

МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311, 621.331

DOI: 10.18324/2077-5415-2018-4-55-61

Моделирование процессов синхронизации и параллельной работы установок распределенной генерации с мощной промышленной сетью

Ю.Н. Булатов^{1a}, А.В. Крюков^{2,3b}, Нгуен Ван Хуан^{3c}¹Братский государственный университет, ул. Макаренко 40, Братск, Россия²Иркутский государственный университет путей сообщения, ул. Чернышевского 15, Иркутск, Россия³Иркутский национальный исследовательский технический университет, ул. Лермонтова 83, Иркутск, Россия^abulatovyura@yandex.ru, ^band_kryukov@mail.ru, ^chuanco.k7a@gmail.com^a<https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, ^b<https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>^c<https://orcid.org/0000-0002-7321-3969>

Статья поступила 02.11.2018, принята 5.11.2018

Современная электроэнергетика характеризуется активным использованием установок распределенной генерации (РГ), развитием концепции активных потребителей и управлением на базе интеллектуальных подходов. В статье рассматриваются установки РГ крупных промышленных потребителей, в качестве которых часто используются турбогенераторные установки (ТГУ) малой и средней мощности. С целью надежного технологического присоединения установок РГ к мощной системе электроснабжения (СЭС) требуется тщательная проработка задач синхронизации генераторов ТГУ и их параллельной работы с промышленной сетью. Эти задачи могут быть решены с использованием современных интеллектуальных технологий управления. Включение генератора ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью может сопровождаться толчками уравнительного тока и активной мощности, а также качаниями. Чтобы снизить указанные нежелательные явления, синхронный генератор ТГУ необходимо предварительно синхронизировать. В статье приводится описание модели СЭС крупного предприятия с установкой РГ на базе синхронного турбогенератора, а также результаты моделирования процессов синхронизации и параллельной работы генератора ТГУ с мощной промышленной сетью. Компьютерное моделирование процессов синхронизации и параллельной работы установки РГ с мощной промышленной сетью показывает, что автопрогно-стический регулятор частоты вращения ротора генератора позволяет значительно улучшить демпферные свойства и снизить инерционность турбогенераторной установки, подключаемой к СЭС промышленного предприятия. При этом метод точной синхронизации позволяет избежать неравномерных токов и толчков мощности при включении синхронного генератора ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью. Кроме того, при включении ТГУ на параллельную работу наблюдается существенное улучшение показателей качества электроэнергии в СЭС.

Ключевые слова: система электроснабжения; распределенная генерация; турбогенераторная установка; синхронизация; моделирование.

Simulation of synchronization processes and parallel operation of distributed generation plants with a powerful industrial network

Yu.N. Bulatov^{1a}, A.V. Kryukov^{2,3b}, Nguyen Van Huan^{3c}¹Bratsk State University; 40, Makarenko St., Bratsk, Russia²Irkutsk State Transport University; 15, Chernyshevsky St., Irkutsk, Russia³Irkutsk National Research Technical University; 83, Lermontov St., Irkutsk, Russia^abulatovyura@yandex.ru, ^band_kryukov@mail.ru, ^chuanco.k7a@gmail.com^a<https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, ^b<https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>^c<https://orcid.org/0000-0002-7321-3969>

Received 02.11.2018, accepted 5.11.2018

Modern electric power industry is characterized by active use of distributed generation (DG) plants, the development of the concept of active consumers and management based on intellectual approaches. The article discusses the plants of large-scale industrial consumers, for which turbogenerator plants (TGP) of small and medium power are often used. For the purpose of reliable technological connection of DG plants to a powerful power supply system (PSS), careful study of the tasks of synchronization of TGP generators and their parallel operation with an industrial network is required. These tasks can be solved using modern intelligent control technologies. The inclusion of a TGP generator for parallel operation with an industrial network can be accompanied by pushes of equalizing current and active power, as well as swings. To reduce these undesirable phenomena, the TGP synchronous generator must first be synchronized. The ar-

