

УДК 621.311

## ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ИЗОЛИРОВАННО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Б.Б. Мукатов<sup>1</sup>, Н.А. Карджаубаев<sup>2</sup>, А.Г. Фишов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный диспетчерский центр Системного оператора

АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями»

<sup>2</sup>Новосибирский государственный технический университет

Исследуются схемно-режимные свойства изолированно работающих энергосистем (ИРЭС) с распределенной синхронной генерацией, связанной электрической сетью на генераторном напряжении. Обоснованы расчетные условия для проектирования и эксплуатации таких энергосистем – характерные режимы и возмущения с учетом особенностей обеспечения их устойчивости и живучести. В группу «нормативных» (ординарных) расчетных возмущений предлагается включать характерные для эксплуатации ИРЭС вероятные возмущения. Показана возможность обеспечения устойчивости ИРЭС при воздействии ординарных возмущений. В группу ненормативных (неординарных) возмущений предлагается включать маловероятные экстраординарные возмущения, а в ИРЭС должна быть обеспечена живучесть при их возникновении с разделением и последующим автоматическим восстановлением системы. Результаты моделирования режимов показывают, что в нормальной схеме во всех характерных режимах обеспечиваются устойчивость при расчетных возмущениях и результирующая устойчивость при экстраординарных возмущениях без вмешательства автоматики. При экстраординарных возмущениях автоматическое адаптивное деление сети является эффективным способом обеспечения функциональности энергосистемы за счет ее живучести с сохранением электроснабжения ответственных потребителей. По результатам моделирования сформулированы требования к системной и объектной автоматике изолированно работающих энергосистем.

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

DOI: 10.17212/1727-2769-2015-4-94-104

### Введение

Развитие малой генерации сопровождается трудностями в обеспечении надежности электроснабжения и энергоэффективности работы электростанций. Высокая чувствительность некоторых из них к динамическим изменениям нагрузки [1] ограничивает сферу их применения и затрудняет автономную работу [2–4].

Присоединение малой генерации к существующим сетям централизованного электроснабжения вызывает необходимость значительной и дорогостоящей реконструкции подстанций, автоматики, релейной защиты и системы оперативного управления режимами сети из-за роста токов короткого замыкания, возникновения реверсивности перетоков мощности, необходимости использования направленных защит [5].

Объединение малой генерации в изолированно работающие энергосистемы (ИРЭС), находящиеся на территории централизованного электроснабжения, позволяет извлечь основные системные преимущества, а также обеспечить взаимное резервирование объектов электроснабжения как самой ИРЭС от Единой энергосистемы, так и наоборот.

Создание ИРЭС дает возможность легко подключать к ней как новых потребителей, так и новых источников малой генерации.

В традиционных больших энергосистемах требования по обеспечению устойчивости параллельной работы электростанций отражены в руководящих указаниях по устойчивости и противоаварийной автоматике. Применительно к ИРЭС необходимо разработать специальные требования, учитывающие их схемно-режимные особенности, в том числе малую механическую инерционность генерирующих блоков.

### 1. Постановка задачи

Настоящая работа посвящена анализу особенностей схемно-режимных свойств ИРЭС с электрической сетью на генераторном напряжении для обоснования требований по обеспечению устойчивости параллельной работы генераторов и надежности электроснабжения потребителей. Следует отметить, что использование системообразующей сети на генераторном напряжении делает ее малозатратной как по капитальным вложениям, так и по эксплуатационным расходам.

Выявление схемно-режимных свойств таких ИРЭС необходимо производить с учетом применения для объединения станций линий электропередачи (ЛЭП) в кабельном исполнении и закрытых распределительных устройств (ЗРУ). При этом нормативные возмущения, обоснованные для системообразующей сети, не могут рассматриваться в качестве расчетных в ИРЭС и должны быть переопределены. Наиболее вероятными расчетными возмущениями в ИРЭС являются короткие замыкания (КЗ) в сети 0,4 кВ, так как кабельные линии (КЛ) 10 кВ и закрытые распределительные устройства (ЗРУ) являются надежными элементами системы. В качестве расчетных возмущений также следует принять коммутации фидеров и отключения энергоблоков на объектах малой генерации.

Отключения системообразующих КЛ и ЗРУ можно рассматривать как экстраординарные возмущения, сохранение устойчивости режимов электроэнергетической системы (ЭЭС) для которых не является обязательным условием при проектировании системы.

