих районах электрической сети.

Результаты имитационного моделирования показали снижение падений напряжения в среднем на 25 %, потерь активной мощности на 3,2 % в линиях при использовании заданных уставок линейных регуляторов на основе агентного подхода. Достоверность результатов моделирования подтверждается их совпадением (в пределах 3 %) со значениями, полученными при расчете установившихся режимов с заданными уставками для отдельных моментов времени.

Разработанный метод управления режимами работы интеллектуальных распределительных электрических сетей железных дорог на основе представленного алгоритма управления потоками мощности, отличительными признаками которого является применение линеаризованных уравнений для определения управляющих воздействий в малых приращениях, позволяет обеспечить высокую скорость анализа данных в реальном времени без расчета установившихся режимов при возмущениях.

Полученные результаты моделирования свидетельствуют об обоснованности методов управления режимами потока мощности для стабилизации напряжения на основе мультиагентного управления и возможности их практической реализации на базе современного оборудования в ин-

теллектуальных распределительных сетях железных дорог.

Представленные принципы ограничения мощности потребителей с учетом чувствительности загрузки линий к изменению нагрузки потребителей, ценовой характеристики и

приоритета нагрузки могут служить основой для построения подсистемы управления электропотреблением АСУ ТП системы электроснабжения железных дорог, что является предметом дальнейших исследований.

Список литературы

1. Niknam T., Zare M., Aghaei J. Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources // IEEE Trans. Power Del. – 2012. – Vol. 27, no. 4. – P. 2004–2019. doi: 10.1109/TPWRD.2012.2209900.
2. Juamperez M., Yang G.Y., Kjaer S.B. Voltage regulation in LV grids by coordinated volt-var control strategies // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2014. – No. 4(2). – P. 319–328. doi: 10.1007/s40565-014-0072-0.
3. Исмоилов С.Т., Фишов А.Г. Моделирование и анализ эффективности регулирования напряжения в электрической сети с распределенной генерацией // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 1–2. – С. 302–305.
4. Ghiani E., Pilo F. Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2015. – No. 3(4). – P. 504–511. doi: 10.1007/s40565-015-0165-4.
5. Karbalaee F., Shahbazi H. A quick method to solve the optimal coordinated voltage control problem based on reduction of system dimensions // Electronic Power Systems Research. – 2017. – No. 142. – P. 310–319. doi: 10.3906/elk-1712-410.
6. Distributed cooperative voltage control based on curve-fitting in active distribution networks / H.B. Wu, C.Y. Huang, M. Ding, B. Zhao, P. Li // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2017. – No. 5(5). – P. 504–511. doi: 10.1007/s40565-016-0236-1.
7. Morattab A., Akhrif O., Saad M. Decentralised coordinated secondary voltage control of multi-area power grids using model predictive control // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2017. – No. 11. – P. 4546–4555. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.2054.

8. **A coordinated** consistency voltage stability control method of active distribution grid / YE Xi, LE Jian, LIU Yongyan, ZHOU Wu, LIU Kaipei // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2018. – No. 6(1). – P. 85–94. doi: 10.1007/s40565-017-0294-z.

9. **Farag H.E., Saadany E.F., Chaar L.E.** A multilayer control framework for distribution systems with high DG penetration // *Proceedings of the 2011 international conference on innovations in information technology (IIT'11)*. Abu Dhabi, United Arab Emirates. – 2011. – P. 94–99. doi: 10.1109/INNOVATIONS.2011.5893877.

10. **Alobeidli K., Moursi S.** Novel coordinated secondary voltage control strategy for efficient utilisation of distributed generations // *IET Renewable Power Generation*. – 2013. – Vol. 8, no. 5. – P. 569–579. doi: 10.1049/iet-rpg.2013.0135.

11. **Coordinated** voltage control of wind-penetrated power systems via state feedback control / H. Yassami, F. Bayat, A. Jalilvand, A. Rabiee // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2017. – No. 93. – P. 384–394. doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.014.

