

УДК 621.311.001.57

## УПРОЩЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Поляков Иван Александрович,

аспирант кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий»  
энергетического факультета Алтайского государственного  
технического университета им. И.И. Ползунова,  
Россия, 656038, г. Барнаул, пр. Ленина, 46. E-mail: neomoria@gmail.com

При управлении режимом работы энергосистем одним из основных контролируемых и регулируемых параметров является переток активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем (далее – переток). Допустимые величины этих перетоков задаются для соблюдения требований устойчивости. В виду фактической зависимости величин допустимых перетоков от различных факторов (температура окружающей среды, топология прилегающей сети, состав и нагрузка генерирующего оборудования, состояние и настройка устройств противоаварийной автоматики и т. д.) и соответствующих требований к их учету расчет допустимых перетоков становится все более трудоемкой задачей. Она осложняется тем, что в энергосистеме происходят различные изменения: изменяется топология сети с вводом нового оборудования или выводом существующего из эксплуатации, изменяются параметры сетевого и генерирующего оборудования, происходит перераспределение нагрузок в узлах сети в соответствии с суточными и сезонными ритмами и т. д. В этих случаях требуется анализ соответствия заданных величин допустимых перетоков изменившейся энергосистеме. Точный анализ заключается в пересчете величин допустимых перетоков и в сравнении их с текущими – заданными величинами с последующей корректировкой. В соответствии с этим в настоящий момент актуальным является создание алгоритмов и методик, позволяющих сократить количество расчетов, необходимых для описания величин допустимых перетоков, а затем – автоматизация процесса расчета допустимых перетоков.

**Цель исследования:** разработка упрощенного метода расчета допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем.

**Методы исследования.** Исследование проведено с использованием анализа уравнений установившегося режима энергосистем, а также моделирования в программе для расчета установившегося режима «RastrWin».

**Результаты.** Предложен упрощенный метод расчета допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем. Метод опробован при расчете допустимых перетоков в контролируемом сечении. Пример представлен в статье.

### Ключевые слова:

Энергосистема, сечение, устойчивость, максимально допустимый переток, аварийно допустимый переток.

ЕЭС России сегодня – крупное энергетическое объединение, состоящее из 69 параллельно работающих региональных энергосистем, в совокупности имеющих установленную мощность генерации 232,5 ГВт [1]. При этом ЕЭС относится к классу нелинейных сложных динамических систем, математический анализ которых не бывает полным из-за невозможности подробного математического описания происходящих в ней процессов [2]. В [3] подчеркнуто, что хранение и использование максимального количества информации не только не является путем улучшения анализа режимов энергосистем, но и вовсе недопустимо.

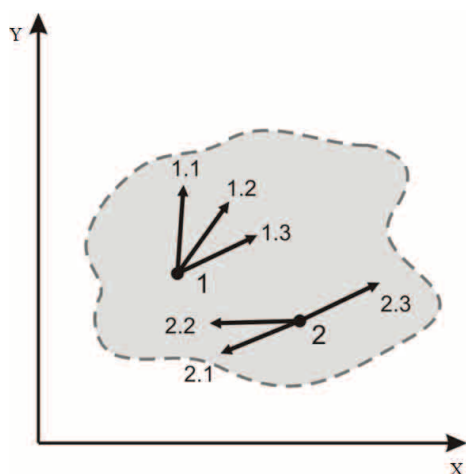
При управлении режимом энергосистем одним из основных контролируемых и регулируемых параметров является переток активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем, используемых для расчета ключевого показателя эффективности «Показатель эффективности оперативного диспетчерского управления по обеспечению устойчивости режимов работы ЕЭС» [4]. Для назначения допустимых значений (максимально допустимых – далее МДП и аварийно допустимых – далее АДП) перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем необходимо рассматривать ряд различных режимов в соответствии с ограничениями, изложенными в [5], представленными в табл. 1 (в данной статье рассматриваются установленные режимы и их ограничения).

**Таблица 1.** Факторы, ограничивающие величины перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем

**Table 1.** Factors, which constraint the values of active power flows in controlled sections of power systems

Ограничивающий фактор Constraint factor	Допустимый переток/Allowed flow		
	МДП maximum allowed flow		АДП allowed flow in emergencies
	нормальный normal	послеаварийный post-failure	вынужденный forced
Коэффициент запаса по статической аperiodической устойчивости (%) Static dead-beat stability factor (%)	20	8	8
Коэффициент запаса по напряжению (%) Voltage factor (%)	15	10	10
Допустимая токовая нагрузка сетевых элементов Allowed current load of network elements	Длительно допустимая Continuous allowed	С учетом перегрузки в течение 20 минут With account for overload during 20 minutes	С учетом перегрузки на время вынужденного режима With account for overload for forced mode time

Сложность определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях заключается в необходимости рассмотрения множества установившихся режимов, характеризующих различные схемно-режимные условия, отличающихся топологией, нагрузками и генерацией в узлах и пр. [6, 7]. Также очевидно, что на результат расчета допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях влияет выбор исходного режима и выбор траектории его утяжеления в отношении интересующих перетоков. На рис. 1 показаны два различных исходных режима и различные траектории их утяжеления. Каждой из таких траекторий соответствует своя точка на границе допустимых режимов (показана пунктиром), построенной в выбранных координатах  $X$ ,  $Y$ . При этом одна и та же траектория (1.3 и 2.3) при рассмотрении различных исходных режимов 1 и 2 при утяжелении также дает различные результаты. Следует отметить, что граница области допустимых режимов также непостоянна и изменяется, например, в зависимости от топологии сети – в первую очередь – схемы рассматриваемого сечения.



**Рис. 1.** Различные траектории утяжеления (1, 2 – исходные режимы, 1.1–1.3, 2.1–2.3 – траектории утяжеления, пунктир – граница области допустимых режимов)

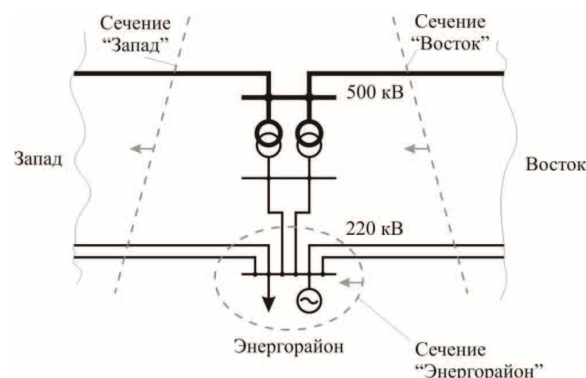
**Fig. 1.** Different weighing trajectories (1, 2 are the original modes, 1.1–1.3, 2.1–2.3 are the weighing trajectories, dotted line is the boundary of the feasible area)

В [8] показано, что невозможно с максимальной точностью задать допустимые перетоки для непрерывно изменяющегося электроэнергетического режима, т. к. это требует рассмотрения всех его возможных вариантов при всех комбинациях параметров схемы замещения. Более того, т. к. из множества возможных состояний энергосистемы она принимает лишь часть (характерные режимы), обусловленную общностью (закономерностью) изменения нагрузок, планированием ремонтной компании, а также незначительным количеством (в отношении к всей сети) незапланированных отключенных сетевых элементов в резуль-

тате аварий, то при рассмотрении множества режимов значительная их часть не будет иметь место в реальной энергосистеме.

