

## Противоаварийное управление установками распределенной генерации\*

БУЛАТОВ Ю.Н., КРЮКОВ А.В.

*Представлены результаты исследований по разработке методов противоаварийного управления в системах электроснабжения, оснащенных установками распределенной генерации. Управляющие воздействия, обеспечивающие ввод режима в область устойчивости, формировались путем изменения вектора регулируемых параметров по заданной траектории, а также по траектории, отвечающей кратчайшему расстоянию от точки исходного режима до предельной гиперповерхности. Качество динамических процессов при реализации управляющих воздействий было обеспечено согласованной настройкой автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ). На основе компьютерного моделирования показано, что эффективный ввод послеаварийного режима в область устойчивости может быть выполнен на основе уравнений предельных режимов при использовании стартового алгоритма, обеспечивающего выход режима на ближнюю границу области устойчивости. Применение нечетких технологий управления настройкой АРВ и АРЧВ позволяет сформировать качественный динамический переход при разгрузке регуляторов в послеаварийном режиме.*

*Ключевые слова:* системы электроснабжения, установки распределенной генерации, противоаварийное управление, компьютерное моделирование, уравнения предельных режимов, область устойчивости

Внедрение интеллектуальных электрических сетей предполагает активное применение установок распределенной генерации (РГ), находящихся в непосредственной близости от потребителей электроэнергии. Использование технологий РГ в электроэнергетических системах (ЭЭС) требует разработки новых алгоритмов управления в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах [1–4].

Одной из основных задач, решаемых системами противоаварийного управления (ПАУ), является обеспечение статической апериодической устойчивости послеаварийных режимов (ПАР) ЭЭС; при этом управляющие воздействия формируются для ввода послеаварийных режимов в допустимую область (область устойчивости) по некоторой траектории  $DY$  в пространстве регулируемых параметров  $Y$  [5–7]. Как правило, траектория  $DY$  принимается линейной и может задаваться на основе предварительных расчетов; определяться из условия кратчайшего расстояния до предельной гиперповерхности или по минимуму ущербов, связанных с отключением источников и потребителей электроэнергии [7].

Применение установок РГ делает задачу ввода режимов в область устойчивости актуальной для распределительных сетей и систем электроснабже-

ния (СЭС). Особую важность эта задача приобретает в СЭС, оснащенных установками РГ, реализованными на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Такие установки, например мини-ГЭС и оффшорные ветропарки, могут быть удалены от центров потребления, что приводит к «сужению» областей статической апериодической устойчивости.

Задача противоаварийного управления проиллюстрирована на рис. 1, где показано сечение области устойчивости координатной плоскостью активных генераторных мощностей  $P_i, P_j$ . На рис. 1 и далее предполагается, что пределы устойчивости и передаваемой мощности совпадают [7]. Кривая 1 соответствует границе области устойчивости для полной схемы сети, кривая 2 — аналогичной границе при отключении одной из основных линий электропередачи сети, а кривая 3 — условию  $\rho = \text{const}$ , где  $\rho$  — требуемое значение запаса устойчивости послеаварийного режима.

Задача послеаварийных режимов заключается в достижении одной из точек  $Y_z^{(1)}, Y_z^{(2)}, Y_z^{(3)}$ :

$$Y_z^{(1)} = Y_0 + DY^{(1)} = Y_0 + t_1 \Delta Y^{(1)};$$

$$Y_z^{(2)} = Y_0 + DY^{(2)} = Y_0 + t_2 \Delta Y^{(2)};$$

$$Y_z^{(3)} = Y_0 + DY^{(3)} = Y_0 + t_3 \Delta Y^{(3)},$$

\* Статья подготовлена по материалам доклада, сделанного авторами на Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (июль 2018 г., Иркутск).

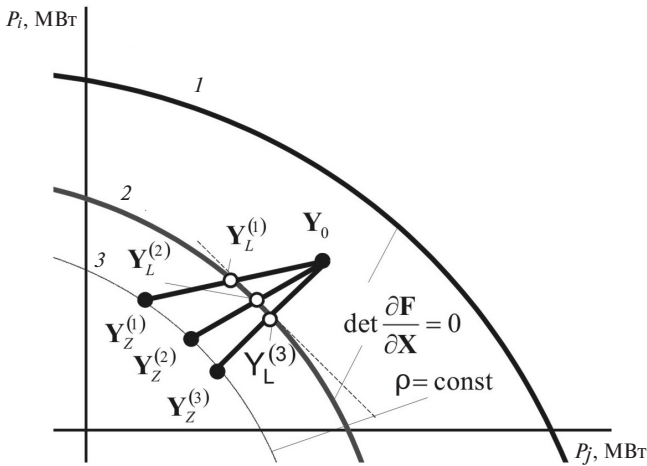


Рис. 1. К задаче ввода послеаварийных режимов в область устойчивости:  $\frac{\partial F}{\partial X}$  – матрица Якоби уравнений установившегося режима (УУР);  $\rho$  – запас устойчивости

где  $DY^{(k)}$  ( $k=1\div 3$ ) – траектории изменения режима в пространстве  $Y$ ;  $\Delta Y^{(k)}$  ( $k=1\div 3$ ) – направления изменения режима;  $t_k$  ( $k=1\div 3$ ) – скалярные параметры, определяющие значение разгрузки в соответствующем направлении; индекс  $k=1$  соответствует направлению, заданному априорно;  $k_2$  соответствует разгрузке в направлении нормали к предельной гиперповерхности, а  $k=3$  – разгрузке, обеспечивающей минимально возможный ущерб от отключений источников и потребителей электроэнергии [5, 7].

