

# ФУНКЦИИ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В РЕЖИМЕ УСТАНОВИВШЕГОСЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

*М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков*

*Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск*

Рассмотрены режимы форсировки передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения (ППТН) при установившихся коротких замыканиях (КЗ) в энергосистеме. Показана возможность восстановления уровней напряжений в узлах энергосистемы. При этом выбор алгоритма работы системы управления (СУ) ППТН определяется топологией схемы сети и расчетными данными КЗ. На этапах разработки и наладки СУ для формирования алгоритмов управления для разных видов КЗ первоначально необходимы данные о реакции передачи на установившиеся режимы КЗ в энергосистеме. Управление передачей при КЗ в энергосистеме, как минимум, должно опираться на сигналы о параметрах энергосистемы в узлах примыкания ППТН и поэтому быть централизованным. Неоднозначность при создании универсальной структуры СУ, соответствующей оптимальному управлению ППТН при КЗ, приводит к выводу о том, что управление передачей должно быть не только централизованным, но и адаптивным.

*Ключевые слова:* передача постоянного тока, преобразователь напряжения, система управления, короткие замыкания.

Интерес к передачам и вставкам постоянного тока на базе преобразователей напряжения (ППТН, ВПТН) обусловлен развитием на современном этапе силовой электроники и регуляторов систем управления (СУ) преобразователями. Формируются и новые функции передач, обусловленные, в первую очередь, тем, что ППТН могут с высоким быстродействием регулировать потоки активной мощности, а также генерацию или потребление реактивной мощности в примыкающих узлах энергосистемы. Как следствие, ППТН позволяют влиять не только на установившиеся процессы в энергосистеме, но и на переходные процессы, происходящие даже еще до реакции энергосистемы на работу систем возбуждения синхронных генераторов. Часто в аварийных режимах новым установившимся состоянием энергосистемы может быть длительное короткое замыкание (КЗ). Определим функции ППТН в этом режиме.

## **Структурная схема ППТН и ее регуляторов**

ППТН – это линия электропередачи и конечные подстанции: выпрямительная и инверторная. Преобразователи на подстанциях идентичны и выполнены по схеме преобразователя напряжения (ПН), они работают в любом из четырех квадрантов мощности [1] и создают в узлах примыкания к сети переменные напряжения с регулируемой амплитудой и фазой. В этом состоит основное функциональное отличие ППТН от ППТ на преобразователях тока с фазовым регулированием, в которых переменные напряжения на конечных подстанциях определяются сетевыми напряжениями, которые являются и источниками токов, приводящих к коммутации вентилей в преобразо-

вателях. Это в конечном итоге и определяет ограниченные возможности управления режимами энергосистем ППТ на базе преобразователей тока. Несмотря на то, что структуры систем управления ПН на выпрямительной и инверторной подстанциях, как и сами ПН, одинаковы (рис. 1), действия их регуляторов индивидуальны и соответствуют текущему режиму работы каждого из преобразователей.

Обычно на стороне постоянного тока на одной преобразовательной подстанции поддерживается выпрямленное напряжение, на другой – активная мощность. Если на выпрямительной подстанции работает регулятор мощности, то на инверторной – регулятор постоянного напряжения и наоборот. На стороне переменного тока каждый из преобразователей регулирует в примыкающем узле реактивную мощность. При регулировании учитываются ограничения по полному току ключей и генерируемому переменному напряжению ПН [2]. В нормальных режимах ППТН к вышечисленным регуляторам можно добавить регулятор, отвечающий за поддержание неизменной частоты на инверторной подстанции в случае отсутствия собственной генерации в связанной с ней сети [3–6]. Кроме этого, возможен режим работы с подавлением низкочастотных колебаний в энергосистеме [6]. Уставки этих регуляторов выбираются в соответствии с заданным системным оператором режимом, либо по неким оптимизационным критериям напряжений или потерь в энергосистеме. Принципы работы регуляторов в нормальных режимах работы ППТН достаточно изучены [5–9]. Рассмотрим их действие при КЗ.