В работах других авторов [9, 10] указываются различные уточнения, являющиеся попыткой адаптации допустимых перетоков к изменяющемуся режиму энергосистемы. Среди них стоит отметить задание допустимых перетоков в зависимости от температуры окружающей среды, схемы элементов, входящих в состав сечения, величины потребления энергорайонов, загрузки электростанций, объемов управляющих воздействий противоаварийной автоматики и т. д. При этом выявление многих влияющих факторов происходит опытным путем и не имеет конкретных методических приемов. Так, например, в [5] указано, что «при необходимости максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки задаются как функции от режимных параметров (загрузки отдельных электростанций и/или числа работающих генераторов, перетоков в других сечениях, напряжений в узловых точках и др.). Такие параметры включатся в число контролируемых. В зависимости от конкретных условий в качестве контролируемых могут использоваться и другие параметры режима энергосистемы, в частности, значения углов между векторами напряжений по концам электропередачи. Допустимые значения контролируемых параметров устанавливаются на основе расчетов».

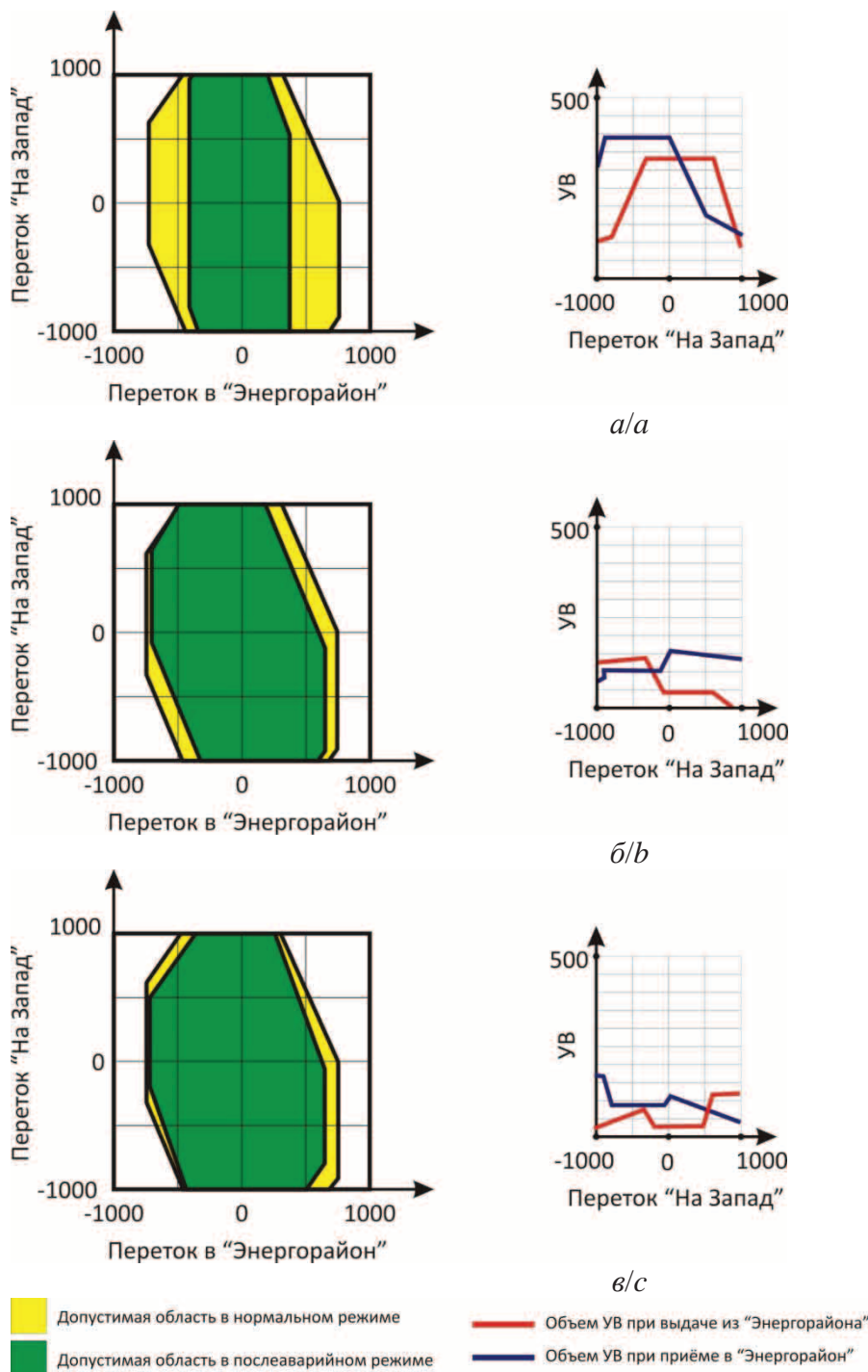
На допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях могут влиять даже режимные величины, не имеющие непосредственного отношения к рассматриваемым энергетическим районам и их контролируемым сечениям. Так, в [11] рассмотрен пример влияния внешних межсистемных перетоков активной мощности на допустимый переток активной мощности в рассматриваемом сечении, по связям которого питается энергетический район (рис. 2).



**Рис. 2.** Схема рассматриваемой сети

**Fig. 2.** Diagram of the network

Для схемы сети (рис. 2) были произведены расчеты допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Энергорайон». Для этого были определены области допустимых режимов



**Рис. 3.** Области допустимых по току режимов: а) нормальная схема и ремонтная схема с отключенным автотрансформатором; б) нормальная схема и ремонтная схема с отключенной ВЛ Энергорайон – Восток; в) нормальная схема и ремонтная схема с отключенной ВЛ Энергорайон – Запад

**Fig. 3.** Feasible current areas: a) normal and maintenance diagrams with disconnected transformer; b) normal and maintenance diagrams with disconnected line Energorayon – East; c) normal and maintenance diagrams with disconnected line Energorayon – West

работы по факту отсутствия перегрузки по току сетевых элементов (автотрансформаторов и воздушных линий, питающих Энергорайон).