Разгрузка в выбранном направлении  $\Delta Y^{(k)}$  должна осуществляться при приемлемом качестве динамических процессов, что может быть достигнуто за счет применения автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) у синхронных генераторов установок РГ. Относительно небольшая мощность установок РГ и малая постоянная инерции роторов их генераторов требует учета взаимного влияния АРВ и АРЧВ при их настройке. Необходимо также отметить, что оптимальное управление требует корректировки настроек АРВ и АРЧВ при существенных изменениях режимов работы как самих установок РГ, так и СЭС. Выполнить эти требования возможно при использовании интеллектуальных алгоритмов управления [8–13].

Далее представлены результаты исследований, направленных на разработку методов ввода режима в область устойчивости, а также на обеспечение качественного динамического перехода при разгрузке генераторов.

**Методы ввода послеаварийного режима в область устойчивости.** Ввод послеаварийного режима в об-

ласть устойчивости может быть осуществлен на основе уравнений предельных режимов (УПР) [6, 7]:

$$\left. \begin{aligned} F[X, Y(t)] &= 0; \\ V[X, R, Y(t)] &= \left( \frac{\partial F}{\partial X} \right)^T R = 0; \\ U(R) &= R^T R - 1 = 0, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где  $F$  –  $\lambda$ -мерная вектор-функция, отвечающая УУР;  $X$  –  $\lambda$ -мерный вектор нерегулируемых параметров;  $Y$  –  $m$ -мерный вектор регулируемых параметров;  $Y(t) = Y_0 + t\Delta Y$ ;  $Y_0$  – значение вектора регулируемых параметров в исходном (доаварийном) режиме;  $R$  – собственный вектор матрицы  $\left( \frac{\partial F}{\partial X} \right)^T$ , отвечающий нулевому собственному значению.

Многочисленные вычислительные эксперименты [6, 7] показали, что на основе уравнений (1) режим ЭЭС может быть введен на границу области устойчивости: точка  $Y_L^{(1)}$  (рис. 1). Для достижения необходимого запаса устойчивости должна осуществляться дополнительная разгрузка в направлении  $\Delta Y^{(1)}$  (точка  $Y_z^{(1)}$ ) или в направлении вектора  $R$ , который совпадает с нормалью к предельной гиперповерхности [7] (рис. 2).

Следует отметить, что двухэтапная процедура касается только алгоритма определения точки  $Y_z^{(R)}$ , а динамический переход осуществляется непосредственно из точки  $Y_0$  в точку  $Y_z^{(R)}$ .

Задача ввода послеаварийного режима в область устойчивости по кратчайшей траектории может быть выполнена на основе следующей модификации уравнений предельных режимов, предназначенной для поиска предельного режима в критическом направлении утяжеления [7]:

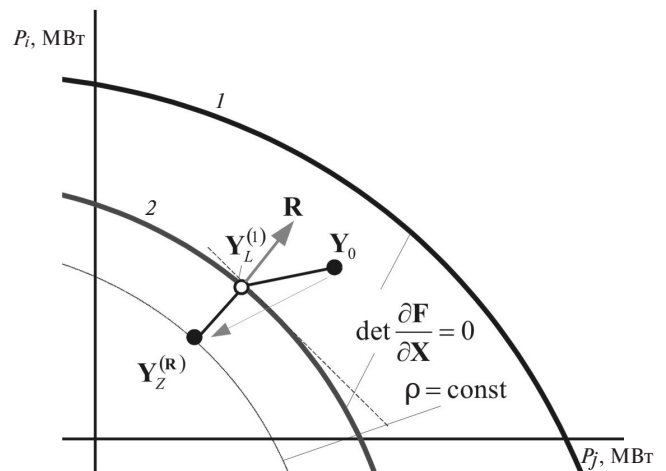


Рис. 2. Дополнительная разгрузка в направлении вектора  $R$

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 - \mathbf{M}^{-2} \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{D}\mathbf{Y}} \right)^T \mathbf{R}) &= \mathbf{0}; \\ \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} &= \mathbf{0}, \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где  $\mathbf{M} = \text{diag } \mu_i$ ;  $\mu_i$  – масштабирующие коэффициенты.

Если компоненты вектора  $\mathbf{D}\mathbf{Y}$  входят в первую группу уравнений линейно, то

$$\left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{D}\mathbf{Y}} \right)^T = \mathbf{E},$$

где  $\mathbf{E}$  – единичная матрица.

При неявной зависимости  $\mathbf{Y}$  от  $\mathbf{X}$  матрица  $\left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{D}\mathbf{Y}} \right)^T$  является блочно-диагональной и ее элементы определяются по формулам [7].

Моделирование показало, что на основе уравнений (2) режим ЭЭС может быть введен на границу области устойчивости по кратчайшей траектории: точка  $\mathbf{Y}_L^{(2)}$  (рис. 1). Для достижения необходимого запаса должна осуществляться дополнительная разгрузка.

Однако в некоторых ситуациях использования уравнений (1) и (2) возможен выход на «дальнюю границу» области устойчивости [14]: точка  $\mathbf{Y}_L^{(db)}$  на рис. 3; при этом получаемое решение, отличающееся инверсией знаков инъекций мощностей, не может быть использовано на практике.

Эффективный и общий способ решения проблемы «дальней границы» может быть реализован на основе стартовых алгоритмов, основанных на методах «высокого порядка» или минимизации функционала невязок УУР [15]:

$$\chi(\mathbf{X}) = \mathbf{F}^T(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0). \quad (3)$$

Использование рассчитанных в результате минимизации функционала (3) параметров  $\mathbf{X}$  в качестве начальных приближений при решении уравнений предельных режимов и их модификаций обеспечивает надежную сходимость к искомым точкам  $\mathbf{Y}_L^{(db)}$ , лежащим на «ближних» границах области устойчивости.

**Формирование качественного динамического перехода при разгрузке генераторов.** Качественный динамический переход при разгрузке синхронных генераторов может быть выполнен на основе оптимальной настройки регуляторов возбуждения и частоты вращения [9, 12]; при этом особую актуальность приобретает задача согласованной настройки АРВ и АРЧВ, что связано с относительно

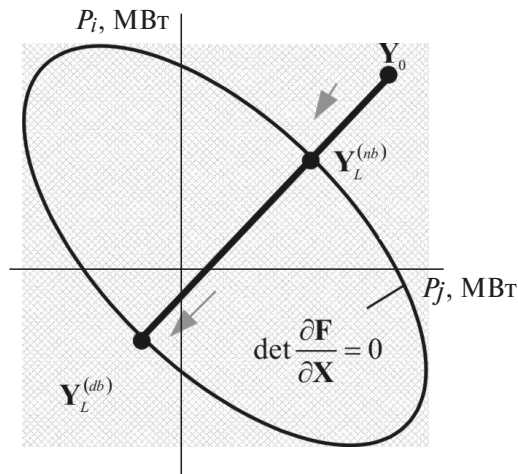


Рис. 3. К проблеме «дальней границы» устойчивости

небольшой мощностью генераторов установок распределенной генерации и малой постоянной инерции их роторов. Принцип согласованной настройки заключается в определении оптимальных коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ, обеспечивающих минимальные отклонения напряжения и частоты от заданных значений, а также высокие демпферные свойства при электромеханических переходных процессах. Согласование настроек АРВ и АРЧВ включает в себя два этапа [9]: идентификация модели «турбина—генератор» на основе экспериментальных данных с использованием вейвлет-преобразования; поиск оптимальных настроек регуляторов на основе генетического алгоритма [9–12].

При идентификации режима на основе экспериментальных данных формируется модель замкнутой системы управления установкой распределенной генерации. Для этого на базе априорной информации о процессе определяются численные значения комплексного передаточного коэффициента как отношения спектров выходных и входных сигналов [9]; замкнутая система «турбина—генератор» показана на рис. 4.

Характеристический полином рассматриваемой системы определяется по выражению:

$$D^M(j\omega) = \det[\mathbf{E} + \mathbf{W}_G(j\omega) \mathbf{W}_R(j\omega)], \quad (4)$$

где  $\mathbf{W}_G(j\omega)$  – матричная передаточная функция объекта регулирования (системы «турбина—генератор»), определяемая экспериментально;  $\mathbf{W}_R(j\omega)$  – матричная передаточная функция регулятора, учитывающая взаимосвязь АРВ и АРЧВ и включающая в себя искомые коэффициенты настройки:

$$\mathbf{W}_R(j\omega) = \begin{bmatrix} W_{ARRS}(j\omega) & W_{AER}^{\omega}(j\omega) \\ 0 & W_{AER}^U(j\omega) \end{bmatrix}; \quad W_{ARRS}(j\omega) – \text{комплексный передаточный коэффициент АРЧВ};$$

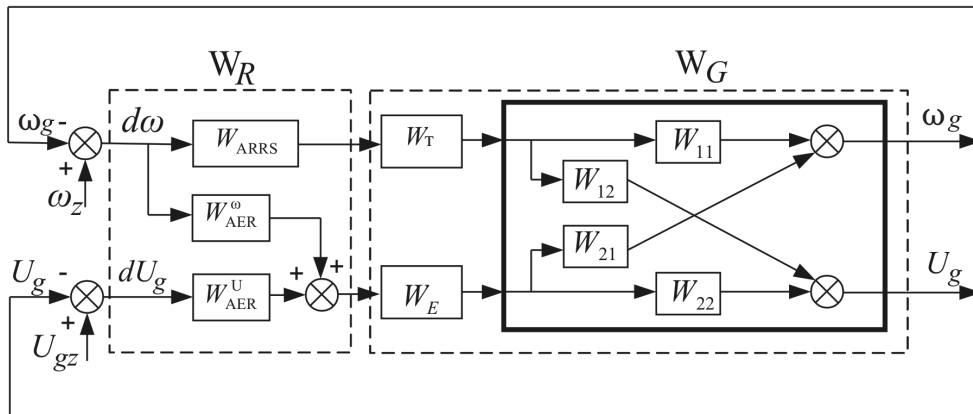


Рис. 4. Структурная схема системы «турбина—генератор»:  $W_T$  – комплексный передаточный коэффициент турбины;  $W_E$  – комплексный передаточный коэффициент возбуждателя

$W_{AER}^\omega(j\omega)$  – то же для канала регулирования АРВ по частоте;  $W_{AER}^U(j\omega)$  – то же для канала регулирования АРВ по напряжению.

Оптимизация настроек осуществляется на основе генетического алгоритма с использованием квадратичного критерия [9]:

$$J = \int_0^\Omega e^2(j\omega) d\omega \rightarrow \min, \quad (5)$$

где  $e(j\omega) = D^D(j\omega) - D^M(j\omega)$  – рассогласование между желаемым набором значений  $D^D(j\omega)$  и модельным набором  $D^M(j\omega)$  характеристических полиномов;  $\omega$  – текущее значение частоты из диапазона  $[0; \Omega]$ , определяемого «полосой пропускания» системы. В качестве желаемых могут использоваться полиномы Ньютона или Баттерворта.

Метод согласованной настройки АРВ и АРЧВ позволяет определить оптимальные коэффициенты настройки регуляторов для различных режимов работы СЭС и сформировать базу правил нечеткой системы управления. Для этого предлагается ис-

пользовать блок автонастройки с модулями идентификации режима и согласованной настройки регуляторов. На рис. 5 представлена структурная схема предлагаемой нечеткой системы управления.

Входными параметрами являются текущие значения напряжения  $U_g$ , частоты вращения ротора  $\omega_g$  и мощностей  $P_g, Q_g$  установки РГ. В результате работы системы определяются оптимальные для текущего режима коэффициенты настройки АРВ и АРЧВ. Подробное описание предлагаемой нечеткой системы управления настройкой АРВ и АРЧВ представлено в [12, 13].

**Результаты моделирования.** Моделирование проведено для схемы СЭС, показанной на рис. 6. В исследуемой СЭС две мини-ГЭС мощностью по 24 МВт работают на сосредоточенную промышленную нагрузку (предприятия лесопереработки), подключенную в узлах 1 и 2. Режим работы предприятий – односменный, и в часы вечернего максимума ЭЭС осуществляется выдача мощности по 15 МВт от каждого генератора в приемную систему (узел 3). Сеть выполнена гибкими симметричными токопроводами [16]. В качестве аварийного режима рассматривалось отключение линии 1–3.

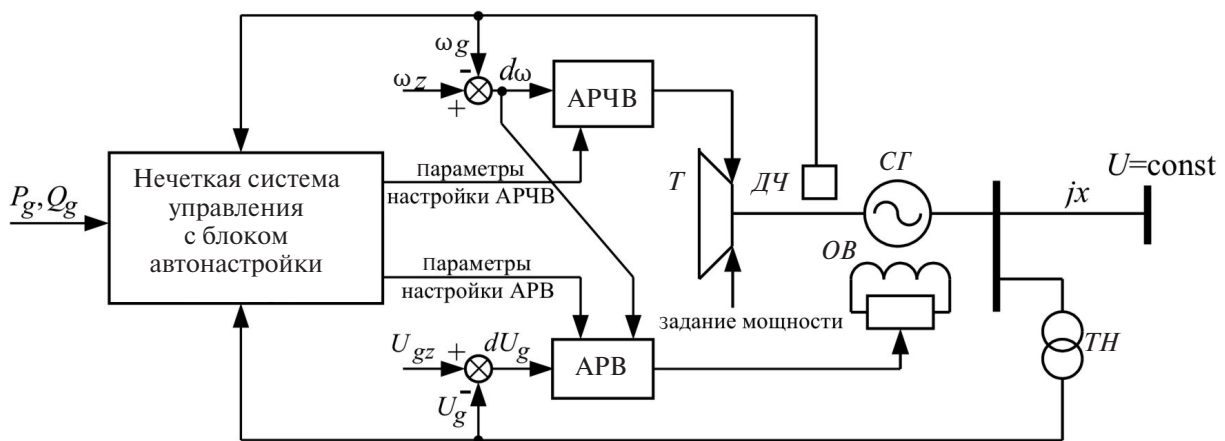


Рис. 5. Структурная схема нечеткой системы управления АРВ и АРЧВ установки РГ: ДЧ – датчик частоты; ОВ – обмотка возбуждения; СГ – синхронный генератор; Т – турбина; ТН – трансформатор напряжения

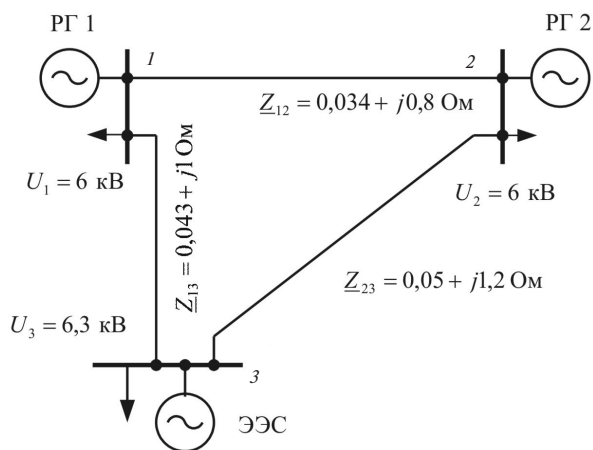


Рис. 6. Схема исследуемой сети

Результаты ввода послеаварийного режима в область устойчивости по заданной и кратчайшей траекториям, рассчитанным на основе уравнений (1) и (2), проиллюстрированы на рис. 7. В качестве исходного режима загрузки генераторов установок РГ рассматривается точка с координатами  $Y_0 = [20 \ 20]^T$ ; ввод на границу области устойчивости по заданной траектории представлен точкой  $Y_{L1} = [12,9 \ 20]^T$ , по кратчайшей траектории –  $Y_{L2} = [16,56 \ 16,45]^T$ ; дополнительная разгрузка генераторов, обеспечивающая необходимый запас устойчивости, отвечает точкам  $Y_{Z1} = [10,8 \ 17,85]^T$ ;  $Y_{Z2} = [14,34 \ 14,15]^T$  (рис. 7).

Многочисленные компьютерные эксперименты показали, что при использовании уравнений предельных режимов и стартового алгоритма, основанного на минимизации функционала невязок (3), обеспечивается надежный выход на нужную границу области устойчивости.

Дополнительно было проведено моделирование в системе MATLAB с учетом моделей АРВ и АРЧВ. Описание используемых моделей регуляторов представлено в [9, 12, 13]. Методом согласованной настройки были определены параметры регуляторов для трех режимов работы генераторов (режим минимальной, средней и максимальной загрузки генераторов), на основе чего составлена база правил нечеткой системы управления.

При работе установок РГ без регуляторов в случае отключения одной из связей система теряет устойчивость. Для обеспечения устойчивости послеаварийного режима необходимо выполнить разгрузку генераторов установок РГ. Согласованная настройка регуляторов и ее изменение в различных режимах работы генераторов установок РГ позволяют значительно улучшить показатели качества переходных процессов. Соответствующие осциллограммы напряжения, частоты и мощности устано-

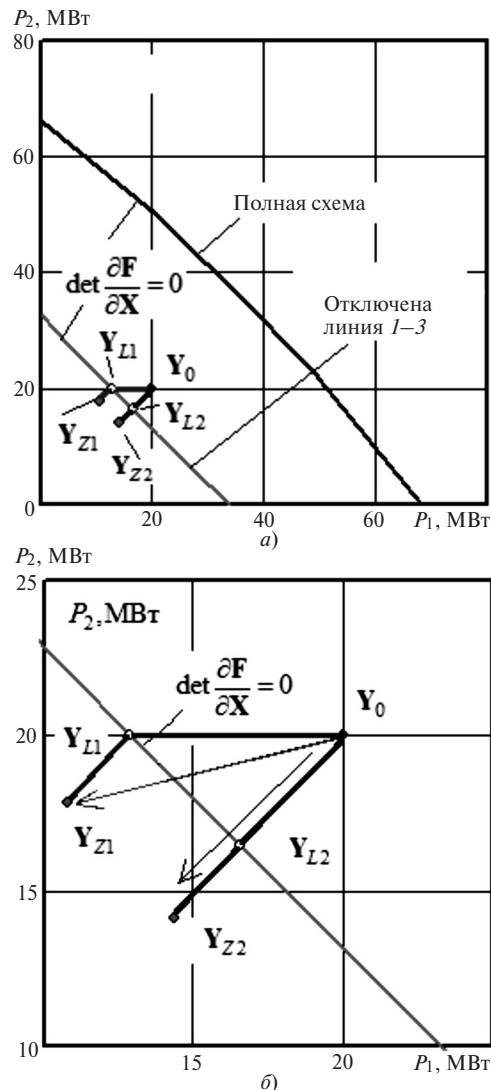


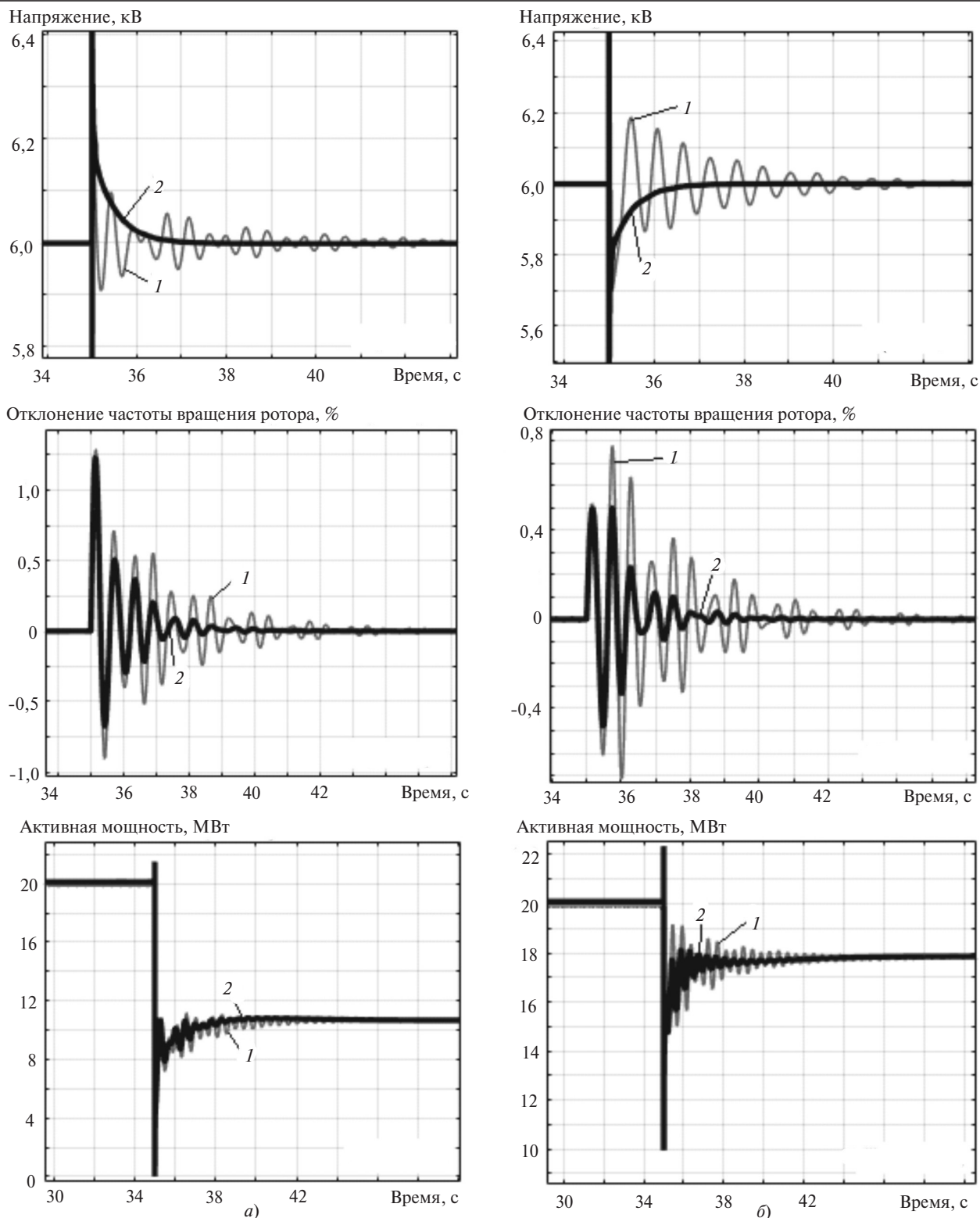
Рис. 7. Ввод режима в область устойчивости с использованием уравнений предельных режимов

вок РГ при отключении линии 1–3 представлены на рис. 8 и 9.

**Выводы.** 1. Эффективный ввод послеаварийного режима в область устойчивости может быть выполнен на основе уравнений предельных режимов с использованием стартового алгоритма, обеспечивающего выход режима на ближнюю границу области.

2. Согласованная настройка регуляторов генераторов позволяет сформировать качественный динамический переход по заданной траектории при выполнении разгрузки генераторов установок РГ в послеаварийном режиме.

3. Применение нечетких алгоритмов управления настройкой АРВ и АРЧВ дает возможность значительно улучшить качество переходных процессов напряжения, частоты и мощности при разгрузке генераторов установок РГ в послеаварийном режиме.



**Рис. 8.** Осциллограммы напряжения, частоты и мощности установок РГ при отключении линии 1–3 (ввод режима в область устойчивости по заданной траектории): а – для РГ1; б – для РГ2: 1 – без изменения коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ; 2 – нечеткое управление настройками АРВ и АРЧВ

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Иновационная** электроэнергетика–21/Под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. М.: ИЦ «Энергия», 2017, 584 с.
2. **Voropai N.I., Stychinsky Z.A.** Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universitdt, 2010, 223 p.

3. **Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В. и др.** Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах. Новосибирск: Наука, 2016, 332 с.

4. **Suslov K., Solonina N., Stepanov V.** A principle of power quality control in the intelligent distribution networks. International symposium on smart electric distribution systems and technologies – EDST 2015. Proceedings, 2015, pp. 260–264.