article describes the PSS model of a large enterprise with the DG plant based on a synchronous turbine generator, as well as the results of modeling the synchronization processes and parallel operation of the TGP generator with a powerful industrial network. Computer simulation of synchronization processes and parallel operation of a DG plant with a powerful industrial network shows that the auto-predictor control of the generator rotor speed can significantly improve the damping properties and reduce the inertia of the turbo generator plant connected to the PSS of an industrial enterprise. At the same time, the exact synchronization method allows avoiding equalizing currents and power jolts when the synchronous generator of the TGP is turned on for parallel operation with an industrial network. In addition, with the inclusion of TGP on parallel work there is a significant improvement in the quality of electricity in the PSS.

Keywords: power supply system; distributed generation; turbogenerator plant; synchronization; simulation.

Введение

Современная электроэнергетика характеризуется активным использованием установок распределенной генерации (РГ), развитием концепции активных потребителей и управлением на базе интеллектуальных подходов [1; 2]. Активные потребители могут быть разделены на промышленные и бытовые. В качестве первых выступают крупные промышленные предприятия, имеющие собственные источники генерации. К бытовым можно отнести системы «умный дом», «умный город» с интеллектуальными технологиями управления, учитывающими особенности их функционирования и запросы пользователей. Такие технологии могут быть построены, например, на основе нечеткой логики [3].

В статье рассматриваются установки РГ крупных промышленных потребителей. В качестве таких установок в России часто используются турбогенераторные установки (ТГУ) малой и средней мощности. С целью надежного технологического присоединения установок РГ к мощной системе электроснабжения (СЭС) требуется тщательная проработка задач синхронизации генераторов ТГУ и их параллельной работы с промышленной сетью. Эти задачи могут быть решены с использованием современных интеллектуальных технологий управления [3–15].

Включение генератора ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью может сопровождаться толчками уравнительного тока и активной мощности, а также качаниями. Чтобы снизить интенсивность этих нежелательных процессов, генератор необходимо предварительно синхронизировать. Широкое применение получили два метода включения синхронного генератора на параллельную работу с сетью: самосинхронизация и точная синхронизация. В статье приводится описание модели СЭС крупного предприятия с установкой РГ, а также результаты моделирования процессов синхронизации и параллельной работы генератора ТГУ с мощной промышленной сетью с использованием автосинхронизатора (АС) и современных систем управления.

Описание компьютерной модели СЭС с установкой РГ

Моделирование выполнялось применительно к СЭС крупного промышленного предприятия. В состав СЭС предприятия входят два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 6300 кВ·А, обеспечивающие питание секций шин 10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП). Основными потребителями электроэнергии рассматриваемого предприятия являются асинхронные двигатели (АД): два высоковольтных АД мощностью по 670 кВт каждый, а также большое количество низковольтных двигателей. Электрическая сеть предприятия является распределенной, и питание низковольтных АД осуществляется по воздушным и кабельным линиям 10 кВ с понижением напряжения до 0,4 кВ с помощью трансформаторов. В СЭС предприятия имеется ТГУ мощностью 3 125 кВ·А. При разработке модели СЭС была учтена эквивалентная статическая активно-индуктивная нагрузка на напряжениях 10 и 0,4 кВ. Модель исследуемой СЭС реализована в среде MATLAB с использованием пакетов имитационного моделирования Simulink и Sim Power Systems.

Дифференциальное уравнение, описывающее динамику процесса изменения мощности и момента на валу паровой турбины без промежуточного отбора пара, имеет следующий вид:

$$T_T \cdot \frac{dP_T}{dt} + P_T = \mu,$$

где P_T — мощность турбины; μ — открытие регулирующего органа; T_T — постоянная времени турбины, определяемая запаздыванием в преобразовании энергии пара в механическую энергию (в среднем T_T составляет 0,2 с).

Схема модели турбины, выполненная с использованием блоков Simulink, представлена на рис. 1. На вход ARS поступает сигнал с автоматического регулятора частоты вращения (АРЧВ), характеризующий открытие регулирующего клапана турбины. Второй блок модели обеспечивает ограничение механической мощности турбины в диапазоне от 0 до 1,1 о.е.