Указанные области построены для нормальной (полной) схемы, а также для ремонтных схем с от-

ключенным состоянием одного из автотрансформаторов или одной из воздушных линий. Особенность данных расчетов заключается в определении границы области допустимых режимов в зависимости от межсистемного перетока активной мощ-

ности в сечении «На Запад». Наложение области допустимых по току режимов в ремонтных схемах (рис. 3 – контур зеленых областей) на область допустимых по току режимов в нормальной (полной) схеме (рис. 3 – контур желтых областей) позволяет наглядно отразить область режимов, при работе с которыми необходимо иметь управляющие воздействия, реализуемые по факту отключения сетевых элементов (рис. 3 – желтые области). На рис. 3 также представлены графики, отражающие необходимый объем управляющих воздействий на разгрузку сечения «Энергорайон» в зависимости от величины и направления перетоков активной мощности в сечении «На Запад».

Из рис. 3 видно, что необходим учет взаимосвязи перетоков активной мощности в указанном сечении, который позволяет оценить область допустимых режимов и произвести более тонкую настройку управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Описанный абстрактный пример топологии сети встречается в ЕЭС России. Например, контролируемое сечение «ББУ-1» Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ [12] (рис. 4). По указанному сечению происходит питание Барнаульского, Кулундинского и Бийского энергетических районов. При этом связи 220 кВ, входящие в контролируемое сечение «ББУ-1», шунтируют внешнюю сеть 500 кВ, как в примере на рис. 2.

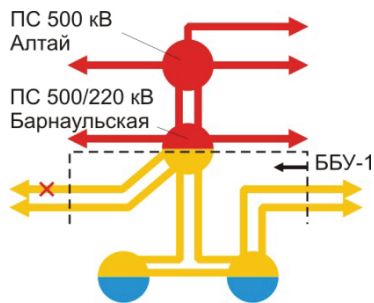


Рис. 4. Состав сечения ББУ-1

Fig. 4. Structure of the section BBU-1

Другие методы, изложенные в [6, 13, 14] и использующие векторные измерения, на текущий момент не могут быть реализованы на территории всей ЕЭС ввиду отсутствия в необходимом количестве соответствующих измерительных устройств. Проблема недостатка устройств векторных измерений также отражена и рассмотрена в [15].

Из сказанного выше, а также из [16–20] вытекает необходимость упрощенных методов оценки допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и расстояния до границы области допустимых режимов, позволяющих, тем не менее, с необходимой точностью охватывать множество фактически существующих электроэнергетических режимов.

В данной работе предложен упрощенный метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, который

заключается в замене части энергосистемы на эквивалент. Эквивалентирование с целью упрощения дальнейших расчетов производится до минимального числа узлов примыкания рассматриваемой энергосистемы к внешней сети. Примеры с различным числом узлов примыкания представлены на рис. 5.

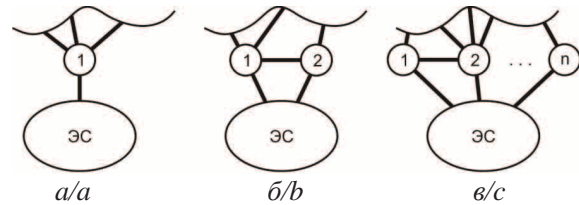


Рис. 5. Определение числа узлов примыкания рассматриваемой энергосистемы к внешней сети

Fig. 5. Determination of a number of the power system connections to the external network

Связь с внешней сетью отражается в виде заданных перетоков активных и реактивных мощностей по ветвям, соединяющим рассматриваемую энергосистему с эквивалентами – узлами примыкания (рис. 6, модель слева). При необходимости рассмотрения послеаварийных режимов для назначения МДП реакция эквивалента отражается балансом активной и реактивной мощности узлов примыкания, а также параметрами эквивалентной связи между узлами примыкания (рис. 6, модель справа).

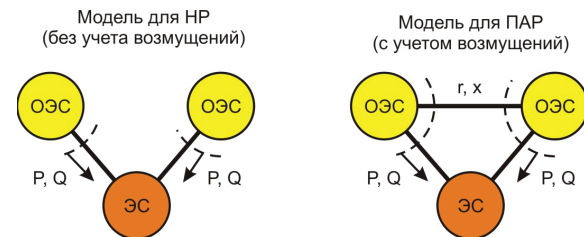


Рис. 6. Модель с эквивалентом внешней сети для двух узлов примыкания

Fig. 6. Model with the external network equivalent for two connections

Суть метода заключается в том, что при любом установившемся режиме внешнюю часть сети можно заменить эквивалентом, воспользовавшись любым методом эквивалентирования, позволяющим сохранить неизменным текущий режим (комплексы напряжения в узлах) неэквивалентируемой части сети, например, методом преобразования многолучевой звезды в многоугольник с диагоналями. При этом всё многообразие электроэнергетических режимов внешней сети сводится к комбинациям указанных выше параметров эквивалентов (рис. 6).

Для примера реализации упрощенного метода рассмотрена модель, изображенная на рис. 7. Расчеты на указанной модели произведены с использованием программного комплекса расчета установившихся режимов «RastrWin3».

Параметры схемы замещения рассматриваемой системы представлены в табл. 2, 3.