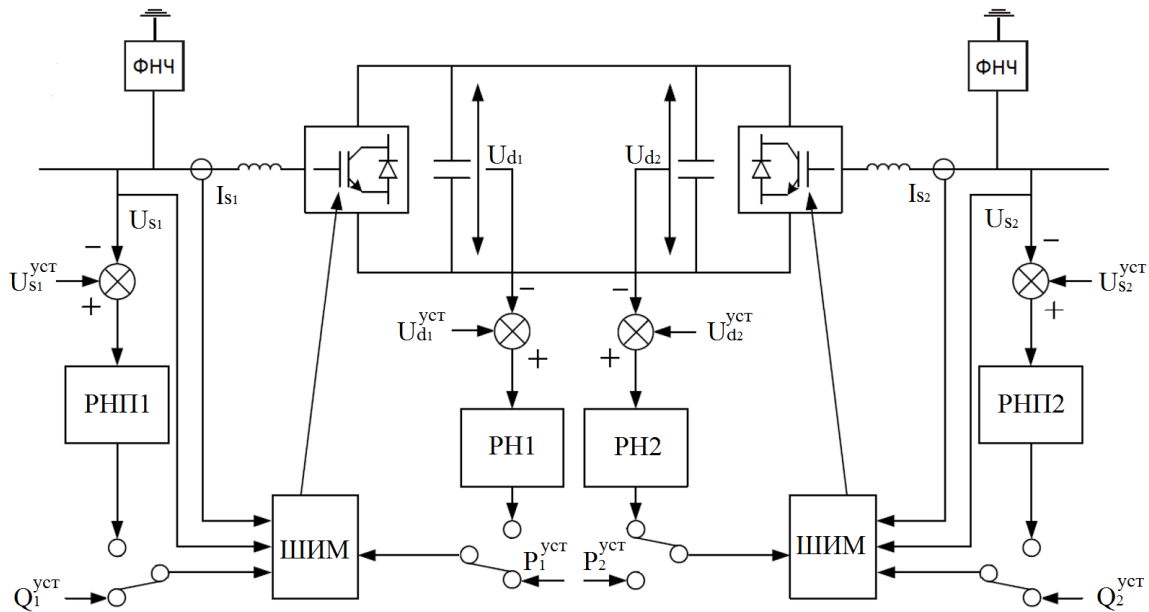


Рис. 1. Система управления ППТН

**Режим установившегося короткого замыкания**

Для анализа режима установившегося КЗ в электрической сети воспользуемся программой

расчета длительных режимов энергосистемы, разработанной на кафедре ЭССиС в среде Labview [4]. На рис. 2 изображена схема тестовой сети 220 кВ, с ППТН между узлами 3 и 4.