### 2. Анализ схемно-режимных свойств ИРЭС Академическая

Таким образом, расчетными (вероятными) возмущениями для ИРЭС, для которых должна быть обеспечена устойчивость параллельной работы генераторов, являются:

- коммутации нагрузочных фидеров в электрической сети 10 кВ;
- трехфазные КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4;
- аварийное отключение энергоблоков.

Расчетными экстраординарными (маловероятными) возмущениями, для которых должна быть обеспечена живучесть энергосистемы с автоматическим восстановлением параллельной работы генераторов и электростанций, являются:

- трехфазные короткие замыкания в электрической сети 10 кВ с отключением линий;
- отключения кабельных линий системообразующего контура электрической сети 10 кВ;
- короткие замыкания в распределительных устройствах с погашением шин.

Помимо расчетных возмущений необходимо задать и расчетные условия (режимы ИРЭС), так как влияние возмущений на режим ИРЭС в разных режимах энергосистемы различно.

В качестве расчетных условий следует выделить шесть групп режимов: *нормальные режимы средней загрузки электрической сети (ЭС)* с высокими запасами

ми генерирующей мощности и пропускной способности сети, *нормальные режимы высокой загрузки ЭС со сниженными запасами генерации, нормальные режимы высокой загрузки сети, нормальные режимы малой загрузки энергосистемы, ремонтные режимы с ослабленной системообразующей сетью, ремонтные режимы с дефицитом мощности.*

В соответствии с обоснованными расчетными условиями был проведен анализ схемно-режимных свойств энергосистемы с распределенной малой генерацией на примере проектируемой ИРЭС Академическая (г. Новосибирск).

ИРЭС (рис. 1) представляет собой кольцевую схему, образованную КЛ 10 кВ с тремя источниками генерации. Электроснабжение части нагрузки на ПС Сосновка, Шлюзовая и Сеятель осуществляется от районной распределительной электрической сети (РРЭС), другая часть, работая в составе ИРЭС, получает электроэнергию от малой генерации.

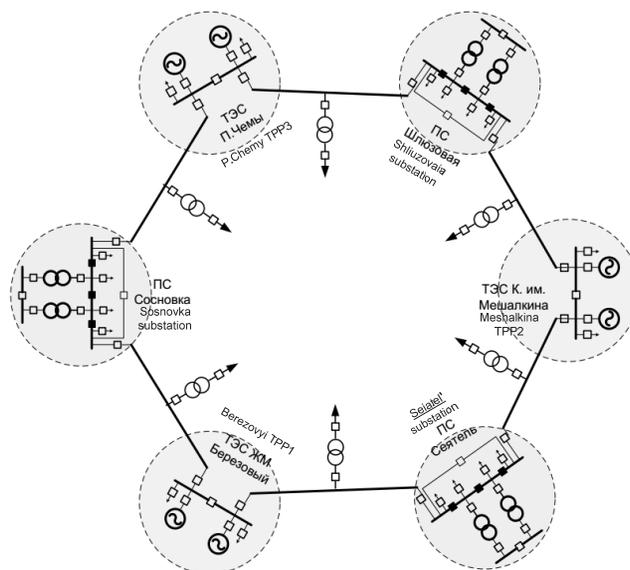


Рис. 1 – Принципиальная структура электрической части ИРЭС

Fig. 1 – The basic structure of the electrical part of isolated power grid (IPG)

От ПС 10 кВ отходят фидеры до трансформаторных пунктов (ТП), где напряжение снижается до 0,4 кВ. КЛ обладают малым сопротивлением ввиду их малой протяженности. Сети 10 кВ и 0,4 кВ связаны понижающими трансформаторами со значительным сопротивлением.

Структура ИРЭС является надежной, каждый узел имеет двухстороннее электроснабжение. Схемы распределительных устройств обладают комбинаторикой, позволяющей переводить часть нагрузки на электроснабжение от малой генерации или от РРЭС (в качестве аварийного резервирования), сохраняя или разрывая кольцевую схему.

Объекты малой генерации ИРЭС: ТЭС жилого массива Березовый (далее ТЭС1), ТЭС клиники имени Мешалкина (далее ТЭС2), ТЭС площадки Правые Чемы (далее ТЭС3) различны по составу оборудования и динамическим характеристикам. Энергоблоки ТЭС1 характеризуются высокой чувствительностью к динамическим изменениям нагрузки, что значительно осложняет задачу обеспечения функциональности и живучести ИРЭС.

Рассмотрим нормальные режимы максимальной загрузки ИРЭС и максимальной загрузки сети в часы максимума (рис. 2) и минимума потребления (рис. 5) соответственно, при возникновении расчетных возмущений.