12. **Рассел С., Норвиг П.** Искусственный интеллект: современный подход; пер. с англ. – М.: Изд. дом Вильямс, 2006. – 1408 с.

13. **Пат. 2587128** Российская Федерация. Способ управления системой электроснабжения железных дорог / Е.А. Третьяков; заявитель и патентообладатель Омский гос. ун-т путей сообщения. – № 2015103374/11; заявл. 02.02.2015; опубл. 10.06.2016, Бюл. № 16. – 4 с.

14. **Arefi A., Abeygunawardana A., Ledwich G.** A new Risk-Managed Planning of Electric Distribution Network Incorporating Customer Engagement and Temporary Solutions // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2017. – No. 7 (4). – P. 1646–1661.

References

1. Niknam, T., Zare, M., Aghaei, J. Scenario-based Multiobjective Volt/var Control in Distribution Networks Including Renewable Energy Sources. *IEEE Trans. Power Del.*, 2012, vol. 27, no. 4, pp. 2004–2019. doi: 10.1109/TPWRD.2012.2209900.

2. Juamperez, M., Yang, G.Y., Kjaer, S.B. Voltage Regulation in LV Grids by Coordinated Volt-var Control Strategies. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2014, vol. 4, no. 4(2), pp. 319–328. doi: 10.1007/s40565-014-0072-0.

3. Ismoilov, S.T., Fishov, A.G. Modelirovanie i analiz effektivnosti regulirovaniya napryazheniya v elektricheskoy seti s raspredelennoy generatsiyey [Modeling and Analysis of Voltage Regulation Effectiveness in an Electrical Network with Distributed Generation]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka*, 2014, no. 1–2, pp. 302–305. (in Russ.).

4. Ghiani, E., Pilo, F. Smart Inverter Operation in Distribution Networks with High Penetration of Photovoltaic Systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2015, no. 3(4), pp. 504–511. doi: 10.1007/s40565-015-0165-4.

5. Karbalaeei, F., Shahbazi, H. A Quick Method to Solve the Optimal Coordinated Voltage Control Problem Based on Reduction of System Dimensions. *Electronic Power Systems Research*, 2017, no. 142, pp. 310–319. doi: 10.3906/elk-1712-410.

6. Wu, H.B., Huang, C.Y., Ding, M., Zhao, B., Li, P. Distributed Cooperative Voltage Control Based on Curve-fitting in Active Distribution Networks. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2017, no. 5(5), pp. 777–786. doi: 10.1007/s40565-016-0236-1.

7. Morattab, A., Akhrif, O., Saad, M. Decentralised Coordinated Secondary Voltage Control of Multi-Area Power Grids Using Model Predictive Control. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017, no. 11, pp. 4546–4555. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.2054.

8. Xi, YE, Jian, LE, Yongyan, LIU, Wu, ZHOU, Kaipei, LIU. A Coordinated Consistency Voltage Stability Control Method of Active Distribution Grid. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2018, no. 6(1), pp. 85–94. doi: 10.1007/s40565-017-0294-z.

9. Farag, H.E., Saadany, E.F., Chaar, L.E. A Multilayer Control Framework for Distribution Systems with High DG Penetration. *Proceedings of the 2011 international conference on innovations in information technology (IIT'11)*. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2011, pp. 94–99. doi: 10.1109/INNOVATIONS.2011.5893877.

10. Alobeidli, K., Moursi, S. Novel Coordinated Secondary Voltage Control Strategy for Efficient Utilisation of Distributed Generations. *IET Renewable Power Generation*, 2013, vol. 8, no. 5, pp. 569–579. doi: 10.1049/iet-rpg.2013.0135.

11. Yassami, H., Bayat, F., Jalilvand, A., Rabiee, A. Coordinated Voltage Control of Wind-penetrated Power Systems via State Feedback Control. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2017, no. 93, pp. 384–394. doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.014.

12. Рассел, С., Норвиг, П. *Искусственный интеллект: современный подход* [Artificial Intelligence: a Modern Approach]. Moscow: Izdatel'skiy dom Vil'yams, 2006. 1408 p.