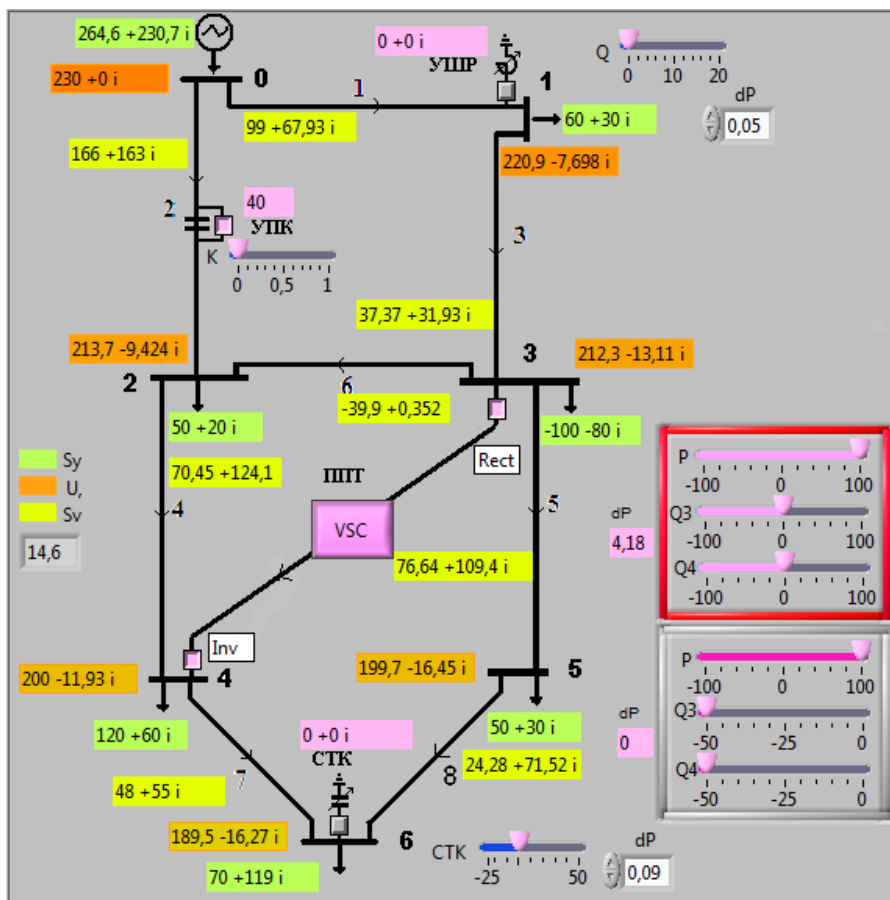


Рис. 2. Тестовая сеть 220 кВ. Режим КЗ в сети, примыкающем к узлу 6

Установившееся КЗ в сети, примыкающей к узлу 6, моделируем шунтом с добавочной реактивной мощностью в этом узле. При этом напряжение в узле 4 снижается до 200 кВ. Первоначально для восстановления напряжения в рассматриваемой сети форсируем реактивную мощность преобразователя инверторной подстанции. Для диапазона напряжений в узле от 160 до 220 кВ построим  $PQ$ -диаграммы ПН инверторной подстанции, учитывая ограничение по полному току вентиляей.

Каждая из дугообразных кривых  $PQ$ -диаграмм (рис. 3) состоит из трех характерных участков. На первом небольшом снижении  $P$  соответствует резкий рост  $Q$ , затем  $Q$  изменяется практически пропорционально снижению  $P$ , и наконец, при малых значениях  $P$  реактивная мощность практически не меняется. Таким образом, чем сильнее просадка напряжения в сети при КЗ, тем, форсируя реактивную мощность на одну и ту же величину, нужно больше снизить активную мощность передачи. При этом, чем сильнее снижение  $P$ , тем более неэффективна форсировка по реактивной мощности. В результате видим, что чем ближе место КЗ в сети к ППТН, тем сложнее ее форсировать, так как в отличие от синхронного генератора

преобразователи ППТН допускают более низкую перегрузку по току [6].

Для рассматриваемой сети рассчитано семейство кривых (наклонные линии на рис. 3), показывающих величину реактивной мощности, которую ПН-Inv, примыкающий к узлу 4, должен выдать в узел, чтобы поднять на заданную величину  $\Delta U$  напряжение в узле при рассматриваемом КЗ в сети и нормируемой активной мощности ППТН. Для расчетного режима длительного КЗ (см. рис. 3), снизив активную мощность передачи до 60 МВт, удается выдать в узел 90 МВАр и поднять напряжение с 200 до 213 кВ.