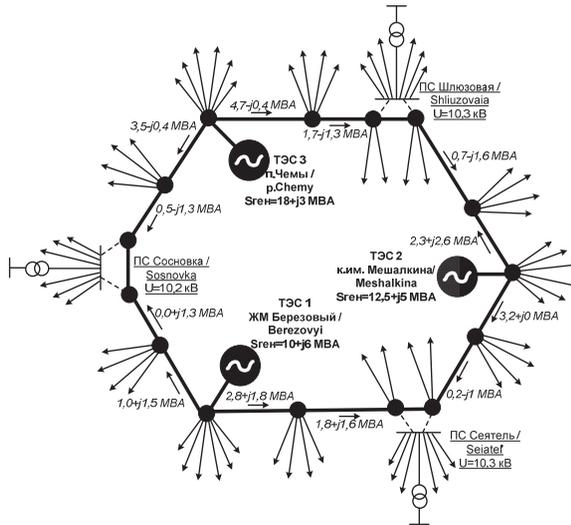


Рис. 2 – Режим максимальной загрузки ИРЭС. Максимум потребления

Fig. 2 – Mode of maximum IPG load. Maximum of consumption

Результаты моделирования режимов ИРЭС при возникновении расчетных возмущений показывают, что устойчивость параллельной работы генераторов ИРЭС сохраняется в максимальном и минимальном режиме. При этом значения изменений мощности генерации ТЭС1 не превышают значений, приводящих к отключению станции, за исключением отключения блока на самой ТЭС1 (при отключении блока изменение генерации на работающих блоках составляет по 170 кВт). При отключении ТЭС1 синхронная работа ТЭС2 и ТЭС3 сохраняется (рис. 3).

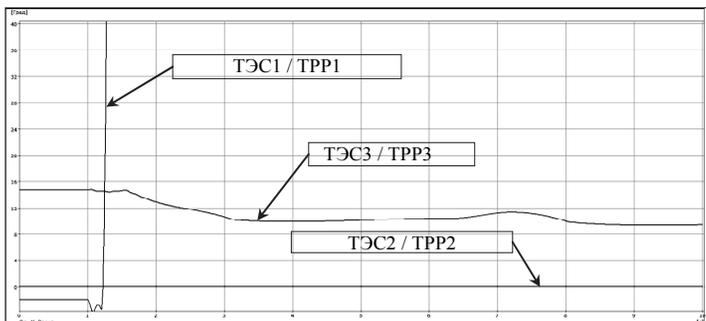


Рис. 3 – Углы роторов генераторов (относительно ротора ТЭС2) при отключении ТЭС1

Fig. 3 – The generator rotor angles (relatively the rotor TPP2) when TPP1 was disconnected

Некоторые расчетные экстраординарные возмущения при трехфазных коротких замыканиях приводят к нарушению устойчивости. На рис. 4 показаны углы

роторов генераторов при трехфазном КЗ на КЛ 10 кВ ТЭС3-Шлюзовая с учетом отключения ТЭС1 защитами станции из-за недопустимого изменения генерации.

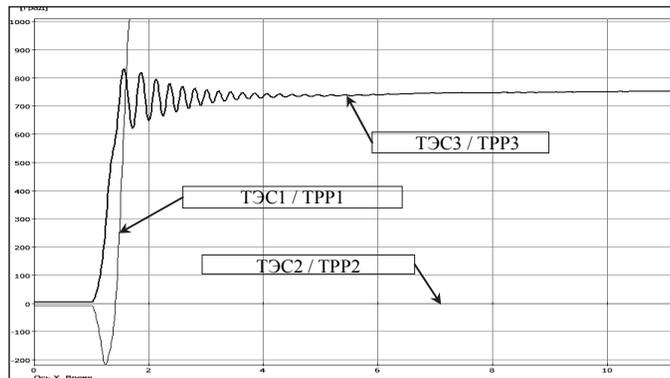


Рис. 4 – Углы роторов генераторов при КЗ на КЛ ТЭС3-Шлюзовая с учетом отключения ТЭС1

Fig. 4 – The generator rotor angles when short-circuit on the cable power line (CL) TPP3-Shliuzovaia was occurred with disconnected of TPP1

На рис. 4 видно, что в период КЗ вблизи ТЭС3 ротор ТЭС3 проворачивается относительно ТЭС2 на  $800^\circ$ . После отключения КЗ вместе с КЛ ТЭС3 и ТЭС2 синхронная работа станций восстанавливается.