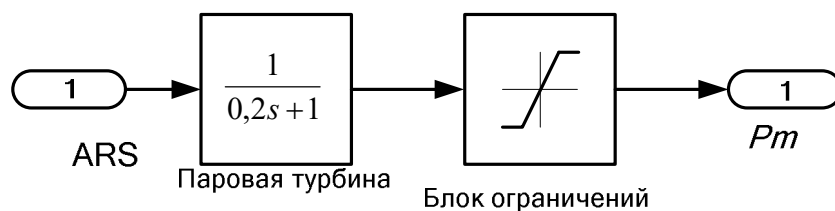


Рис. 1. Схема модели паровой турбины без промежуточного отбора пара: s — комплексная переменная

Система возбуждения генератора ТГУ моделируется аperiodическим звеном первого порядка с коэффициентом k_e , постоянной времени T_e и блоком ограничения напряжения. Кроме этого в модели учитывается усилитель с коэффициентом усиления k_a и постоянной

времени T_a . Структурная схема модели системы возбуждения представлена на рис. 2. При моделировании принимались следующие числовые значения параметров системы возбуждения: $k_a = 1$; $T_a = 0,001$; $k_e = 1$; $T_e = 0,025$.

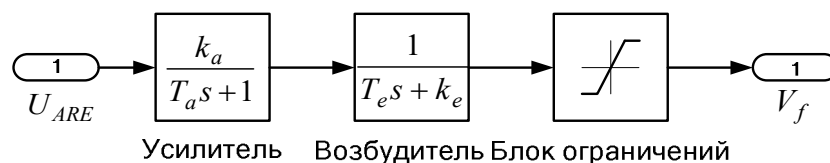


Рис. 2. Структурная схема модели системы возбуждения: U_{ARE} — сигнал, поступающий от АРВ; V_f — сигнал, поступающий из обмотку возбуждения генератора

Для стабилизации напряжения на выводах генератора ТГУ, демпфирования колебаний ротора, повышения устойчивости и устранения самораскачивания применяются АРВ сильного действия. В настоящее время разработаны и успешно эксплуатируются микропроцессорные АРВ [16].

Структурные схемы и описание используемых моделей АРВ и АРЧВ представлены в работах [17–19].

Для моделирования несимметрии и искажения формы кривой напряжения в СЭС использовалась модель стандартного трехфазного источника питания, установленного на шинах 110 кВ ГПП. Моделировались 3-я и 5-я гармоники питающего напряжения. Показатели качества электроэнергии (ПКЭ) в сети 110 и 10 кВ в виде коэффициентов несимметрии и гармонических составляющих, полученные в результате моделирования источника искажений, представлены в табл. 1 и на рис. 3.

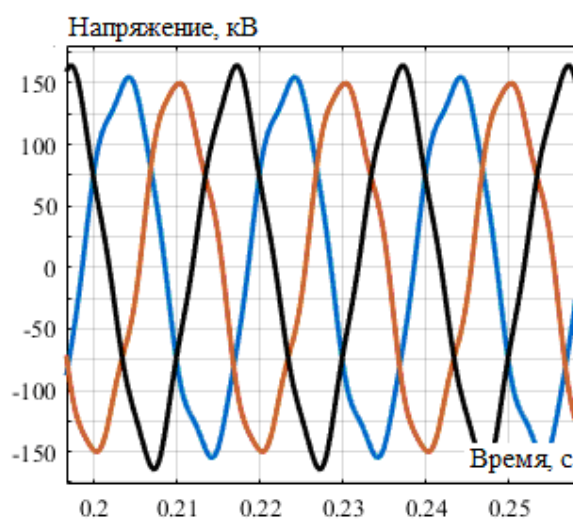


Рис. 3. Осциллограммы питающего напряжения на шинах 110 кВ

Таблица 1

Результаты моделирования ПКЭ в высоковольтной сети модели СЭС

Место измерений	$k_{2U}, \%$	$k_{UAB}, \%$	$k_{UBC}, \%$	$k_{UCA}, \%$
	100 %	100 %	100 %	100 %
110 кВ	2,00	6,38	7,42	6,77
Первый ввод 10 кВ	1,62	5,19	6,00	5,51
Второй ввод 10 кВ	1,53	4,92	5,68	5,21

Моделирование процесса самосинхронизации генератора ТГУ с сетью. При самосинхронизации генератора его ротор разгоняется турбиной до частоты вращения, близкой к синхронной, и без возбуждения включается в сеть. Затем на обмотку ротора подается напряжение, и возникающие в генераторе электрические моменты обеспечивают втягивание генератора в синхронизм. При последующем открытии регулирующего клапана турбины генератор начинает выдавать в сеть нагрузочный ток.

При моделировании процессов синхронизации использовался классический АРЧВ, представляющий собой пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор, а также автопрогностический АРЧВ, подробное описание которого представлено в работе [20]. Настройка АРВ и АРЧВ выбиралась, исходя из практических соображений.

Результаты моделирования процесса самосинхронизации генератора с сетью представлены на рис. 4 в виде сравнений осциллограмм механической мощности на валу турбины с классическим и автопрогностическим АРЧВ. При моделировании нагрузка генератора ТГУ составила 46 %. Осциллограммы токов генератора ТГУ представлены на рис. 5, где видно, что в момент подключения генератора возникает толчок тока (амплитуда тока генератора достигает в момент включения шестикратного значения рабочего тока).

По результатам моделирования можно отметить снижение инерционности объекта при использовании автопрогностического АРЧВ (время переходного процесса для механической мощности на валу турбины снижается в 3,33 раза), однако при этом несколько увеличивается величина перерегулирования.

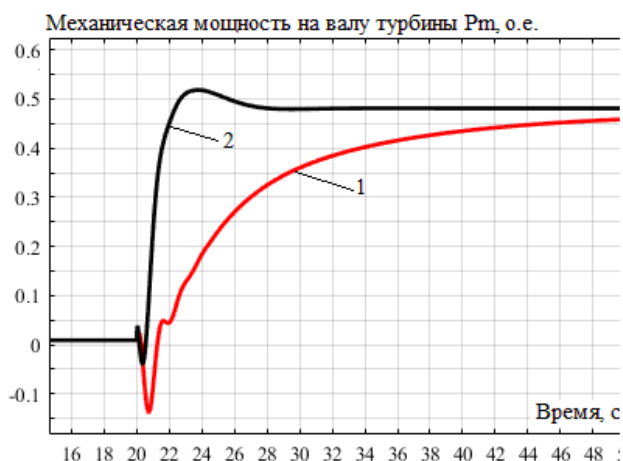


Рис. 4. Изменение механической мощности на валу турбины ТГУ: 1 — с использованием типового АРЧВ (время переходного процесса 20 с); 2 — с использованием автопрогностического АРЧВ (время переходного процесса 6 с)

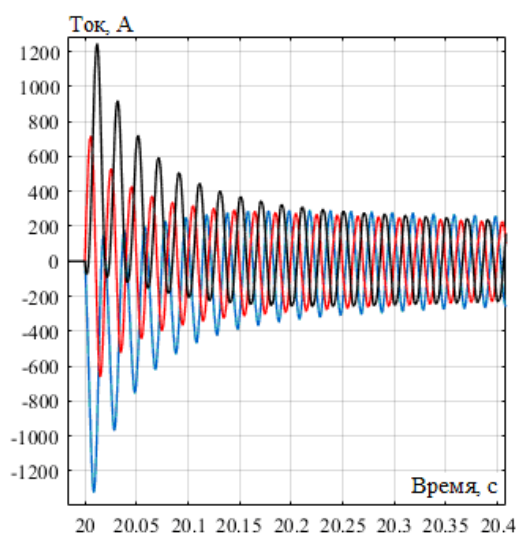


Рис. 5. Осциллограммы мгновенных значений фазных токов генератора ТГУ

Моделирование процесса точной синхронизации ТГУ с сетью. При точной синхронизации ротор генератора разгоняется турбиной и возбуждается. Перед включением генератора в сеть необходимо выполнить следующие условия:

- напряжение генератора подгоняется к напряжению сети;
- частота генератора выравнивается с частотой сети;
- выбирается момент времени, когда угол между векторами напряжения генератора и сети равен нулю.

Указанные условия проще выполнять автоматически, для чего была разработана модель автосинхронизатора, управляющего регуляторами и выключателем генератора. Схема модели АС представлена на рис. 6.

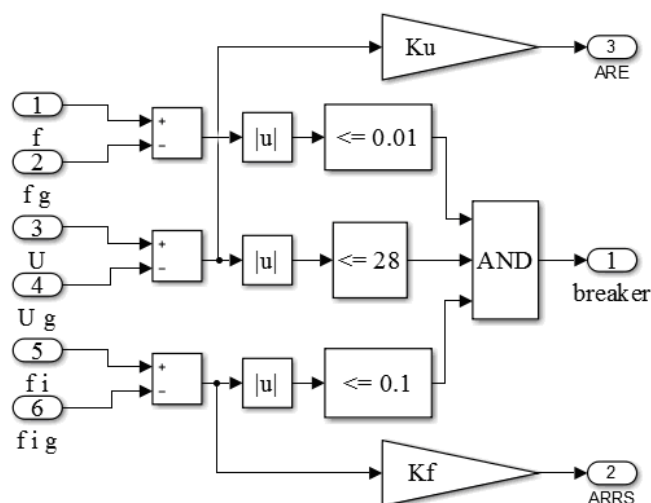


Рис. 6. Схема модели АС синхронного генератора в MATLAB

На входы 1 и 2 АС подается частота сети и генератора соответственно, на входы 3 и 4 — действующее значение напряжения сети и генератора. На входы 5 и 6 подается фаза напряжения сети и генератора. Затем определяются модули разностей частот, напряжений, фаз и проверяются следующие условия: разность частот не должна превышать 0,01 Гц; разность напряжений не должна превышать 28 В, что составляет 5 % от номинального напряжения; фазовый угол между векторами напряжений генератора и сети не должен превышать 0,1 эл. град. При выполнении всех условий на выходе логического элемента «и» формируется сигнал (логическая единица), разрешающий включение ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью (выход 1 breaker, рис. 6). Фиксация положения выключателя генератора «включен» выполняется при наличии тока, протекающего от генератора.

В процессе синхронизации АС воздействует на АРЧВ (выход 2 ARRS на рис. 6) и АРВ (выход 3 ARE) через пропорциональные коэффициенты K_u и K_f сигналов рассогласования угла сдвига фаз и значений напряжений генератора и сети. Данное воздействие изменяет соответствующие уставки по частоте и напряжению регуляторов генератора. По результатам предварительных расчетов при моделировании были подобраны следующие коэффициенты АС: $K_u = 0,005$ и $K_f = 0,0001$.

Моделирование выполнялось при тех же условиях, что и при самосинхронизации. Результаты моделирования представлены на рис. 7–10 в виде осциллограмм частоты, токов и мощностей в СЭС. При моделировании нагрузка генератора ТГУ осуществлялась плавно, после включения на параллельную работу с промышленной сетью, и в итоге составила 70 %.

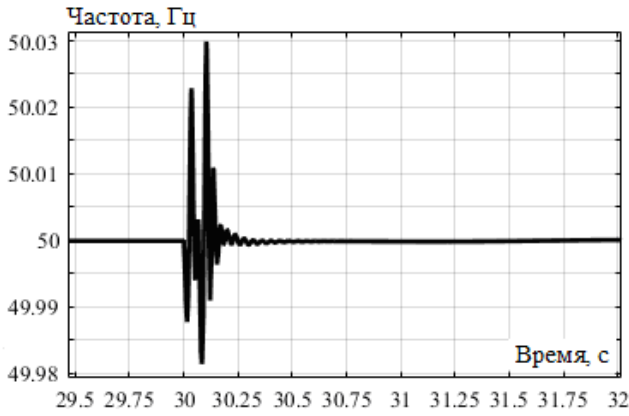


Рис. 7. Осциллограмма изменения частоты напряжения на шинах ТГУ

Метод точной синхронизации позволяет избежать уравнильных токов и толчков мощности при включении синхронного генератора ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью, что видно по приведенным на рис. 9 и 10 осциллограммам токов и мощностей. Необходимо отметить, что при точной синхронизации генератора с сетью значительно снижается отклонение частоты от номинального значения (рис. 8).

Загрузка генератора ТГУ до 70 % позволила в 7 раз снизить переток активной мощности от электроэнергетической системы (ЭЭС) по вводу 110 кВ за счет дополнительной мощности, поступающей от турбогенератора через ввод 10 кВ (рис. 10).

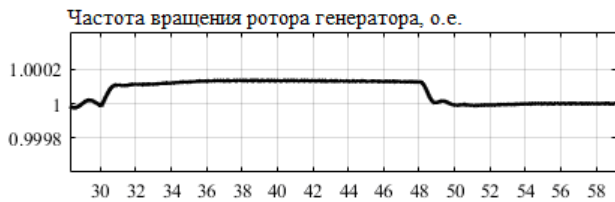
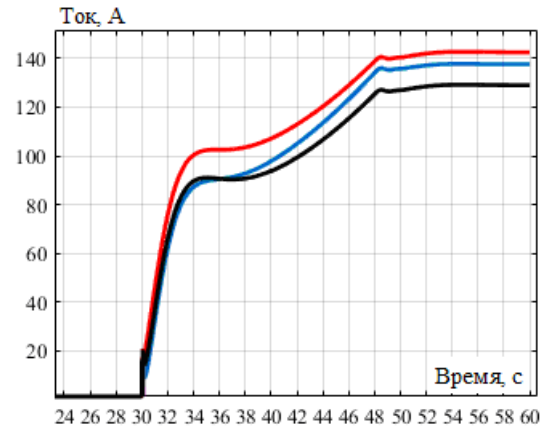
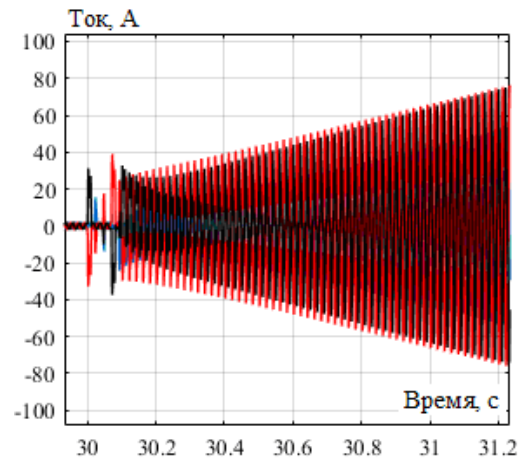


Рис. 8. Изменение частоты вращения ротора генератора ТГУ при точной синхронизации с сетью



а)



б)

Рис. 9. Осциллограммы действующих (а) и мгновенных (б) значений фазных токов генератора ТГУ

При включении генератора ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью и его загрузке до 70 % наблюдается заметное улучшение ПКЭ (табл. 2 и 3).

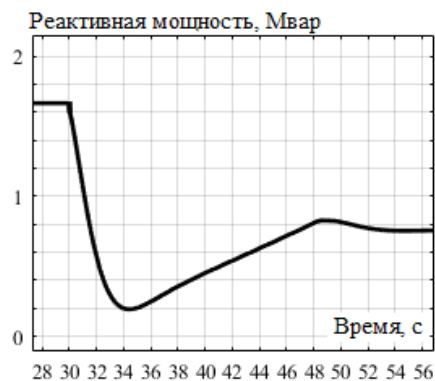


Рис. 10. Осциллограммы активной и реактивной мощностей на вводе 110 кВ

Коэффициенты гармоник и несимметрии по обратной последовательности на шинах 110 кВ, %

Режим СЭС		k_{2U} , %	k_{UAB} , %	k_{UBC} , %	k_{UCA} , %
1	Без ТГУ	2,00	6,38	7,42	6,77
2	При включенной ТГУ	1,86	5,61	6,48	6,14
Различие, %		7,0	12,1	12,7	9,3

Таблица 3

Коэффициенты гармоник и несимметрии по обратной последовательности на шинах 10 кВ, %

Режим СЭС		k_{2U} , %	k_{UAB} , %	k_{UBC} , %	k_{UCA} , %
1	Без ТГУ	1,53	4,92	5,68	5,21
2	При включенной ТГУ	1,22	3,91	4,49	4,17
Различие, %		20,3	20,5	21,0	20,0

Заключение

Результаты компьютерного моделирования позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение автопрогностического АРЧВ обеспечивает значительное улучшение демпферных свойств и снижение инерционности турбогенераторной установки, подключаемой к СЭС промышленного предприятия.

2. Автопрогностический АРЧВ синхронного генератора ТГУ может быть рекомендован для повышения эффективности системы регулирования частоты вращения ротора и управления регулирующими клапанами паровой турбины в процессе самосинхронизации генератора с сетью.

3. Метод точной синхронизации с использованием автосинхронизатора позволяет избежать уравнильных токов и толчков мощности при включении синхронного генератора ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью.

4. При включении ТГУ на параллельную работу с промышленной сетью наблюдается существенное улучшение ПКЭ:

- коэффициент несимметрии по обратной последовательности на шинах 110 кВ снижается на 7 %; аналогичный показатель для шин 10 кВ равен 20 %;
- суммарные коэффициенты гармоник на шинах 110 кВ уменьшаются на 9...12 %, а на шинах 10 кВ — на 20 %.

Литература

1. Morzhin Y.I., Shakaryan Y.G., Kucherov Y.N., Voropai N.I., Vasiliev S.N., Yadykin S.N. Smart Grid Concept for Unified National Electrical Network of Russia. Preprints of proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011, Manchester Dec. 5-7 2011. Manchester, GB: IEEE // The University of Manchester, 2011. Panel session 5 D. P. 1-5.

2. Волкова И.О., Губко М.В., Сальникова Е.А. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации // Проблемы управления. 2013. № 6. С. 53-61.

3. Седова Н.А., Седов В.А. Управление умным домом с использованием нечеткой логики // Энергетика, Информатика, Инновации-2016: сб. тр. междунар. науч.-технической конф. Смоленск, 2016. Т. 1. С. 336-339.

4. De Keyser R.M.C. A, Van De Velde P.H.G.A., Dumortier F.A.G. Comparative Study of Self-adaptive Long range Predictive Control Methods // Automatica. 1988. Vol. 24, Is. 2. P. 149-163.

5. Bulatov Y.N., Kryukov V.N. Neuro Fuzzy Control system for Distributed Generation Plants. Proceedings of the Vth Interna-

tional 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. P. 13-19.

6. Buchholz B.M., Styczynski Z.A. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. P. 396.

7. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Черепанов А.В. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии. Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 2015. 218 с.

8. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016. P. 1-6.

9. 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. P. 1127-1140.

10. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems // Far East Journal of Electronics and Communications. 2017. Vol. 17, № 5. P. 1197-1212.

11. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Parameters Optimization // Telkomnika, 2013. Vol. 11, № 3. P. 1524-1530.

12. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации // Научный вестник Новосиб. гос. техн. ун-та. 2016. № 2, Т. 63. С. 7-22.

13. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control, 2nd edition Springer, 2007. 405 p.

14. Wang J., Huang A.Q., Sung W., Liu, Y., Baliga B.J. Smart Grid Technologies // IEEE Industrial Electronics Magazine. 2009. Vol. 3, № 2. P. 16-23.

15. Ran Wang, Ping Wang, Gaoxi Xiao. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. Springer. 2018. 218 p.

16. Логинов А.Г., Фадеев А.В. Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила» // Электротехника. 2001. № 4. С. 66-70.

17. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Хынг Ч.З. Автоматические регуляторы для установок распределенной генерации // Системы Методы Технологии. 2014. № 3 (23). С. 108-116.

18. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Применение сетевых кластеров (microgrid) в системах электроснабжения железных дорог. Братск: БрГУ, 2016. 178 с.

19. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Интеллектуальная настройка регуляторов установок распределенной генерации // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2017. № 3 (7). С. 122-135.

20. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Автопрогностический регулятор частоты вращения ротора генератора установки распределенной генерации // Научный вестник НГТУ. 2017. № 1 (66). С. 15-25.

References

1. Morzhin Y.I., Shakaryan Y.G., Kucherov Y.N., Voropai N.I., Vasiliev S.N., Yadykin S.N. Smart Grid Concept for Unified National Electrical Network of Russia. Preprints of proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011, Manchester Dec. 5-7 2011. Manchester, GB: IEEE // The University of Manchester, 2011. Panel session 5 D. P. 1-5.
2. Volkova I.O., Gubko M.V., Sal'nikova E.A. Active consumer: the task of optimizing energy consumption and own generation // Problemy Upravleniya (Control Sciences). 2013. № 6. P. 53-61.
3. Sedova N.A., Sedov V.A. Managing a smart home using fuzzy logic // Energetika, Informatika, Innovacii-2016: sb. tr. mezhdunar. nauch.-tekhnicheskoy konf. Smolensk, 2016. T. 1. P. 336-339.
4. De Keyser R.M.C. A, Van De Velde Ph.G.A., Dumortier F.A.G. Comparative Study of Self-adaptive Long range Predictive Control Methods // Automatica. 1988. Vol. 24, Is. 2. P. 149-163.
5. Bulatov Y.N., Kryukov V.N. 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. P. 13-19.
6. Buchholz B.M., Styczynski Z.A. Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. P. 396.
7. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Cherepanov A.V. Intellectual power quality management technologies. Irkutsk: Izd-vo IrNITU, 2015. 218 p.
8. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016. P. 1-6.
9. 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. T. 17, № 5. P. 1127-1140.
10. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems // Far East Journal of Electronics and Communications. 2017. Vol. 17, № 5. P. 1197-1212.
11. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Parameters Optimization // Telkomnika, 2013. Vol. 11, № 3. P. 1524-1530.
12. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Application of the wavelet transform and genetic algorithms for tuning automatic regulators of distributed generators // Scientific Bulletin of NSTU. 2016. № 2, T. 63. P. 7-22.
13. Camacho E.F., Bordons S. Model Predictive Control, 2nd edition Springer, 2007. P. 405.
14. Wang J., Huang A.Q., Sung W., Liu, Y., Baliga B.J. Smart Grid Technologies // IEEE Industrial Electronics Magazine. 2009. Vol. 3, № 2. P. 16-23.
15. Ran Wang, Ping Wang, Gaoxi Xiao. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. Springer. 2018. 218 p.
16. Loginov A.G., Fadeev A.V. Microprocessor automatic regulator of the ARV-M type for the excitation systems of Electrosila // Russian Electrical Engineering. 2001. № 4. P. 66-70.
17. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Hyng Ch.Z. Automatic regulators for distributed generation plants // Systems Methods Technologies. 2014. № 3 (23). P. 108-116.
18. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Chan Zyuj Hyng. Network clusters (microgrid) in systems of power supply of the railroads. Bratsk: BrGU, 2016. 178 p.
19. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Intelligent tuning of distributed generators regulators // Informacionnye i matematicheskie tekhnologii v nauke i upravlenii. 2017. № 3 (7). P. 122-135.
20. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen Van Huan. Distributed generator rotor speed automatic prognostic controller // Scientific Bulletin of NSTU. 2017. № 1 (66). P. 15-25.