В режиме форсировки инвертора не были задействованы возможности ПН выпрямительной подстанции, что соответствует двум возможным случаям: соединению ППТН разных энергосистем или работе протяженной передачи в разветвленной сети. Проанализируем возможности совместного регулирования преобразователей на конечных подстанциях передачи. При КЗ напряжение узла 4 снизилось до 200 кВ, регулятор напряжения инвертора за счет выдачи 20 МВАр увеличил напряжение узла 4 до 203,4 кВ. Если при этом в узле 3 провести дополнительно генерацию 50 МВАр, то напряжение узла поднимется до 219 кВ. Это, в свою

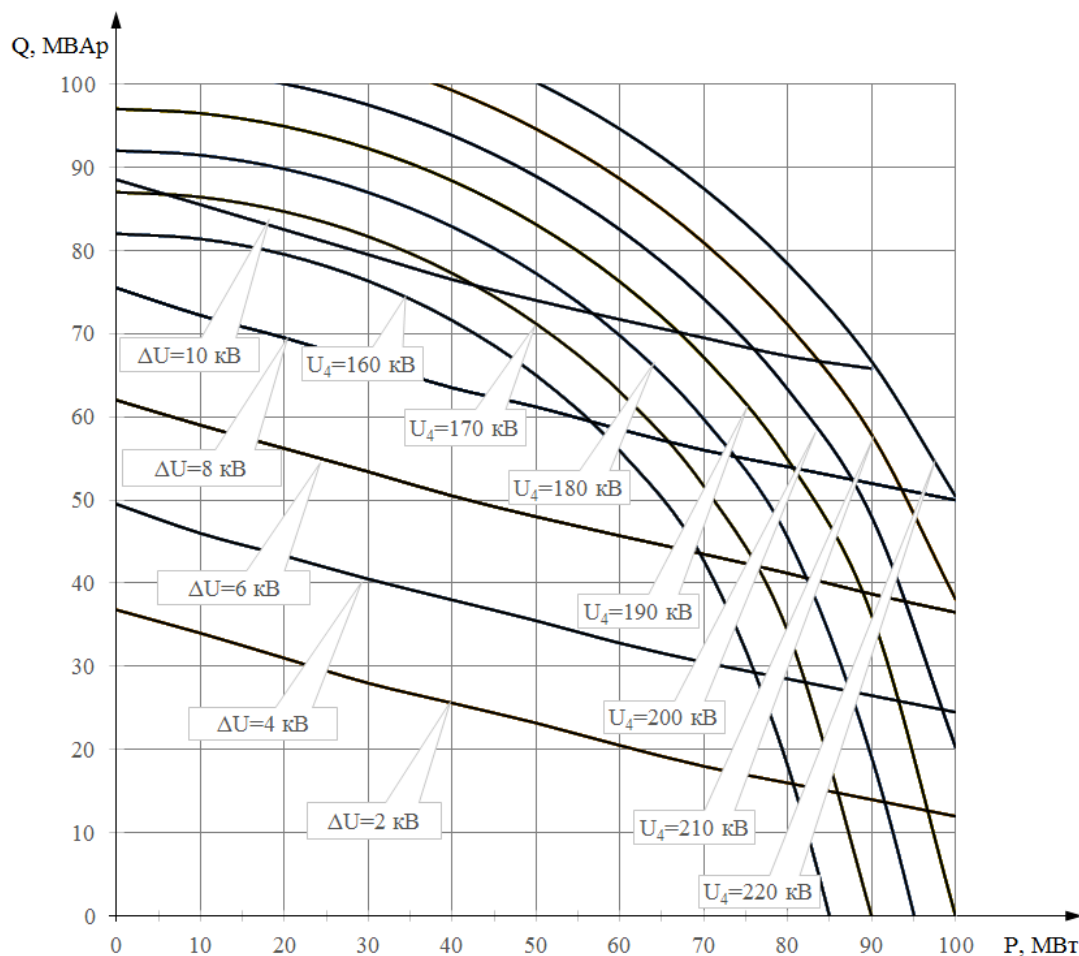


Рис. 3.  $PQ$ -диаграммы ПН при различных напряжениях узла 4

очередь, приведет к повышению напряжения в узле 4 до 207 кВ, и появится возможность выдачи в узел 4 преобразователем ПН-Inv дополнительно 18 МВАр. В результате напряжение узла станет 210 кВ.