Аналогично при КЗ в распределительных устройствах с погашением шин обеспечивается результирующая устойчивость после отключения КЗ вместе с частью генерации и потребителей.

Таким образом, в режимах нагруженной системы в нормальной схеме устойчивость обеспечивается при расчетных возмущениях и результирующая устойчивость – при экстраординарных возмущениях без вмешательства автоматики.

На рис. 5 показан режим максимальной загрузки сети при ремонте КЛ ТЭС2-Шлюзовая в режиме минимума потребления.

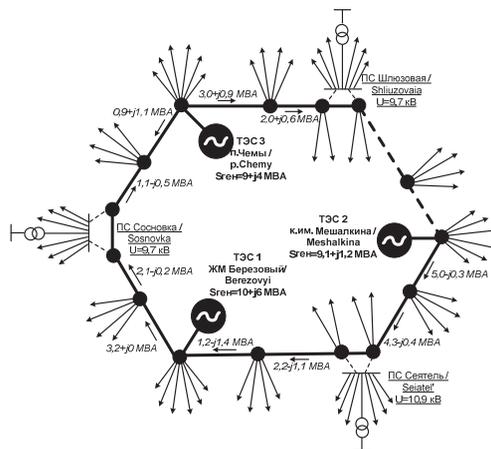


Рис. 5 – Режим максимальной загрузки сети при минимальном потреблении в ИРЭС

Fig. 5 – Mode of the maximum network load at minimum IPG consumption

При возникновении трехфазного КЗ на КЛ 10 кВ ТЭС3-Шлюзовая с отключением КЛ возникает асинхронный ход и условия для отключения ТЭС1. Графики переходного процесса представлены на рис. 6, 7.

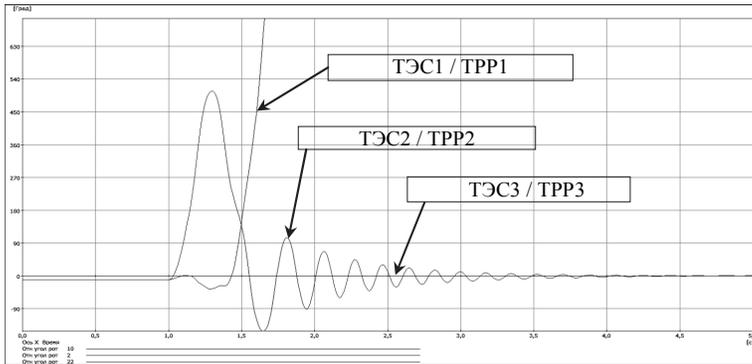


Рис. 6 – Углы роторов генераторов с учетом отключения ТЭС1

Fig. 6 – The generator rotor angles with disconnected of TPP1

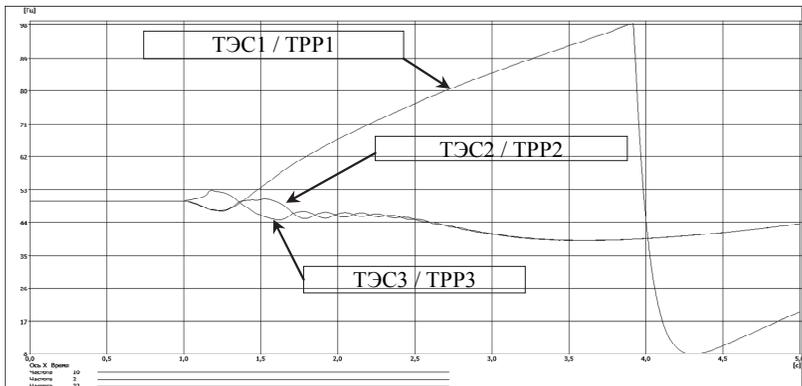


Рис. 7 – Частота в узлах генерации

Fig. 7 – The frequency of the generation nodes

### 3. Противоаварийная автоматика

Проведенные исследования показали, что для сохранения максимальной функциональности ИРЭС при экстраординарных возмущениях целесообразно использовать автоматику адаптивного (максимально сбалансированного) деления системы. Выполнив деление в сечении КЛ ТЭС3-Сосновка на ПС Сосновка и КЛ ТЭС1-Сеятель в РУ ТЭС1 с переводом питания ПС Сосновка и РУ ТЭС1 от РРЭС можно избежать глубокого снижения частоты (до 39 Гц) (рис. 8, 9) и минимизировать ограничения потребителей. Объем нагрузки, переведенной при реконфигурации сети на электроснабжение от РРЭС (ПС Сосновка и РУ ТЭС1) равен 5 МВт (рис. 10).