13. Третьяков, Е.А. *Способ управления системой электроснабжения железных дорог* [A Method of Controlling the Power Supply System of Railways]. Patent RF, no. 2587128, 2016.

14. Arefi, A., Arefi, A., Abeygunawardana, A., Ledwich, G. A new Risk-Managed Planning of Electric Distribution Network Incorporating Customer Engagement and Temporary Solutions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, no. 7 (4), pp. 1646–1661.

Черемисин Василий Титович,

ФГБОУВО «Омский государственный университет путей сообщения», доктор технических наук, профессор, директор научно-исследовательского института энергосбережения на железнодорожном транспорте (НИИЭ ОмГУПС), зав. кафедрой подвижного состава электрических железных дорог, адрес: г. Омск, пр. К. Маркса, 35, e-mail: cheremisinvt@gmail.com

Cheremisin Vasily Titovich,

Omsk State Transport University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Professor, Director of the Research Institute of Railway Transport Energy Efficiency (NIIE OSTU), Head of the Department of Rolling Stock of Electric Railways, address: Omsk, K. Marksa pr., 35, e-mail: cheremisinvt@gmail.com

Третьяков Евгений Александрович,

ФГБОУВО «Омский государственный университет путей сообщения», кандидат технических наук, доцент кафедры подвижного состава электрических железных дорог, адрес: г. Омск, пр. К. Маркса, 35, e-mail: eugentr@mail.ru

Tretyakov Evgeny Aleksandrovich,

Omsk State Transport University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Rolling Stock of Electric Railways, address: Omsk, K. Marksa pr., 35, e-mail: eugentr@mail.ru

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ДЛЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ¹

А.А. ЯБЛОКОВ, Г.А. ФИЛАТОВА, А.С. ТИМОФЕЕВ, А.Е. ПЕТРОВ

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация

E-mail: andrewyablokov@yandex.ru, fgala90@mail.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса. Существующие методы определения места повреждения на линиях электропередачи зачастую не обеспечивают требуемую точность (погрешность не более 10 % на ЛЭП длиной до 100 км) и оказываются неустойчивыми к влиянию искажающих замер факторов. Основной источник погрешностей устройств определения места повреждения – первичные преобразователи тока и напряжения. Использование инновационных датчиков тока и напряжения (включая катушки Роговского для физического измерения производной первичного тока) в составе цифровых измерительных трансформаторов позволяет существенно повысить точность замера электрических величин при КЗ. Целью работы является разработка функции определения места повреждения повышенной точности в составе информационной системы, учитывающей особенности нетрадиционных первичных преобразователей и в целом цифровых трансформаторов тока и напряжения.

Материалы и методы. Используются методы теории электрических цепей, а также методы математического имитационного и физико-математического моделирования. Для проведения компьютерных экспериментов использованы современные комплексы моделирования Matlab+Simulink и RSCAD, для проведения физико-математического моделирования – комплекс моделирования в режиме реального времени RTDS. При моделировании ЛЭП удельные параметры принимались известными и неизменными.

Результаты. Разработана функция определения места повреждения, отличающаяся от аналогов использованием информационных сигналов от цифровых трансформаторов тока и напряжения, обладающая устойчивостью функционирования в условиях влияния искажающих замер факторов (наличия переходного сопротивления, изменения электрической нагрузки, фазы пробоя, наличия емкости фаз на землю и др.) и погрешностью не более 8 % (при больших удаленностях и наличии переходного сопротивления в месте КЗ) или 3 % (в условиях отсутствия искажающих замер факторов). Разработан и экспериментально испытан макетный образец информационной системы с функцией определения места повреждения.

Выводы. Разработанная функция определения места повреждения позволяет повысить точность определения места КЗ и уменьшить время на поиск места повреждения. Данные информационной системы по определению места повреждения могут использоваться эксплуатационным персоналом электрических

¹ Исследование выполнено в Ивановском государственном энергетическом университете за счет гранта Российского научного фонда (проект №17-79-10455).