В случае более глубокой просадки напряжения при длительном КЗ потребуются снизить активную мощность передачи. При этом механизм совместного регулирования будет тем же: каждая из преобразовательных подстанций, увеличивая выдачу реактивной мощности, будет все больше расширять возможность выдачи реактивной мощности другой подстанции. Успех в достижении заданной уставки по напряжению в узле 4 будет зависеть только от минимально допустимой мощности передачи и начальной величины напряжения в узлах 3 и 4. Так, например, при снижении напряжения до 190 кВ и минимально допустимой активной мощности ППТН 70 МВт напряжение 4 узла удастся поднять до 210 кВ (при этом ПН выпрямительной подстанции будет генерировать 88 МВАр, а инверторной – 80 МВАр). Следует заметить, что скорость протекания описанного процесса зависит от топологии сети и расстояния между узлами 3 и 4, так как индуктивности линий 4–8 замедляют восстановление напряжения.

#### Выводы

Рассмотренные режимы форсировки ППТН при установившихся КЗ показали возможность восстановления уровней напряжений в рассматриваемой сети на 10–20 кВ. В работе принят один из возможных вариантов структуры регуляторов (СУ) ППТН, показана область режимов работы, соответствующая ограничениям преобразователей передачи по току и требованию по поддержанию необходимого напряжения. Показано, что модель поведения СУ ППТН зависит от топологии схемы сети и расчетных режимов КЗ. Поэтому на этапах разработки и наладки СУ желательнее рассмотреть возможные КЗ в энергосистеме для формирования общей для разных КЗ реакции передачи. Управление передачей при КЗ в энергосистеме, как минимум, должно опираться на сигналы о параметрах энергосистемы в узлах замыкания ППТН и поэтому должно быть централизованным. Сложно определить универсальную структуру СУ и ее настройку, соответствующую оптимальному управлению ППТН при КЗ, поэтому управление передачей должно быть не только централизованным, но и адаптивным.

**Гольдштейн Михаил Ефимович**, канд. техн. наук., профессор, профессор кафедры «Электрические станции, сети и системы», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; susu-meg@mail.ru.

**Корбуков Никита Владимирович**, аспирант кафедры «Электрические станции, сети и системы», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; goldshteinme@susu.ac.ru.

#### Литература

1. Гольдштейн, М.Е. Математическая модель длительных режимов передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения / М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2012. – № 37. – С. 126–128.
2. Булатов, Б.Г. Особенности моделирования передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения в составе электрической сети / Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2014. – Т. 14, № 34. – С. 31–36.
3. Гольдштейн, М.Е. Допустимые длительные режимы передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения / Н.В. Корбуков, М.Е. Гольдштейн // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1, г. Новочеркасск, 14–18 октября 2013 г. / М-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 148–151.
4. Корбуков, Н.В. Моделирование передач и вставок постоянного тока на базе преобразовательных режимов энергосистем / Н.В. Корбуков, Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф., Т.1 / М-во образования и науки РФ, Томский политехн. ун-т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 514–517.
5. Du, C. VSC-HVDC for Industrial Power Systems: Thesis for the degree of Doctor of Philosophy / C. Du. – Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2007. – 130 p.
6. Zhang, L. Modelling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems: Ph.D. dissertation / L. Zhang. – Royal Institute of Technology, Stockholm, 2010.
7. Shire, T.W. VSC-HVDC Based Network Reinforcement: M.Sc. thesis Electrical power Engineering department / T.W. Shire. – Delft University of Technology, 2009.
8. Latorre, H.F. A Multichoice Control Strategy for a VSC-HVDC. Licentiate thesis / H.F. Latorre. – Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Electric Power Systems, Stockholm, Sweden, 2008.
9. Zhang, L. Power System Reliability and Transfer Capability Improvement by VSC-HVDC (HVDC Light©) / L. Zhang, L. Harnefors, P. Rey // Security and Reliability of Electric Power Systems. CIGRÉ Regional Meeting. June 18–20, 2007, Tallinn, Estonia.