Моделирование работы АЧР объемом 5 МВт показывает эффективность частотной разгрузки, что позволяет исключить необходимость реконфигурации подсистемы. Однако экстраординарные возмущения приводят к значительным изменениям потоков распределения и дисбалансам мощности. С учетом малой

инерционности электростанций дисбалансы приводят к большим отклонениям по частоте, что в свою очередь может привести к отказу или неэффективности автоматики частотной разгрузки. В данном случае сбалансированное деление является более надежным средством обеспечения живучести подсистем. При реконфигурации с использованием резервного питания от РРЭС отключение потребителей можно исключить полностью.

Использование централизованной автоматики предотвращения устойчивости (АПНУ) в ИРЭС представляется неэффективным, так как она не способна обеспечить необходимый уровень надежности в условиях неполной наблюдаемости, чрезвычайной сложности и необходимости постоянной корректировки сценариев ее работы, а также мониторинга наличия объемов управляющих воздействий.

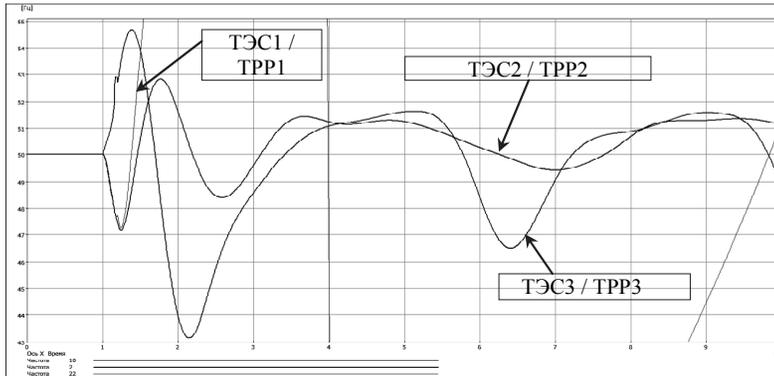


Рис. 8 – Частота в узлах генерации с учетом деления (отключение КЛ ТЭС3-Сосновка на ПС Сосновка и КЛ ТЭС1-Сеятель в РУ ТЭС1 с переводом питания ПС Сосновка и РУ ТЭС1 от РРЭС суммарно 5 МВт)

Fig. 8 – The frequency of the generation nodes with division (disconnection of CL TPP 3-Sosnovka on the Sosnovka substation and CL TPP 1- Seiatel' on the TPP 1 with transfer of load of Sosnovka and Seiatel' substations to grid. Total load – 5 MW)

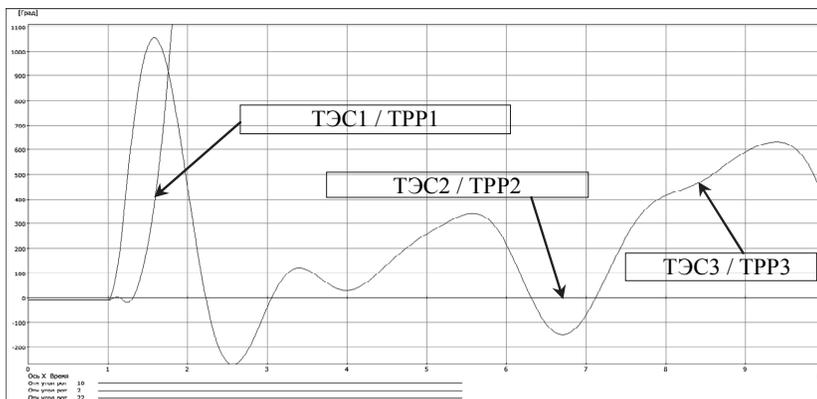


Рис. 9 – Углы роторов генераторов с учетом деления (отключение КЛ ТЭС3-Сосновка на ПС Сосновка и КЛ ТЭС1-Сеятель в РУ ТЭС1 с переводом питания ПС Сосновка и РУ ТЭС1 от РРЭС)

Fig. 9 – The angles of the generation nodes with division (disconnection CL TPP3-Sosnovka on the Sosnovka substation and CL TPP 1- Seiatel' on the TPP 1 with transfer of load of Sosnovka and Seiatel' substations to grid)