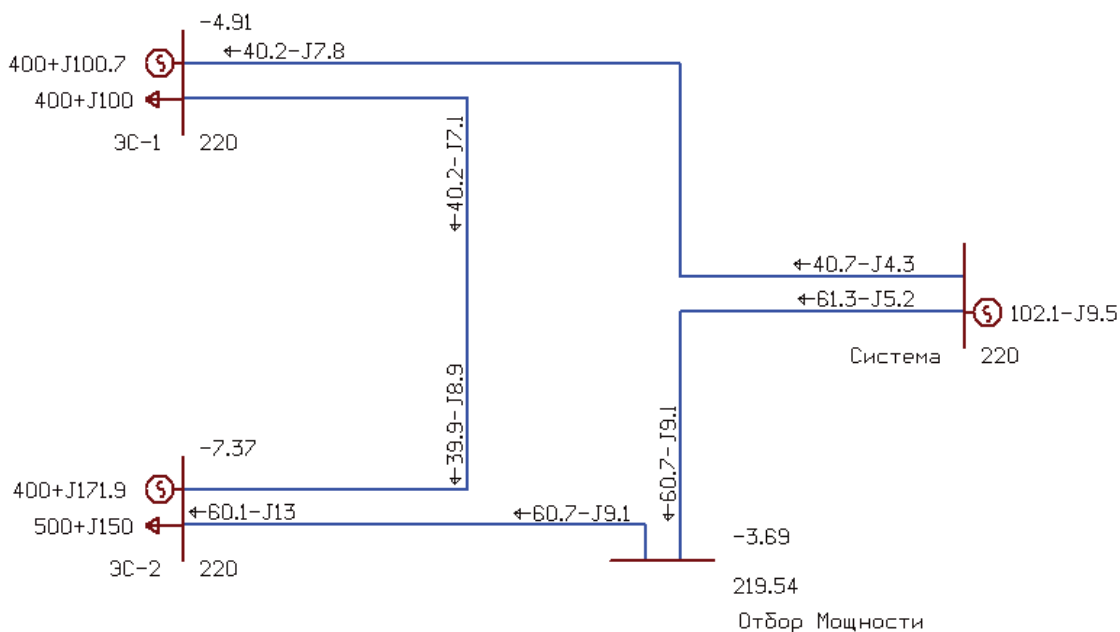


Рис. 7. Рассматриваемая полная модель

Fig. 7. Considered full model

Таблица 2. Параметры узлов рассматриваемой модели

Table 2. Parameters of the considered model nodes

Узел/Node										
Название Title	Тип Type	Pn	Qn	Pg	Qmin	Qmax	Vzd	Vnom	del- ta	
		МВт MW	Мвар Mvar	МВт MW	Мвар Mvar	Мвар Mvar	кВ kV	кВ kV	°	
Система External system	БУ	-						-	0	
ЭС-1 Power system 1	ПУ	400	100	400	0	200	220			
ЭС-2 Power system 2	ПУ	500	150				220		-	
Отбор мощности Power output	РQ	0								

Таблица 3. Параметры ветвей рассматриваемой модели

Table 3. Parameters of the considered model branches

Ветвь/Branch			
Название/Title	Тип Type	R	X
		ohm	ohm
Система – ЭС-1 External system – Power system 1	ЛЭП Electric line	15	100
Система – Отбор мощности System – Power output		7,5	50
Отбор мощности – ЭС-2 Power output – Power system 2		7,5	50
ЭС-1 – ЭС-2 Power system 1 – Power system 2		10	50

Запишем систему уравнений для расчета установившегося режима в форме баланса токов [21, 22]

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \dot{I}_{21} + \dot{I}_{01} \\ \dot{I}_2 = \dot{I}_{12} + \dot{I}_{32} \\ \dot{I}_3 = \dot{I}_{03} + \dot{I}_{23} \end{cases}$$

Домножим каждое уравнение на сопряженный комплекс напряжения в соответствующем узле:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 \cdot \tilde{U}_1 = \dot{I}_{21} \cdot \tilde{U}_1 + \dot{I}_{01} \cdot \tilde{U}_1 \\ \dot{I}_2 \cdot \tilde{U}_2 = \dot{I}_{12} \cdot \tilde{U}_2 + \dot{I}_{32} \cdot \tilde{U}_2 \\ \dot{I}_3 \cdot \tilde{U}_3 = \dot{I}_{03} \cdot \tilde{U}_3 + \dot{I}_{23} \cdot \tilde{U}_3 \end{cases}$$

Выражения в левой части уравнений – комплексы полной мощности задающего тока в узлах, слагаемые в правой части уравнений – комплексы потоков полной мощности по отходящим связям.

Запишем систему уравнений в виде баланса мощностей:

$$\begin{cases} \dot{S}_1 = \dot{S}_{21} + \dot{S}_{01} \\ \dot{S}_2 = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{32} \\ \dot{S}_3 = \dot{S}_{03} + \dot{S}_{23} \end{cases}$$

Из системы уравнений баланса мощностей вытекает вывод о том, что можно представить связь ЭС-1 с ЭС-2 в виде потока мощности с сохранением баланса мощности в первом уравнении, т. е. без изменения режима узла ЭС-1. После данного эквивалентирования модель принимает вид, показанный на рис. 8. В данном случае ЭС-2 является одним из узлов примыкания ЭС-1 к внешней сети. Упрощение данной модели заключается в том, что в ней не рассматривается состояние связей Система – ЭС-2, а также величина отбора мощности на этой связи.