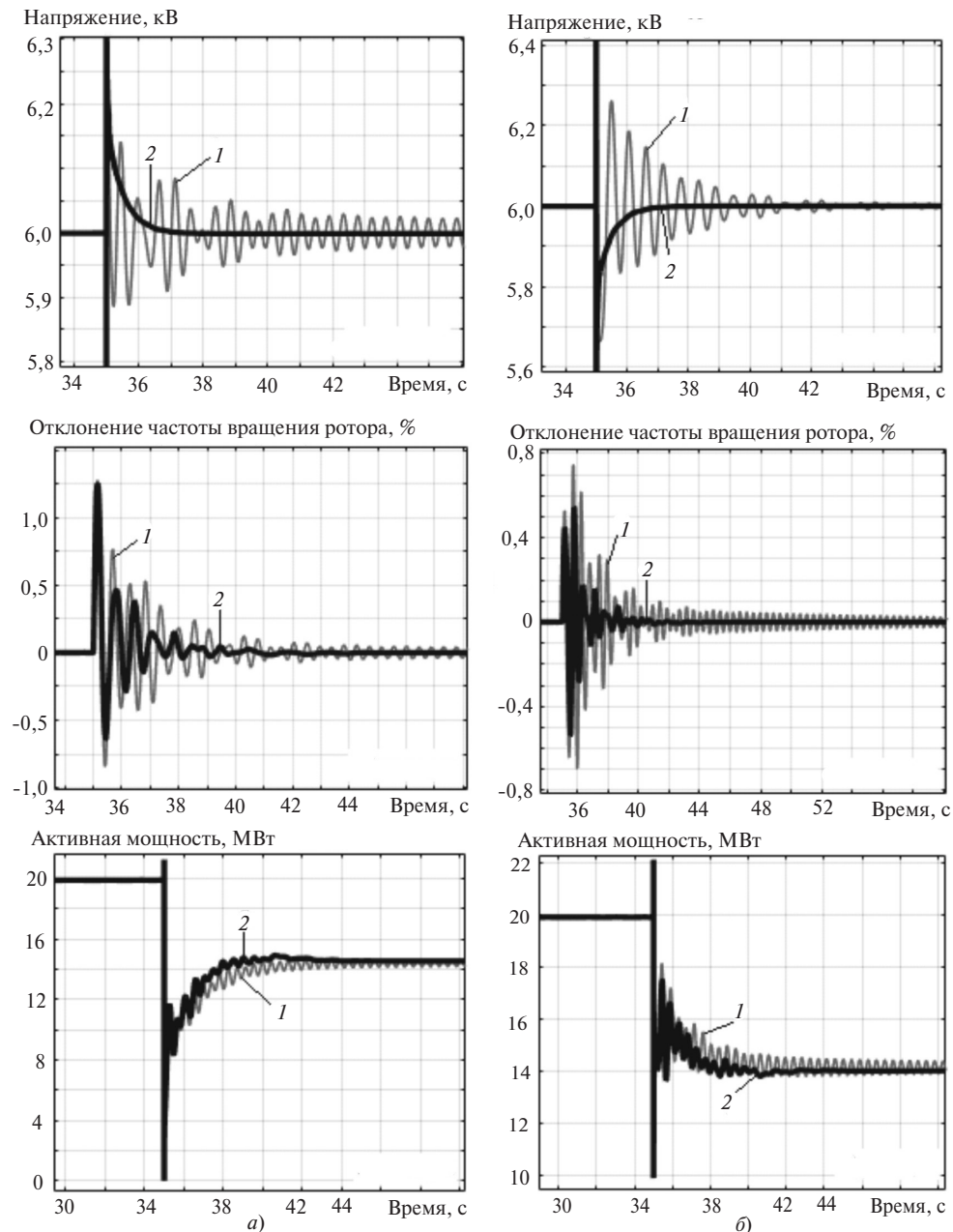


Рис. 9. Осциллограммы напряжения, частоты и мощности установок РГ при отключении линии 1–3 (ввод режима в область устойчивости по кратчайшей траектории): а – для РГ1; б – для РГ2: 1 – без изменения коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ; 2 – четкое управление настройками АРВ и АРЧВ

5. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974, 416 с.

6. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1987, № 3, с. 25–33.

7. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2012, 236 с.

8. Беляев А.Н., Смоловик С.В. Проектирование адаптивных автоматических регуляторов возбуждения с помощью нейронечеткого моделирования. — Электричество, 2002, № 3, с. 2–9.

9. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации. — Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, 2016, № 2, т. 63, с. 7–22.

10. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Parameters Optimization. — Telkomnika, 2013, vol. 11, No. 3, pp. 1524–1530.

11. Jaen-Cuellar A.Y., Romero-Troncoso R. de J., Morales-Velazquez L., Osornio-Rios R.A. PID-Controller Tuning Optimization with Genetic Algorithms in Servo Systems. — International Journal of Advanced Robotic Systems, 2013, vol. 10, pp. 324–337.

12. Kryukov A.V., Kargapol'cev S.K., Bulatov Yu.N., Skrypnik O.N., Kuznetsov B.F. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation. — Far East Journal of Electronics and Communications, 2017, т. 17, № 5, pp. 1127–1140.

13. Bulatov Yury N., Kryukov Andrey V. Neuro Fuzzy Control System for Distributed Generation Plants. Proceedings of the V International workshop «Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security» (IWCI 2018). Atlantis Press, Advances in Intelligent Systems Research, 2018, vol. 158, pp. 13–19.

14. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем. — Электричество, 2010, № 11, с. 3–11.

15. **Тарасов В.И.** Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 2002, 344 с.

16. **Семчинов А.М.** Токопроводы промышленных предприятий. Л.: Энергия, 1972, 200 с.

[28.11.2018]

*А в т о р ы:* **Булатов Юрий Николаевич** окончил Братский государственный университет в 2007 г. В 2012 г. защитил кандидатскую диссертацию «Методика оптимизации настроек автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов электростанций». Доцент, заведующий кафедрой

электроэнергетики и электротехники Братского государственного университета.

**Крюков Андрей Васильевич** окончил Восточно-Сибирский технологический институт в 1974 г. В 1998 г. защитил докторскую диссертацию «Методы определения предельных режимов и оценки запасов устойчивости сложных энергосистем для целей оперативного управления». Профессор кафедры электроэнергетики транспорта Иркутского государственного университета путей сообщения, профессор кафедры электроснабжения и электротехники Иркутского национального исследовательского технического университета.

*Elektrichestvo*, 2019, No. 2, pp. 18–25

DOI:10.24160/0013-5380-2019-2-18-25

## Emergency Control of Distributed Generation Plants

**BULATOV Yury N.** (*Bratsk State University, Bratsk, Russia*) – Associate Professor, Head of the Department, Cand. Sci. (Eng.)

**KRYUKOV Andrey V.** (*Irkutsk State University of Railway Engineering and Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*) – Professor, Dr. Sci. (Eng.)

*The article presents the results of investigations aimed at elaborating emergency control methods in the power supply systems equipped with distributed generation plants. The control outputs aimed at bringing the operation mode into the stability region were produced by changing the vector of controlled parameters along the specified trajectory and also along a trajectory corresponding to the shortest path from the point of initial mode to the limit hypersurface. The quality of dynamic processes in implementing the control outputs was ensured by coordinated tuning of the automatic excitation controllers (AEC) and automatic rotation frequency controllers (AFRC). It is shown proceeding from computer simulation results that the system can be efficiently brought into the stability region on the basis of limit mode equations by using a startup algorithm that brings the mode to the stability region's nearest boundary. By using fuzzy technologies to control the tuning of AEC and AFRC it is possible to organize high-quality dynamic transition during unloading of generator in the post-emergency operation mode.*

**Key words:** power supply systems, distributed generation plants, emergency control, computer modeling, limit operating mode equations, bringing into stability region

### REFERENCES

1. **Innovatsionnaya elektroenergetika-21** (An innovative electric power industry)/Edit. by V.M. Batenin, V.V. Bushuyev, N.I. Voropai. Moscow, Publ. Centre «Energiya», 2017, 584 p.
2. **Voropai N.I., Stychinsky Z.A.** Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010, 223 p.
3. **Voropai N.I., Kurbutskiy V.G., Tomin N.V. et al.** *Kompleks intellektual'nykh sredstv dlya predotvrashcheniya krupnykh avarii v energosistemakh* (A set of smart tools for preventing large accidents in power systems). Novosibirsk, Nauka, 2016, 332 p.
4. **Suslov K., Solonina N., Stepanov V.** A principle of power quality control in the intelligent distribution networks. International symposium on smart electric distribution systems and technologies, — EDST 2015. Proceedings, 2015, pp. 260–264.
5. **Iof'yev B.I.** *Avtomaticheskoe avariynoe upravleniye moshchnost'yu energosistem* (Emergency power control in power systems). Moscow, Energiya, 1974, 416 p.
6. **Kontorovich A.M., Kryukov A.V.** *Izv. AN SSSR. Energetika i transport – in Russ. (News of the USSR Academy of Sciences. Energetics and Transport)*, 1987, № 3, pp. 25–33.
7. **Kryukov A.V.** *Predel'nye rezhimy elektroenergeticheskikh sistem* (Limit operating modes of electric power systems). Irkutsk, IRGUPS, 2012, 236 p.
8. **Belyayev A.N., Smolovik S.V.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2002, No. 3, pp. 2–9.
9. **Bulatov Yu.N., Kryukov A.V.** *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gos. tekhn. universiteta – in Russ. (Scientific Bulletin of Novosibirsk State Technical University)*, 2016, No. 2, vol. 63, pp. 7–22.
10. **Chen Y., Ma Y., Yun W.** Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Parameters Optimization. — *Telkomnika*, 2013, vol. 11, No. 3, pp. 1524–1530.
11. **Jaen-Cuellar A.Y., Romero-Troncoso R. de J., Morales-Velazquez L., Osornio-Rios R.A.** PID-Controller Tuning Optimization with Genetic Algorithms in Servo Systems. — *International Journal of Advanced Robotic Systems*, 2013, vol. 10, pp. 324–337.
12. **Kryukov A.V., Kargapol'cev S.K., Bulatov Yu.N., Skrypnik O.N., Kuznetsov B.F.** Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation. — *Far East Journal of Electronics and Communications*, 2017, т. 17, № 5, pp. 1127–1140.
13. **Bulatov Yury N., Kryukov Andrey V.** Neuro Fuzzy Control System for Distributed Generation Plants. — *Proceedings of the Vth International workshop «Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security» (IWCI 2018)*. — Atlantis Press, Advances in Intelligent Systems Research, 2018, vol. 158, pp. 13–19.
14. **Ayuyev B.I., Davydov V.V., Yerokhin P.M.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2010, No. 11, pp. 3–11.
15. **Tarasov V.I.** *Teoreticheskiye osnovy analiza ustanovivshikhsya rezhimov elektroenergeticheskikh sistem* (Theoretical principles of analyzing steady-state operating conditions of electric power systems). Novosibirsk, Nauka, 2002, 344 p.
16. **Semchinov A.M.** *Tokoprovody promyshlennykh predpriyatii* (Current leads of industrial enterprises). Leningrad, Energiya, 1972, 200 p.

[28.11.2018]