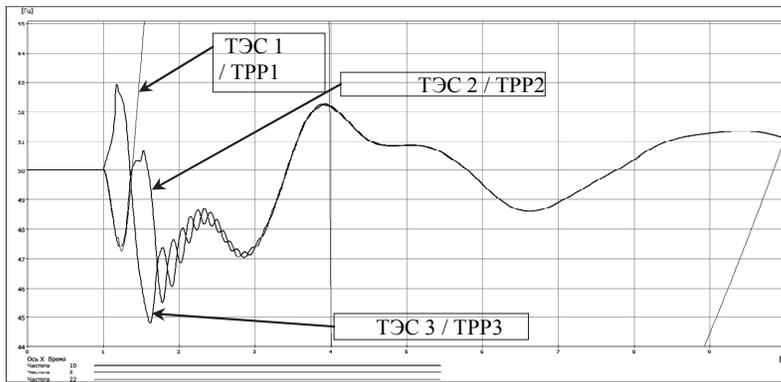


Рис. 10 – Углы роторов генераторов с учетом работы АЧР без деления (суммарно отключенная нагрузка 5 МВт)

Fig. 10 – The angles of the generator rotors, with load shedding and without net division (total shedding load – 5 MW)

*В результате можно сформулировать следующие требования к системной и объектной автоматике ИРЭС.*

При возникновении больших возмущений режима, представляющих угрозу нарушения динамической устойчивости, должно быть предусмотрено автоматическое максимально сбалансированное разделение энергосистемы, что также минимизирует риск отключения малой генерации технологическими защитами из-за изменения нагрузки. После разделения ИРЭС каждая из отделившихся станций должна автоматически переходить в режим полноценной автономной работы. Выбор сечения и реализация деления в качестве противоаварийного управления должны осуществляться автоматикой селективного деления.

При невозможности сбалансированного деления для предотвращения снижения частоты необходимо автоматическое ограничение недопустимого снижения частоты как в ИРЭС в целом, так и в каждой из отделившихся частей за счет отключения части нагрузки с ее последующим включением по мере ввода резервных мощностей и нормализации частоты.

Для обеспечения функциональности ИРЭС каждый энергоблок должен быть оснащен регулятором скорости и возбуждения, блокировкой от несинхронных включений источников на параллельную работу.

При наличии протяженных электрических связей между электростанциями необходим автоматический контроль ограничений по статической устойчивости с ограничением выдаваемой электростанциями мощности [6, 7].

Напряжение на шинах электростанции должно поддерживаться с учетом падения напряжения в прилегающей сети, т. е. уставки регуляторов напряжения должны корректироваться по совокупности напряжений в контрольных пунктах сети [8, 9].

Для обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей должно быть предусмотрено автоматическое формирование очередностей отключения и обратного включения электроприемников с учетом их категоричности, а также величины нагрузки в предаварийном режиме.

### **Заключение**

ИРЭС на базе распределенной малой генерации повышают энергобезопасность территории, энергоэффективность системы энергоснабжения, создают альтернативу традиционной централизованной энергетике.

При небольших длинах и использовании кабельных линий электропередачи в ИРЭС с малой генерацией динамическая устойчивость параллельной работы электростанций сохраняется при всех видах расчетных возмущений без осуществления противоаварийного управления.

При экстраординарных (сверхнормативных) возмущениях автоматическое селективное деление сети является эффективным способом поддержания функциональности энергосистемы, обеспечивая ее живучесть с сохранением электроснабжения ответственных потребителей и созданием условий быстрого восстановления нормального режима.