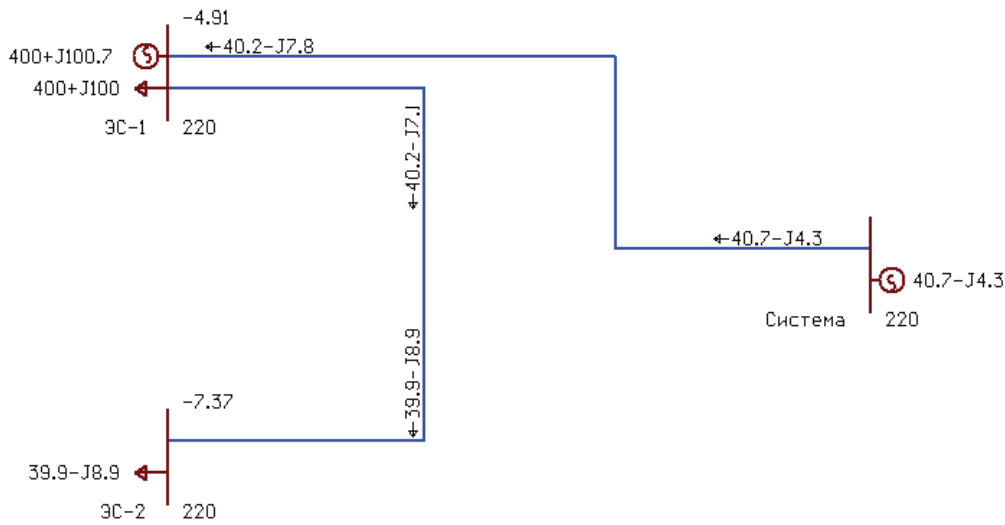


Рис. 8. Рассматриваемая эквивалентная модель

Fig. 8. Equivalent model

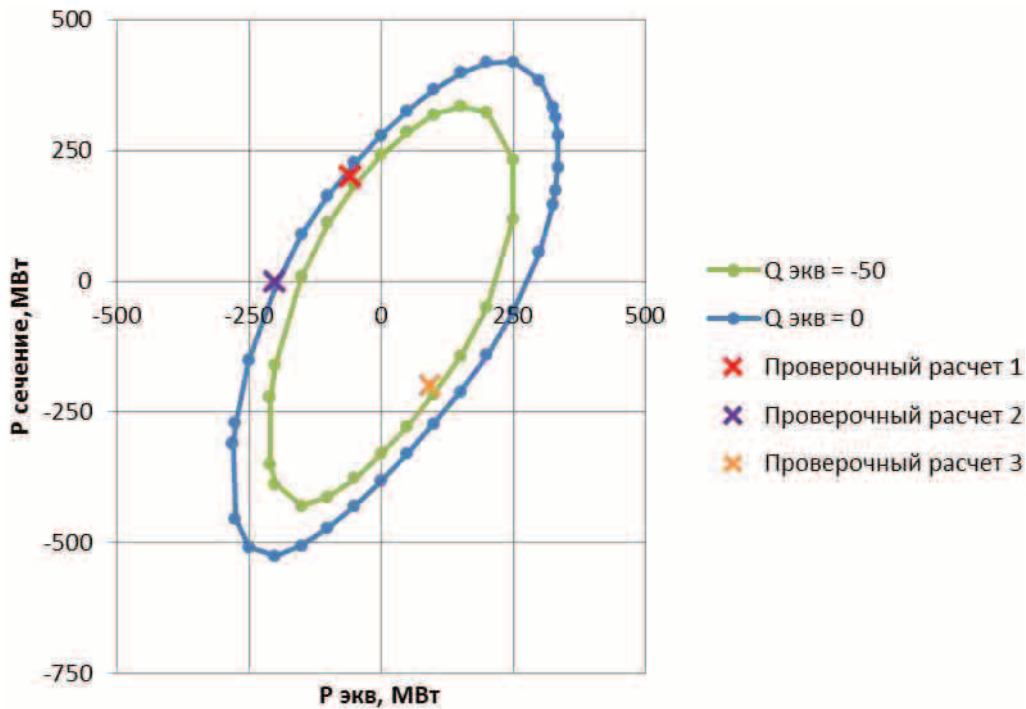


Рис. 9. Области сходимости расчетов режима

Fig. 9. Convergence regions of mode calculation

Для модели, представленной на рис. 8, произведены расчеты границы сходимости расчета режима при изменении перетока активной мощности в ЭС-1. Данные расчеты произведены для различных параметров  $P_{\text{экв}}$  и  $Q_{\text{экв}}$  эквивалентного узла примыкания ЭС-2. Результаты расчетов представлены на рис. 9. Для фиксированных значений  $Q_{\text{экв}}=0$  Мвар и  $Q_{\text{экв}}=-50$  Мвар изображены замкнутые контуры, охватывающие область сходимости расчетов установившегося режима в координатах  $P_{\text{экв}}$ ,  $P_{\text{сечение}}$ . Контур, соответствующий условию

$-50 < Q_{\text{экв}} < 0$ , будет находится между двумя описанными выше контурами.

Используемые в примере параметры эквивалента  $P_{\text{экв}}$  и  $Q_{\text{экв}}$  являются явными величинами и могут быть непосредственно измерены в полной модели, т. к. это перетоки активной и реактивной мощности по направлению из ЭС-2 в ЭС-1 с замером величины у узла ЭС-2.

Для проверки полученных результатов на полной модели были произведены следующие расчеты:

1) Разгрузка генерации в ЭС-2 при установке генерации в ЭС-1 на уровне  $P_{ген}=200$  МВт. Предельный по сходимости режим представлен на рис. 10.

Предельный режим соответствует эквиваленту с параметрами  $P_{сечение}=200$  МВт,  $P_{экр}=-57,1$  МВт,  $Q_{экр}=-23,5$  Мвар.

2) Разгрузка генерации в ЭС-2 при измененном сопротивлении связи Система – Отбор мощности (с 50 на 120 Ом). Предельный по сходимости режим представлен на рис. 11.

Предельный режим соответствует эквиваленту с параметрами  $P_{сечение}=0$  МВт,  $P_{экр}=-199,9$  МВт,  $Q_{экр}=6,3$  Мвар.

3) Загрузка генерации в ЭС-2 при наличии отбора мощности. Предельный по сходимости режим представлен на рис. 12.

Предельный режим соответствует эквиваленту с параметрами  $P_{сечение}=-200$  МВт,  $P_{экр}=93,9$  МВт,  $Q_{экр}=-59,5$  Мвар.

Соотнесение результатов расчета на полной и эквивалентной схеме показывает следующее (рис. 9):

- Проверочный расчет № 1. Полученная при расчете на полной модели точка границы сходимости имеет координаты  $(-57,1; 200)$ . При этом  $-50 < Q_{экр} = -23,5 < 0$  и точка располагается между контурами для  $Q_{экр}=0$  и  $Q_{экр}=-50$  Мвар, что говорит о соответствии результатов расчета.

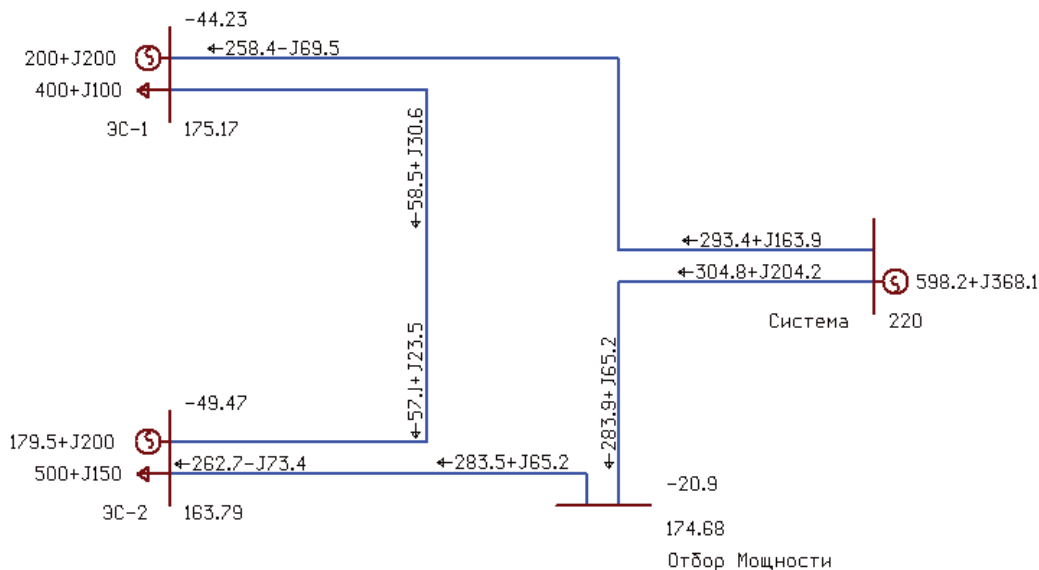


Рис. 10. Предельный по сходимости режим при разгрузке генерации в ЭС-2 в полной модели

Fig. 10. Limiting convergence mode at generation unload in PS-2 in full model

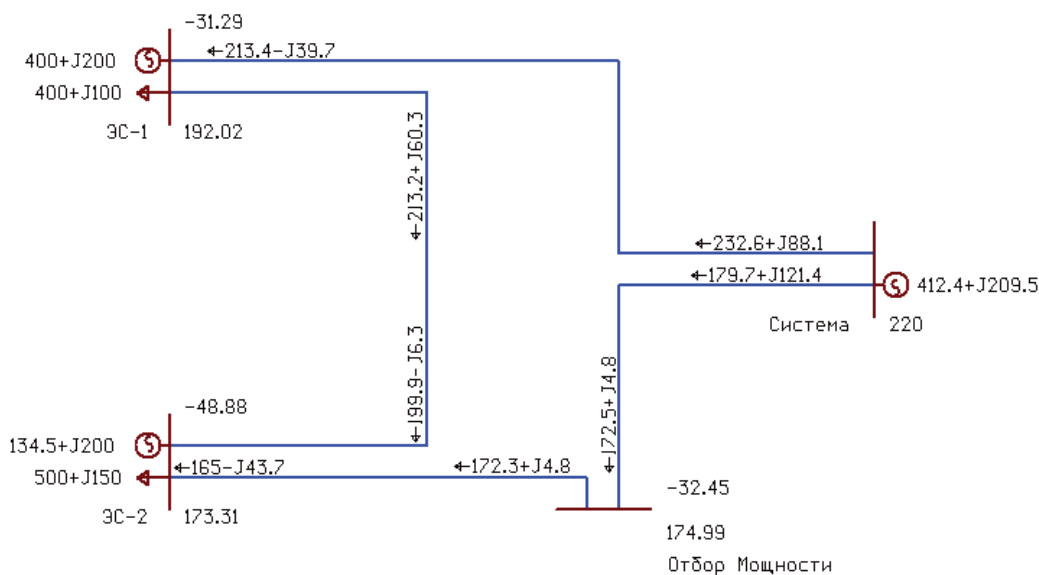


Рис. 11. Предельный по сходимости режим при разгрузке генерации в ЭС-2 в полной модели

Fig. 11. Limiting convergence mode at generation unload in PS-2 in full model

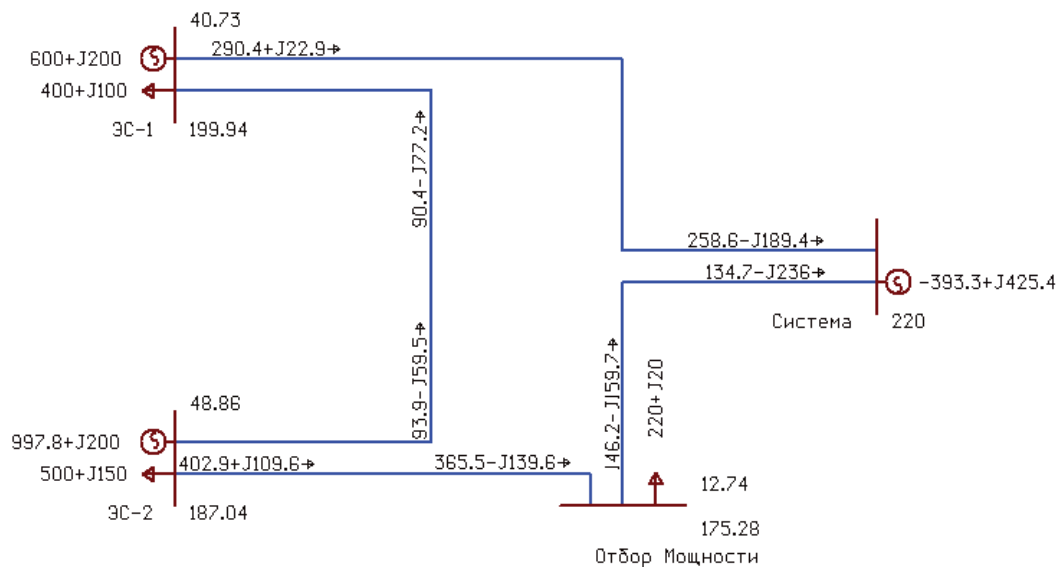


Рис. 12. Предельный по сходимости режим при загрузке генерации в ЭС-2 в полной модели

Fig. 12. Limiting convergence mode at generation load in PS-2 in full model

- Проверочный расчет № 2. Полученная при расчете на полной модели точка границы сходимости имеет координаты  $(-199,9; 0)$ . При этом  $0 < Q_{\text{экр}} = -6,3$  и точка располагается немного за контуром для  $Q_{\text{экр}} = 0$  Мвар, что говорит о соответствии результатов расчета.
- Проверочный расчет № 3. Полученная при расчете на полной модели точка границы сходимости имеет координаты  $(93,9; 200)$ . При этом  $Q_{\text{экр}} = -59,5 < -50$  и точка располагается немного до контура для  $Q_{\text{экр}} = -50$  Мвар, что говорит о соответствии результатов расчета.

Рассмотренный выше пример реализации упрощенного метода затрагивает вопрос нахождения области сходимости в текущем режиме для определения режимов, удовлетворяющих 8 и 20 % запасу по статической аperiodической устойчивости [5].

Упрощенный метод также может быть использован при оценке допустимости текущих режимов по токовой загрузке сетевых элементов, уровней напряжения в узлах сети и статической аperiodической устойчивости с учетом принципа  $n-1$  (учета запаса на случай перехода в послеаварийный режим) при назначении максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем. Для этого необходимо использовать в качестве эквивалентной модель, изображенную на рис. 6 справа (модель для ПАР). В этом случае параметры эквивалента уже не вы-

ражены в явном виде, как перетоки мощности по ветвям модели, изображенной на рис. 6 слева (модель для НР). Тем не менее, расчет допустимых перетоков при различных комбинациях этих параметров позволяет охарактеризовать допустимость текущего электрического режима для множества состояний эквивалентруемой части энергосистемы.

#### Выводы

- 1) Применение существующих методов расчета областей допустимых режимов для полных моделей крупных энергетических объединений осложнено большим количеством различных состояний установившегося режима.
- 2) Предложен упрощенный метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем, позволяющий сократить количество контролируемых параметров примыкающей внешней сети, участвующих в определении области допустимых режимов.
- 3) Рассмотрен пример реализации упрощенного метода для модели с двумя узлами примыкания при определении области сходимости расчета установившихся режимов. Упрощение в данном примере заключается в отсутствии необходимости контроля состояния связей между узлами примыкания, а также величин отбора мощности на них.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС». URL: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees> (дата обращения: 13.08.2015).
2. Хрущев Ю.В., Заповедников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 160 с.
3. Аюев Б.И., Бартоломей П.И. Расчеты установившихся режимов в задачах оперативного и автоматического управления ЭЭС. – Екатеринбург: Изд-во УТИ-УПИ, 1999. – 228 с.
4. Положение о составе, расчете и применении ключевых показателей эффективности (КПЭ) ОАО «СО ЕЭС». Утверждено решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 27.12.2012 протокол № 136 с изменениями от 27.10.2014 в соответствии с решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 27.10.2014 протокол № 152, 2014. – 22 с.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277. – 12 с.
6. Савченко Д.С. Оценка предельных перетоков по ЛЭП с помощью СМПП // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 10–14 ноября 2014. – Т. 2. – С. 137–139.
7. Поляков И.Д. Анализ возможности выравнивания графика суточного потребления энергосистемы при помощи потребителей с регулируемой нагрузкой // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 10–14 ноября 2014. – Т. 2. – С. 234–238.
8. Поляков И.А. Автоматическое текущее определение величин допустимых по выбранным критериям перетоков в контролируемых сечениях энергосистем // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Новочеркасск, 14–18 октября 2013. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 204–206.
9. Алющенко А.И., Дьячков В.А. Анализ схемно-режимных факторов на пропускную способность первого сечения московского кольца // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Новочеркасск, 14–18 октября 2013. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 48–52.
10. Михайленко А.Ф., Репина Е.А. Модернизация централизованной системы противоаварийного управления ОЭС Средней Волги // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 10–14 ноября 2014. – Т. 1. – С. 435–443.
11. Поляков И.А. Влияние внешних перетоков активной мощности на область допустимых режимов работы контролируемых сечений // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 10–14 ноября 2014. – Т. 1. – С. 331–334.
12. Положение по управлению режимами работы энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай. Утверждено распоряжением Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ от 31.07.2015 № 65 «О вводе в действие ПУР», 2015. – 363 с.
13. Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок. – 2006. – № 2. URL: <http://www.e-m.ru/er/2006-02/22889/> (дата обращения: 10.08.2015).
14. Павлушко С.А., Куликов Ю.А., Вольнев В.Н. Инновационные направления развития электроэнергетики // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Новочеркасск, 14–18 октября 2013. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 17–26.
15. Бартоломей П.И., Плетнёва Л.В. Оптимизация расстановки устройств РМУ для ускорения расчетов режимов ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Новочеркасск, 14–18 октября 2013. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 60–63.
16. Применение квадратичной целевой функции для нахождения предельного режима энергосистемы / Г.С. Шабалин, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин, В.А. Тащилин // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 10–14 ноября 2014. – Т. 1. – С. 185–188.
17. Kundur P. Power System Stability and Control. – California: EPRI, 1993. – 1199 p.
18. Jain T., Singh S.N., Srivastava S.C. Assessment of oscillatory stability constrained available transfer capability // Electrical Power and Energy Systems. – 2009. – № 31. – С. 192–200.
19. Jayasekara B., Annakkage U.D. Derivation of an Accurate Polynomial Representation of the Transient Stability Boundary // IEEE transactions on Power Systems. – 2006. – V. 21. – № 4. – P. 1856–1863.
20. Zarate L.A.Ll, Castro C.A., Ramos J.L.M., Ramos E.R. Fast computation of Voltage Stability Security Margins using Nonlinear Programming Techniques // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – V. 21. – № 1. – P. 19–27.
21. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
22. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

Поступила 14.08.2015 г.

UDC 621.311.001.57

## SIMPLIFIED METHOD FOR COMPUTING ALLOWED ACTIVE POWER FLOW IN CONTROLLED POWER SYSTEM SECTIONS

Ivan A. Polyakov,

Polzunov Altai State technical University, 46, Lenin Avenue, Barnaul, 656038,  
Russia. E-mail: neomoria@gmail.com

When controlling the load dispatching mode for a power system, one of the crucial parameters to control and to adjust is the active power flow in controlled power system sections (hereinafter referred to as power flow). The tolerance range of these flows is set to guarantee power system stability. Taking into consideration the correlation between the range of allowed power flows and a set of various factors – ambient temperature, contiguous grid topology, security constrained unit commitment, state and adjustment of emergency control schemes, and others – and the requirements for their account, the computation of allowed flows is becoming a more and more laborious assignment. The task is complicated by the fact that power systems are subject to considerable changes in the grid topology due to the commissioning of new equipment or decommissioning of out-of-date one; divergences in parameters of electric grid equipment; nodal loads redistribution in accordance with seasons and the time of day, etc. In all such instances, it is required to analyze the compliance of set-point power flows with the changed power system parameters. The precise analysis consists in recalculating flow magnitudes and comparing them with the current set-point flow magnitudes with the view of their further adjustment. Therefore, in order to simplify computations of allowed power flows within the tolerance range, it is important to create such algorithms and methodology that will result in automatization of allowed power flow calculations.

**The main aim** of the study is to work out a simplified method for computing the allowed active power flow in controlled power system sections.

**The methods used in the study:** steady state power system equation analysis and modeling of steady state power systems with «RastrWin» software.

**The results.** The author has proposed the simplified method for computing the allowed active power flow in controlled power system sections. The validity of this method was tested and assessed in the controlled section of model in the article

### Key words:

Power system, section, stability, maximum allowed active power flow, allowed power flow in emergencies.

### REFERENCES

1. SO EES. Available at: <http://so-ups.ru/index.php? id=ees> (accessed 13 August 2015).
2. Khrushchev Yu.V., Zapovednikov K.I., Yushkov A.Yu. *Elektromekhanicheskie perekhodnye protsessy v elektroenergeticheskikh sistemakh* [Electromechanical transients in electric power systems]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2010. 160 p.
3. Ayuev B.I., Bartolomey P.I. *Raschety ustanovivshikhsya rezhimov v zadachakh operativnogo i avtomaticheskogo upravleniya EES* [Calculation of steady-state modes in problems of operational and automated control of electric power systems]. Ekaterinburg, UTI-UPI Press, 1999. 228 p.
4. *Polozhenie o sostave, raschete i primenenii klyuchevykh pokazateley effektivnosti (KPE) OAO «SO EES». Utverzhdeno resheniem Soveta direktorov OAO «SO EES» ot 27.12.2012 protokol № 136 s izmeneniyami ot 27.10.2014 v sootvetstvi s resheniem Soveta direktorov OAO «SO EES» ot 27.10.2014 protokol № 152, 2014* [The regulation on structure, calculation and application of performance factor of «SB EPS». Approved on 27 December 2012, no. 136 with the changes on 27.10.2014, no. 152]. 22 p.
5. *Metodicheskie ukazaniya po ustoychivosti energosistem. Utv. prikazom Minenergo Rossii ot 30.06.2003 № 277* [Guidelines in power system stability. Approved by the Ministry of Energy of the RF, 30.06.2003, no. 277]. 12 p.
6. Savchenko D.S. *Otsenka predelnykh peretokov po LEP s pomoshchyu SMPR* [Estimation of limited flows in ETL by WAMS]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy V mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the V International scientific conference]. Tomsk, 2014. Vol. 2, pp. 137–139.
7. Polyakov I.D. *Analiz vozmozhnosti vyvaznivaniya grafika sutochnogo potrebleniya energosistemy pri pomoshchi potrebiteley s reguliruemoy nagruzkoy* [Analysis of the possibility to level the schedule of daily consumption of power system by consumers with controlled load]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy V mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the V International scientific conference]. Tomsk, 10–14 November 2014. Vol. 2, pp. 234–238.
8. Polyakov I.A. *Avtomaticheskoe tekushchee opredelenie velichin dopustimykh po vybrannym kriteriyam peretokov v kontroliruemyykh secheniyakh energosistem* [Automatic current determination of the values of the flows allowed by the selected criteria in the controlled sections of power systems]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy IV mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the IV International scientific conference]. Novocherkassk, 14–18 October 2013. Novocherkassk, Lik Publ., 2013. Vol. 1, pp. 204–206.
9. Alyushenko A.I., Dyachkov V.A. *Analiz shemno-rezhimnykh faktorov na propusknyuyu sposobnost pervogo secheniya moskovskogo koltsa* [Analysis of system-mode factors influence on the capacity of Moscow outer ring first section]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy IV mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the IV International scientific conference]. Novocherkassk, 14–18 October 2013. Novocherkassk, Lik Publ., 2013. Vol. 1, pp. 48–52.
10. Mikhaylenko A.F., Repina E.A. *Modernizatsiya tsentralizovannoy sistemy protivovariyogo upravleniya OES Sredney Volgi* [Improvement of centralized system of emergency control over EER of the Middle Volga]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy V mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the V International scientific conference]. Tomsk, 10–14 November 2014. Vol. 1, pp. 435–443.
11. Polyakov I.A. *Vliyanie vnesnykh peretokov aktivnoy moshchnosti na oblast dopustimykh rezhimov raboty kontroliruemyykh*

- secheniy [Influence of active power external flows on feasible area of the controlled section operation]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy V mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the V International scientific conference]. Tomsk, 10–14 November 2014. Vol. 1, pp. 331–334.
12. *Polozhenie po upravleniyu rezhimami raboty energosistemy Altayskogo kraya i Respubliki Altay. Utverzhdeno rasporyazheniem Filiala OAO «SO EES» Altayskoe RDU ot 31.07.2015 № 65 «O vvode v deystvie PUR»* [Regulation on controlling the functioning of power system in Altai region and the Republic of Altai]. 2015. 363 p.
  13. Ayuev B.I. O sisteme monitoringa perekhodnykh rezhimov [Transient mode monitoring]. *Energorynok*, 2006, no. 2. Available at: <http://www.e-m.ru/er/2006-02/22889/> (accessed 10 August 2015).
  14. Pavlushko S.A., Kulikov Yu.A., Volnev V.N. Innovatsionnye napravleniya razvitiya elektroenergetiki [Innovations in power engineering development]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy IV mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the IV International scientific conference]. Novochoerkassk, 14–18 October 2013. Novochoerkassk, Lik Publ., 2013. Vol. 1, pp. 17–26.
  15. Bartolomey P.I., Pletneva L.V. Optimizatsiya rasstanovki ustroystv PMU dlya uskoreniya raschetov rezhimov EES [Optimization of installing PMU devices to accelerate the calculations of EPS modes]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy IV mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the IV International scientific conference]. Novochoerkassk, 14–18 October 2013. Novochoerkassk, Lik Publ., 2013. Vol. 1, pp. 60–63.
  16. Shabalin G.S., Chusovitin P.V., Pazderin A.V., Tashchilin V.A. Primenenie kvadrachnoy tsel'voy funktsii dlya nakhozhdeniya predelnogo rezhima energosistemy [Application of quadratic objective to find out the limited mode of the power system]. *Elektroenergetika glazami molodezhy: nauchnye trudy V mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Power engineering as viewed by young people. Proc. of the V International scientific conference]. Tomsk, 10–14 November 2014. Vol. 1, pp. 185–188.
  17. Kundur P. *Power System Stability and Control*. California, EPRI, 1993. 1199 p.
  18. Jain T., Singh S.N., Srivastava S.C. Assessment of oscillatory stability constrained available transfer capability. *Electrical Power and Energy Systems*, 2009, no. 31, pp. 192–200.
  19. Jayasekara B., Annakkage U.D. Derivation of an Accurate Polynomial Representation of the Transient Stability Boundary. *IEEE transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, no. 4, pp. 1856–1863.
  20. Zarate L.A.LI, Castro C.A., Ramos J.L.M., Ramos E.R. Fast computation of Voltage Stability Security Margins using Nonlinear Programming Techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, no. 1, pp. 19–27.
  21. Gurevich Yu.E., Libova L.E., Okin A.A. *Raschety ustoychivosti i protivovariynoy avtomatiki v energosistemakh* [Calculation of stability and emergency automation in power systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1990. 390 p.
  22. Idelchik V.I. *Raschety ystanovivshikhsya rezhimov elektricheskikh sistem* [Calculation of steady states in power systems]. Ed. by V.A. Venikov. Moscow, Energiya Publ., 1977. 192 p.

Received: 14 August 2015.