Поступила в редакцию 29 апреля 2015 г.

## VSC-HVDC TRANSMISSION FUNCTIONS UNDER SHORT-CIRCUIT CONDITIONS IN AC POWER SYSTEM

**M.E. Goldstein**, South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation, [susu-meg@mail.ru](mailto:susu-meg@mail.ru),  
**N.V. Korbukov**, South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation,  
[goldshsteinme@susu.ac.ru](mailto:goldshsteinme@susu.ac.ru)

The paper considers forcing states of a VSC-HVDC under short-circuit conditions in power system. The capability of power system node voltages restoration was shown. Design of a VSC-HVDC control system is defined by the power system topology and the results of short-circuit calculations. While designing and commissioning VSC-HVDC control system for managing different types of short-circuit conditions there are transmission reaction data in prolonged short-circuit states that is needed consideration at the first place. Control strategy of VSC-HVDC under short-circuit conditions ought to be based at the power system data signals at converter terminals, and that is why it needs to be centralized. There are some uncertainties in configuring universal VSC-HVDC control system in accordance to optimal management of a VSC-HVDC under short-circuit conditions, that results in designing not only centralized but an adaptive control system.

*Keywords: HVDC, VSC, Control System, Short circuit States.*

### References

1. Goldstein M.E., Korbukov N.V. [A Mathematical Model of VSC-HVDC Transmission for Steady State Operation]. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2012, no.37, pp. 126–128 (in Russ.)
2. Bulatov B.G., Goldstein M.E., Korbukov N.V. [Modelling Features of a VSC-HVDC Transmissions Embedded in AC System]. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2014, no.34, pp. 31–36. (in Russ.)
3. Goldstein M.E., Korbukov N.V. [Possible Long-Term Transmission Modes Based on the DC Voltage Converter]. *Elektroenergetika glazami molodezhi: nauch. tr. IV mezhdunar. nauch.-tekhn. konf.* [Utilities Eyes of Youth: Research Works of the IV International Scientific and Technical. Conf. Vol. 1, Novocherkassk, 14–18 Oct. 2013]. Novocherkassk, 2013, pp.148–151. (in Russ.)
4. Bulatov B.G., Goldstein M.E., Korbukov N.V. [VSC-HVDC Modelling in Power System Calculation Programs]. *Elektroenergetika glazami molodezhi: nauch. tr. V mezhdunar. nauch.-tekhn. konf.* [Utilities Eyes of Youth: Research Works of the V International Scientific and Technical. Conf. Vol. 1]. Tomsk, 2014, pp. 514–517. (in Russ.)
5. Du C. VSC-HVDC for Industrial Power Systems. Thesis for the degree of Doctor of Philosophy. Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2007. 130 p.
6. Zhang L. Modelling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems. Ph.D. dissertation, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2010.
7. Shire T.W. VSC-HVDC Based Network Reinforcement. M.Sc. thesis Electrical power Engineering department, Delft University of Technology, 2009.
8. Latorre H.F. A Multichoice Control Strategy for a VSC-HVDC. Licentiate thesis, Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Electric Power Systems Stockholm, Sweden, 2008.
9. Zhang L., Harnefors L., Rey P. Power System Reliability and Transfer Capability Improvement by VSC-HVDC (HVDC Light®). *Security and Reliability of Electric Power Systems*. CIGRÉ Regional Meeting. June 18–20, 2007. Tallinn, Estonia.

*Received 29 April 2015*

### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Гольдштейн, М.Е. Функции передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения в режиме установившегося короткого замыкания в энергосистеме / М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2015. – Т. 15, № 3. – С. 20–24. DOI: 10.14529/power150303

### FOR CITATION

Goldstein M.E., Korbukov N.V. VSC-HVDC Transmission Functions Under Short-Circuit Conditions in AC Power System. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2015, vol. 15, no. 3, pp. 20–24. (in Russ.) DOI: 10.14529/power150303