При наличии примыкания сети ИРЭС к подстанциям централизованного энергоснабжения реконфигурация сети средствами автоматического ввода резервного питания с переводом питания части нагрузки ИРЭС на подстанции централизованной системы и наоборот обеспечивает повышение надежности электроснабжения в каждой из систем энергоснабжения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. **Илюшин П.В., Кучеров Ю.Н.** Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 2–7.
2. **Илюшин П.В.** Возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей от объектов распределенной генерации [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.cigre.ru/research\\_commitets/ik\\_rus/c6\\_rus/base/Foto\\_2015\\_03\\_27/4\\_IlyshinPV.pdf](http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c6_rus/base/Foto_2015_03_27/4_IlyshinPV.pdf) (дата обращения: 17.12.2015).
3. **Илюшин П.В.** Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. – 2015. – № 1. – С. 58–62.
4. **Чусовитин П.** Обобщение мировых тенденций развития распределительных сетей (по итогам участия в 45-й сессии СИГРЭ) [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.cigre.ru/activity/session/session\\_2014/docs/Chusovitin\\_report.pdf](http://www.cigre.ru/activity/session/session_2014/docs/Chusovitin_report.pdf) (дата обращения: 17.12.2015).
5. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities / J.A.P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // *Electric Power Systems Research*. – 2007. – Vol. 77, iss. 9. – P. 1189–1203. – doi: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.
6. Патент 2500061, Российская Федерация, МПК Н 02 Н. Способ контроля запасов устойчивости режима синхронных электрических машин, включенных в электрическую сеть / А.Г. Фишов; заявитель и патентообладатель Новосибирский государственный технический университет. – № 2011149250; заявл. 02.12.11; опубл. 27.11.13, Бюл. № 33. – 10 с.
7. Stability monitoring and control of generation based on the synchronized measurements in nodes of its connection / A. Fishov, M. Shiller, A. Dekhterev, V. Fishov // *Journal of Energy and Power Engineering*. – 2015. – Vol. 9, no. 1. – P. 59–67.
8. Патент 2561945, Российская Федерация, МПК Н 02 3/12. Способ регулирования напряжения узла электрической сети и узлов, прилегающих к нему / С.Т. Исмоилов, А.Г. Фишов; заявитель и патентообладатель Новосибирский государственный технический университет. – № 2014118182; заявл. 05.05.14; опубл. 10.09.15, Бюл. № 25. – 7 с.
9. **Исмоилов С.Т., Труфакин С.С., Фишов А.Г.** Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4 Международная научно-техническая конференция, Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.: аннотации докладов. – Екатеринбург, 2013. – С. 99–100.

## FEATURES OF PROVIDING RELIABLE POWER SUPPLY IN ISOLATED POWER GRIDS WITH DISTRIBUTED GENERATION

Mukatov B.B.<sup>1</sup>, Kardzhaubayev N.A.<sup>2</sup>, Fishov A.G.<sup>2</sup>

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

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

This paper investigates scheme-modal properties of isolated power grids (IPG) with distributed generation working at the generator voltage. General conditions for the design and operation of IPG – specific modes and disturbances with regard to the particularities providing IPG survivability were specified. The authors believe that typical IPG disturbances must be included in the standard (ordinary) group of events. The possibility of providing the IPS stability and survivability when it is exposed to ordinary perturbation was shown. Low probability extraordinary perturbation must be included in the group of non-normative (extraordinary) disturbances. The IPS survivability must be provided by division and automatic restoration when extraordinary disturbances occur. The simulation results obtained without using automation show that standard disturbances in all normal scheme modes do not break the system stability and do not break the resulting system stability when extraordinary disturbances occur. The automatic selective division of the network is an effective way to ensure its functionality due to IPS survivability, with providing power supply to important consumers. According to the results of modeling the requirements to the system and object automation of isolated power systems were formulated.

*Keywords:* Isolated power grids; distributed generation; power grid functionality; reliability, survivability, division and restoration of nets.

DOI: 10.17212/1727-2769-2015-4-94-104

### REFERENCES

1. Ilyushin P.V., Kucherov Yu.N. Podkhody k otsenke vozmozhnosti obespecheniya nadezhnogo elektrosnabzheniya potrebiteli za schet stroitel'stva ob'ektov raspredelennoi generatsii [Approaches to assessing of the possibility to reliable energy supply providing by the construction of distributed generation]. *ELEKTRO. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'*, 2014, no. 5, pp. 2–7. (In Russian)
2. Ilyushin P.V. *Vozmozhnost' obespecheniya nadezhnogo elektrosnabzheniya potrebiteli ot ob'ektov raspredelennoi generatsii* [The ability to provide energy supply reliable from distributed generation]. Available at: [http://www.cigre.ru/research\\_commitets/ik\\_rus/c6\\_rus/base/Foto\\_2015\\_03\\_27/4\\_IlyushinPV.pdf](http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c6_rus/base/Foto_2015_03_27/4_IlyushinPV.pdf) (accessed 17.12.2015)
3. Ilyushin P.V. Problemye tekhnicheskie voprosy raboty ob'ektov raspredelennoi generatsii v sostave energosistemy i podkhody k ikh resheniyu [Problematic technical issues of the distributed generation as a part of the power system and solution approaches]. *Energoekspert*, 2015, no. 1, pp. 58–62. (In Russian)
4. Chusovitin P. Obobshchenie mirovykh tendentsii razvitiya raspredelitel'nykh setei (po itogam uchastiya v 45-oi sessii SIGRE) [Generalization of the world trends in the development of distribution networks (based on the 45 session of CIGRE)]. Available at: [http://www.cigre.ru/activity/session/session\\_2014/docs/Chusovitin\\_report.pdf](http://www.cigre.ru/activity/session/session_2014/docs/Chusovitin_report.pdf) (accessed 17.12.2015)
5. Lopes J.A.P., Hatziairyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, 2007, vol. 77, iss. 9, pp. 1189–1203. doi: 10.1016/j.epsr.2006.08.016
6. Fishov A.G. *Sposob kontrolya zapasov us-toichivosti rezhima sinkhronnykh elektricheskikh mashin, vklyuchennykh v elektricheskuyu set'* [Synchronous machines that included in electricity network regime stability reserves monitoring method]. Patent RF, no. 2500061, 2011.
7. Fishov A., Shiller M., Dekhterev A., Fishov V. Stability monitoring and control of generation based on the synchronized measurements in nodes of its connection. *Journal of Energy and Power Engineerin*, 2015, vol. 9, no. 1, pp. 59–67.
8. Ismoilov S.T., Fishov A.G. *Sposob regulirovaniya napryazheniya uzla elektricheskoi seti i uzlov, prilegayushchikh k nemu* [Electrical network node and adjacent nodes voltage control method]. Patent RF, no. 2561945, 2014.

9. Ismoilov S.T., Trufakin S.S., Fishov A.G. [MULTI-AGENT voltage control in electrical networks with the distributed generation and consumers]. *Sovremennye napravleniya razvitiya sistem releinoi zashchity i avtomatiki energosistem: 4th Mezhdunarodnaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya. Annotatsii dokladov* [Actual trends in development of power system protection and automation: 4th International scientific conference. Abstracts], Ekaterinburg, 3–7 June 2013, pp. 99–100.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ



**Мукаатов Бекжан Батырович** – родился в 1985 году, главный диспетчер Национального диспетчерского центра Системного оператора, АО «КЕГОС». Область научных интересов: управление режимами работы электроэнергетических систем. Опубликовано 3 научные работы. (Адрес: 010000, Республика Казахстан, Астана, ул. Тауельсиздик, 59. Email: mukatov@kegoc.kz).

**Mukatov Bekzhan B.** (b. 1985) – Chief dispatcher, Branch of «KEGOC» JSC «National Dispatching Centre of System Operator», Kazakhstan Electricity Grid Operating Company. His research interests are currently focused on Control of operating modes of electric power systems. He is author of 3 scientific papers. (Address: 59, Tauelsizdik Ave, Astana, 010000, Kazakhstan. Email: mukatov@kegoc.kz).



**Карджаубаев Нурлан Арапович** – родился в 1990 году, аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Область научных интересов: Мультиагентное управление режимами электроэнергетических систем и электрических сетей. Опубликовано одна научная работа (Адрес: 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20. Email: kardnurik9090@mail.ru).

**Kardzhaubaev Nurlan A.** (b. 1990) – PhD student of the Department of Automated electric power systems in the Novosibirsk State Technical University. His research interests are currently focused on multi-agent control of electric power systems and electrical networks modes. He is author of 1 scientific paper. (Address: 20, Karl Marx Av., Novosibirsk, 630073, Russian Federation. Email: kardnurik9090@mail.ru).



**Фишов Александр Георгиевич** – родился в 1950 году, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Область научных интересов: управление режимами работы электроэнергетических систем и электрических сетей. Опубликовано 110 научных работ. (Адрес: 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20. Email: fishov@ngs.ru).

**Fishov Alexander G.** (b. 1950) – Doctor of Science (Eng.), Professor, Head of Department of Automated Electric Power Systems in the Novosibirsk State Technical University. His research interests are currently focused on Control of operating modes of electric power systems and electrical networks. He is author of 110 scientific papers. (Address: 20, Karl Marx Av., Novosibirsk, 630073, Russian Federation. Email: fishov@ngs.ru).

*Статья поступила 23 октября 2015 г.*

*Received October 23, 2015*

## To Reference:

Mukatov B.B. Kardzhaubaev N.A., Fishov A.G. Osobennosti obespecheniya nadezhnosti elektrosnabzheniya v izolirovanno rabotayushchikh energosistemakh s maloi generatsiei [Features of providing reliable power supply in isolated power grids with distributed generation]. *Doklady Akademii nauk vysshei shkoly Rossiiskoi Federatsii – Proceedings of the Russian higher school Academy of sciences*, 2015, no. 4 (29), pp. 94–104. doi: