

УДК 621.311.016

DOI: 10.18799/24131830/2025/6/5117

Шифр специальности ВАК: 2.4.3

Научная статья

Метод автоматического утяжеления режима для исследования влияния коррекции статических характеристик нагрузки по напряжению на величины предельных перетоков активной мощности

Н.Л. Бацева[✉], А.К. Жуйков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

[✉]batsevan@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Применение в промышленных узлах нагрузки нового оборудования и современных технологий производства потребовало идентификации статических характеристик нагрузки по напряжению по экспериментальным измерениям, а также коррекции коэффициентов статических характеристик нагрузки в расчётных моделях энергосистем. Коррекция проводится по мере идентификации статических характеристик, но влияние скорректированных статических характеристик нагрузки на величину предельных перетоков активной мощности практически не исследовано, хотя от них напрямую зависит значение максимально допустимых перетоков активной мощности в сечениях. Причиной, замедляющей процесс исследования, является существующий метод утяжеления, обладающий рядом недостатков, поэтому для повышения эффективности проведения рутинных расчётов предельных режимов, а также научно-практических исследований необходимо создание метода автоматического утяжеления режима. **Цель.** Разработка и апробация метода утяжеления режима, базирующегося на автоматическом формировании траектории утяжеления с адаптивным отбором генераторных и нагрузочных узлов на каждом шаге утяжеления и на балансировке траектории, пригодного для решения как практических, так и исследовательских задач. **Методы.** При разработке метода использована матрица Якоби, приведённая к треугольному виду, кусочно-постоянная функция. **Результаты.** На основе предложенного метода автоматического утяжеления режима определены предельные перетоки активной мощности в сечениях и исследовано влияние коррекции коэффициентов статических характеристик нагрузки на величины предельных перетоков активной мощности. **Выводы.** Предложен и апробирован метод утяжеления режима, основанный на автоматическом формировании сбалансированной траектории утяжеления. Метод апробирован при решении исследовательской задачи по оценке влияния коррекции коэффициентов статических характеристик нагрузки на величину предельных перетоков активной мощности в сечениях. С помощью метода выявлено, что коррекция коэффициентов приводит к изменению величин предельных перетоков активной мощности.

Ключевые слова: расчётная модель, предельный режим, сечение, утяжеление режима, траектория утяжеления, статические характеристики нагрузки по напряжению, коррекция коэффициентов

Для цитирования: Бацева Н.Л., Жуйков А.К. Метод автоматического утяжеления режима для исследования влияния коррекции статических характеристик нагрузки по напряжению на величины предельных перетоков активной мощности // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 6. – С. 185–193. DOI: 10.18799/24131830/2025/6/5117

UDC 621.311.016
DOI: 10.18799/24131830/2025/6/5117
Scientific paper

Automatic loading method for studying a correction effect of static voltage load characteristics on limited active power flows

N.L. Batseva✉, A.K. Zhuykov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉batsevan@tpu.ru

Abstract. Relevance. New equipment and sophisticated industrial technologies, adapted at load nodes, require an identification of static load voltage characteristics according to experimental measurements, and the correction of their coefficients in computational models. The correction is carried out as soon as static load voltage characteristics are identified, but a correction effect on limit active power flows is not practically researched, although, maximum permissible active power flows at sections depend on them directly. The slowing cause is the existing loading method, having disadvantages. Therefore, it is required to develop the automatic loading method to increase efficiency of limit mode routine calculations and scientific and practical researches. **Aim.** Development and testing the loading method, based on an automatic shaping the loading with an adaptive selection generator and load nodes at each step, and on the balancing trajectory. **Methods.** Triangular Jacobi matrix and piecewise constant function. **Results.** The proposed method permits to calculate limit active power flows at sections and research the effect of the correction of static load voltage coefficients on those flows. **Conclusions.** According to this method, the research problem relating to an evaluation of a correction effect of static load voltage coefficients on the value of limit active power flows at sections is shown, and it is revealed that this correction changes limit active power flows.

Keywords: computational model, limited mode, section, mode loading, loading trajectory, static load voltage characteristics, coefficient correction

For citation: Batseva N.L., Zhuykov A.K. Automatic loading method for the studying a correction effect of static voltage load characteristics on maximum active power overflows. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 6, pp. 185–193. DOI: 10.18799/24131830/2025/6/5117

Введение

Одной из технологических задач при расчёте электрических режимов является определение области допустимых режимов работы энергосистемы (ЭС) [1–12]. Задача заключается в вычислении предельных перетоков активной мощности, служащих основой для определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков (МДП и АДП) в контролируемых сечениях (КС) [10]. Авторы отмечают, что определение предельных перетоков мощности требует использования адаптивных подходов к формированию траекторий утяжеления и/или вектора изменения режима (ВИР) и актуальных условно-постоянных параметров расчётной модели ЭС, к которым относятся и коэффициенты статических характеристик нагрузки по напряжению (СХН). Однако для участия генераторов в ВИР показана только возможность их задания PQ-диаграммами и ограничениями на максимальную и минимальную мощности генерации, в то время как большинство узлов нагрузки, представленные постоянными мощностями и обобщенными (типовыми) коэффициентами СХН, в ВИР не участвуют.

Это происходит потому, что для большинства узлов нагрузки достоверные сведения о технологических процессах, происходящих в узле нагрузки, отсутствуют [13–18].

Такой учёт нагрузки при расчёте предельных режимов и близких к ним может приводить к погрешностям при определении предельных перетоков и МДП, неверным решениям при планировании режимов и настройки автоматики.

Для ряда крупных узлов нагрузки коэффициенты СХН по напряжению уже определены по экспериментальным данным с учетом номенклатуры электрооборудования и технологических процессов, происходящих в узле нагрузки [19–26]. По мере проведения экспериментов и получения коэффициентов СХН нагрузочные узлы в расчётной модели ЭС корректируются, однако вопросы, связанные с оценкой влияния коррекции коэффициентов на величину предельных перетоков в КС, не исследованы. Фактором, замедляющим процесс исследований, является необходимость формирования траекторий утяжеления режима «вручную», что требует значительных временных затрат, особенно при

изменении исходного режима в части состава генерирующего оборудования или топологии электрической сети, так как для некоторых ВИР возникновение ремонтных схем приводит к загрузке смежных КС, а не исследуемых.

В статье предложен метод автоматического формирования траекторий утяжеления, включающий перечень генераторных узлов и узлов нагрузки с заданными изменениями величин генерации и нагрузки на каждом шаге утяжеления, который позволяет провести исследования по оценке влияния коррекции коэффициентов СХН на величины предельных перетоков активной мощности в КС и выявлению КС, для которых эффект от коррекции является наибольшим.

Материалы и методы

Метод автоматического утяжеления

Согласно [6] для расчёта предельных перетоков активной мощности и МДП требуется рассмотреть не менее трех траекторий утяжеления, различающихся перераспределением перетоков активной и/или реактивной мощности. При создании траекторий необходимо учитывать следующие факторы: близость узлов утяжеления к исследуемому КС; снижение напряжения в узлах, ограничивающих КС; диапазон изменения генерации/нагрузки в генераторных/нагрузочных узлах; сбалансированность траектории утяжеления; реализуемость траектории утяжеления при управлении электрическим режимом.

Анализ первых трёх факторов выполняется, как правило, эмпирическим путём и требует значительных трудозатрат. Сбалансированность траектории утяжеления часто ограничивается перечнем узлов утяжеления. Например, при утяжелении ряда КС используется только изменение мощности в узлах генерации путём их загрузки в передающей части ЭС и разгрузки в её приёмной части.

Предлагаемый метод заключается в автоматическом формировании траектории утяжеления с отбором генераторных и нагрузочных узлов расчётной модели на каждом шаге утяжеления по заданным выборкам и в балансировке траектории.

Учёт изменения мощности генерации и нагрузки выполняется согласно следующим пунктам:

1. Оценка влияния изменения активной мощности узла ΔP_i^P на изменение перетока активной мощности в КС $\Delta P_{КС}$ и мощности узла ΔP_i^U на изменение напряжения $\Delta P_{КС}$ в узлах, ограничивающих КС. Оценка выполняется с помощью анализа матрицы Якоби [2, 10, 12, 27, 28], приведённой к треугольному виду, путём вычисления производных по параметрам режима всех узлов расчётной модели от параметров режима ветвей, входящих в КС, и отбора по предварительно заданной выборке узлов, влияющих на переток

мощности в КС и на изменение напряжения в узлах, ограничивающих КС, в наибольшей степени. Величина влияния тем больше, чем меньшее изменение мощности в узле требуется для изменения перетока активной мощности в КС или напряжения в узлах, ограничивающих КС. Для точного учёта влияния рекомендуется изменять переток активной мощности на 1 МВт и напряжение на 1 кВ. Использование больших величин приведёт к отсеиванию узлов со сниженным уровнем напряжения и к расхождению итерационного процесса – новый режим с учётом приращений будет неустойчивым, а использование меньших величин – к снижению обусловленности матрицы Якоби и к изменениям, не утяжеляющим режим и имеющим на последовательных итерациях утяжеления разнонаправленный характер.

2. Расчёт общего влияния изменения мощности узла на каждом шаге утяжеления производится по формуле (1):

$$\Delta P_i = \Delta P_i^P + \Delta P_i^U, \quad (1)$$

где $\Delta P_i^P > 0$, если при увеличении генерации в узле увеличивается активная мощность в КС; $\Delta P_i^U > 0$, если при увеличении мощности генерации в узле увеличивается напряжение в узлах, ограничивающих КС. С увеличением генерации, как правило, происходит увеличение падения напряжения на сетевых элементах, связывающих генераторный узел и КС, поэтому в большинстве случаев $\Delta P_i^U < 0$. С помощью ΔP_i^U отсеивают узлы, электрически удалённые от КС.

3. Определение суммарного влияния: $\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i$,

где n – число узлов расчётной модели, удовлетворяющее предварительно заданной выборке.

4. Распределение ΔP_{Σ} между генераторными и нагрузочными узлами пропорционально диапазонам изменения активной мощности ΔP_i^{pez} с учётом знака общего влияния ΔP_i по (2):

$$\Delta P_i^{\text{итог}} = \frac{\Delta P_i^{\text{pez}}}{\sum_{i=1}^n \Delta P_i^{\text{pez}}} \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \text{sgn}(\Delta P_i), \quad (2)$$

где $\Delta P_i^{\text{итог}}$ – итоговое изменение генерации активной мощности и/или активной мощности нагрузки в i -м узле.

Диапазоны изменения ΔP_i^{pez} вычисляются по выражениям (3) и (4): для узлов с генерацией $P_i^{\text{max}} - P_i$, если увеличение генерации активной мощности в узле увеличивает переток активной мощности в КС, или $P_i - P_i^{\text{min}}$, если увеличение генерации активной мощности в узле уменьшает переток активной мощности в КС:

$$\Delta P_i^{\text{рез}} = \begin{cases} P_i^{\text{max}} - P_i, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} > 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0; \\ P_i - P_i^{\text{min}}, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} < 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0; \end{cases} \quad (3)$$

для нагрузочных узлов $P_i^{\text{max}} - P_i$, если увеличение активной мощности нагрузки уменьшает переток активной мощности в КС, или $P_i - P_i^{\text{min}}$, если увеличение активной мощности нагрузки увеличивает переток активной мощности в КС:

$$\Delta P_i^{\text{рез}} = \begin{cases} P_i^{\text{max}} - P_i, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} < 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0; \\ P_i - P_i^{\text{min}}, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} > 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0. \end{cases} \quad (4)$$

При распределении ΔP_{Σ} диапазоны P_i^{max} и P_i^{min} учитываются так, что текущая мощность узла генерации или узла нагрузки P_i с учётом приращения $\Delta P_i^{\text{итог}}$ не может нарушать ограничения (5):

$$P_i^{\text{min}} \leq P_i + \Delta P_i^{\text{рез}} \leq P_i^{\text{max}}. \quad (5)$$

При нарушении ограничений (5) $\Delta P_i^{\text{итог}}$ корректируется и принимается равным $\Delta P_i^{\text{итог}} = \Delta P_i^{\text{рез}}$.

5. Определение влияния ΔP_i^P по предварительно заданной балансирующей выборке. Отбираются генераторные и нагрузочные узлы с наименьшими величинами ΔP_i^P , и распределяется ΔP_{Σ} балансирующей выборки по удовлетворяющим ей узлам генерации и нагрузки согласно формулам (3) и (4).

После выполнения всех действий формируется траектория утяжеления. На каждой итерации действия 1–5 повторяются, что позволяет выполнить утяжеление адаптивно с достижением предельного перетока активной мощности именно в утяжеляемом КС.

Для учёта влияния изменения мощности в узле на переток активной мощности в КС обязательно добавляют условие ограничения величины влияния ΔP_i^P больше или меньше некоторого значения. Для выборки балансировки это условие должно быть противоположным условию на ограничение в выборке утяжеления.

При определении предельного перетока активной мощности в КС в обратном направлении в качестве заданного изменения перетока активной мощности используется величина –1 МВт, и выражения (3) и (4) принимают вид (6) и (7):

$$\Delta P_i^{\text{рез}} = \begin{cases} P_i^{\text{max}} - P_i, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} < 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0; \\ P_i - P_i^{\text{min}}, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} > 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0. \end{cases} \quad (6)$$

$$\Delta P_i^{\text{рез}} = \begin{cases} P_i^{\text{max}} - P_i, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} > 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0; \\ P_i - P_i^{\text{min}}, & \text{если } \Delta P_{\text{КС}} < 0 \text{ при } \Delta P_i^P > 0. \end{cases} \quad (7)$$

Алгоритмизация метода автоматического утяжеления

Блок-схема алгоритма приведена на рис. 1.

Исходными данными являются: путь к файлу режима, в котором выполняется утяжеление; путь к

файлу сечений; номер сечения для утяжеления; выборка узлов для утяжеления; выборка узлов для балансировки; опции и пути для сохранения промежуточных режимов и/или траекторий утяжеления; опция для утяжеления перетока в КС в обратном направлении; максимальное число итераций; точность определения предельного перетока ε .

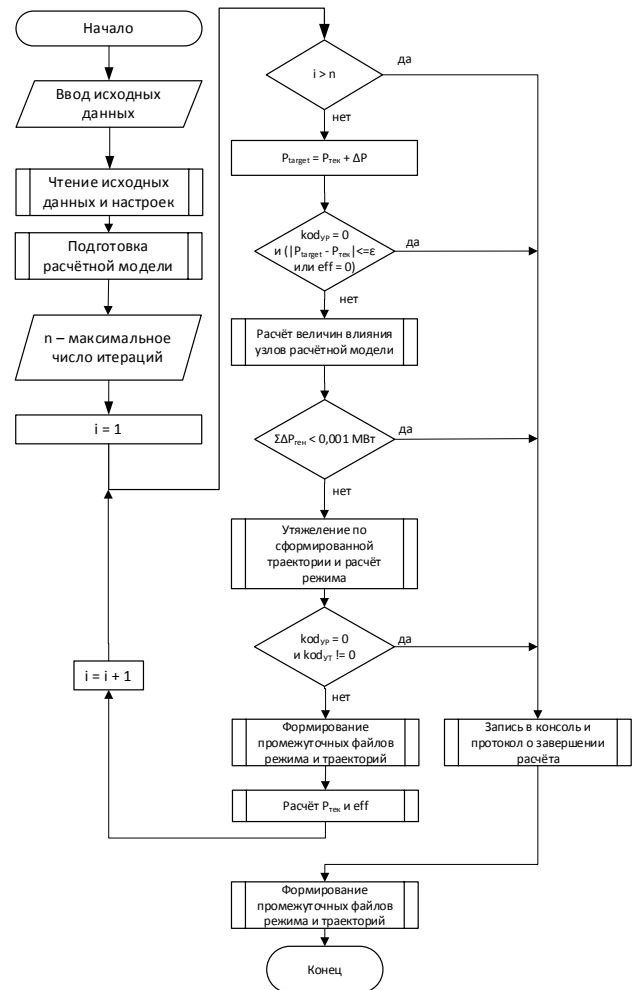


Рис. 1. Блок-схема алгоритма автоматического утяжеления

Fig. 1. Chart of the mode loading algorithm

При чтении исходных данных выполняется расчёт шага автоматического утяжеления ΔP и устанавливается значение целевого перетока в КС $P_{\text{target}} = P_{\text{тек}} + \Delta P$, где $P_{\text{тек}}$ – текущее значение перетока активной мощности в утяжеляемом КС, определённое при предварительном расчёте установившегося режима (УР) при получении кода завершения расчёта УР $\text{kod}_{\text{ур}}$ (0 – успешный расчёт) и вычислении суммарного перетока активной мощности по ветвям, входящим в КС.

В начале каждой i -й итерации выполняется проверка условия завершения поиска предельного пе-

ретока: если $|P_{target} - P_{тек}| \leq \varepsilon$ и $kod_{ур} = 0$, то выводятся сообщения в консоль и протокол работы программы с указанием величины предельного перетока. При выборе опции сохранения выполняется сохранение файла режима и/или траектории утяжеления в заданные директории.

При сохранении промежуточных файлов режима и траекторий указывается наименование исходного режима, номер утяжеляемого сечения и номер шага.

Если условие завершения утяжеления не выполняется, то производится расчёт величин влияния узлов расчётной модели на величину перетока активной мощности в КС. Аналогичным образом выполняется вычисление влияний и приращений мощности для узлов, удовлетворяющих заданной выборке балансировки основной траектории. Если суммарная величина приращений генерации активной мощности по узлам выборки утяжеления составит меньше 0,001 МВт, то процесс определения предельного перетока завершится с появлением соответствующего сообщения во всплывающем окне консоли и в протоколе.

После задания приращений активной мощности к текущей генерации активной мощности узлов выборки утяжеления и балансировки выполняется шаг утяжеления и расчёт УР. Затем вычисляется обновлённое значение перетока активной мощности в КС и эффективность утяжеления eff . Эффективность eff определяется как отношение абсолютной величины изменения перетока мощности в КС после утяжеления к суммарной величине изменения генерации активной мощности узлов, входящих в выборку утяжеления.

Итерационный процесс поиска предельного перетока продолжается до тех пор, пока не будет выполнено условие останова расчёта, или шаг утяжеления завершится с ошибкой, а расчёт УР будет успешен. Неуспешный шаг утяжеления $kod_{UT} \neq 0$ – это расхождение итерационного процесса внутри шага, что приводит к делению шага средствами программного комплекса (ПК). В этом случае при сохранении промежуточных файлов режима и/или траекторий утяжеления производится запись файлов утяжелённых режимов и/или соответствующих им траекторий утяжеления в заданные директории.

При отсутствии ошибок в шаге утяжеления и в расчёте УР итерационный процесс утяжеления выполняется далее, $P_{тек}$ становится равным рассчитанному после шага утяжеления перетоку активной мощности в КС. По окончании первой итерации, если выбрана опция сохранения первых файлов режима и/или траекторий утяжеления, выполняется сохранение файла утяжелённого режима и сформированной на первой итерации траектории утяжеления.

При выполнении условия останова вычисления предельного перетока или при ошибке в шаге утяжеления и успешном расчёте УР за число итераций меньшее, чем заданное максимальное число, появляется всплывающее окно с уведомлением о завершении определения предельного перетока в КС с указанием величины предельного перетока, записями в консоль и в протокол работы программы.

Если условие останова не выполнено после завершения максимального числа итераций, и ошибки при расчёте УР и в шаге утяжеления отсутствуют, то появится всплывающее окно с предупреждением, записями в консоль и в протокол работы программы.

Для оценки корректности формируемых траекторий на каждом шаге утяжеления выполняется расчёт суммарных изменений мощности генерации узлов, соответствующих выборкам утяжеления и балансировки.

Результаты исследования

Апробация предлагаемого метода проводилась на 46-и узловой схеме (рис. 2). Топологически схема состоит из замкнутых контуров, например, ГЭС2–ПС18–19–7–5–8–9–10–24–11–ГЭС2, и радиальных, например, ГЭС2–ПС12–13–14–15–16–ГЭС1.

Для подстанций (ПС) 1–4 выполнена коррекция коэффициентов СХН, полученных после обработки измерений пассивного эксперимента, согласно методике, изложенной в [19]. До коррекции в этих узлах использовались коэффициенты типовой СХН [11].

В схеме заданы 5 КС, отмеченные черными пунктирными линиями на рис. 2.

Значения скорректированных коэффициентов СХН по напряжению и коэффициентов типовой СХН приведены в табл. 1.

Таблица 1. Коэффициенты СХН по напряжению для ПС 1–4

Table 1. Static load voltage characteristic coefficients for PSs 1–4

Наименование ПС Substation name	o.e./a.u.					
	a_2	a_1	a_0	b_2	b_1	b_0
ПС 1/PS 1	0,642	1,019	–0,661	3,269	–5,168	2,899
ПС 2/PS 2	–3,987	7,372	–2,385	8,573	–9,306	1,733
ПС 3/PS 3	–0,597	0,915	0,682	–0,447	0,780	0,667
ПС 4/PS 4	–28,079	56,882	–27,803	–8,105	18,627	–9,522
Коэффициенты типовой СХН Standard coefficients	0,470	–0,300	0,830	4,300	–7,000	3,700

Согласно предлагаемому методу, при различных значениях мощности нагрузки, соответствующих суточным колебаниям потребления мощности, произведены расчёты предельных перетоков активной мощности в КС.

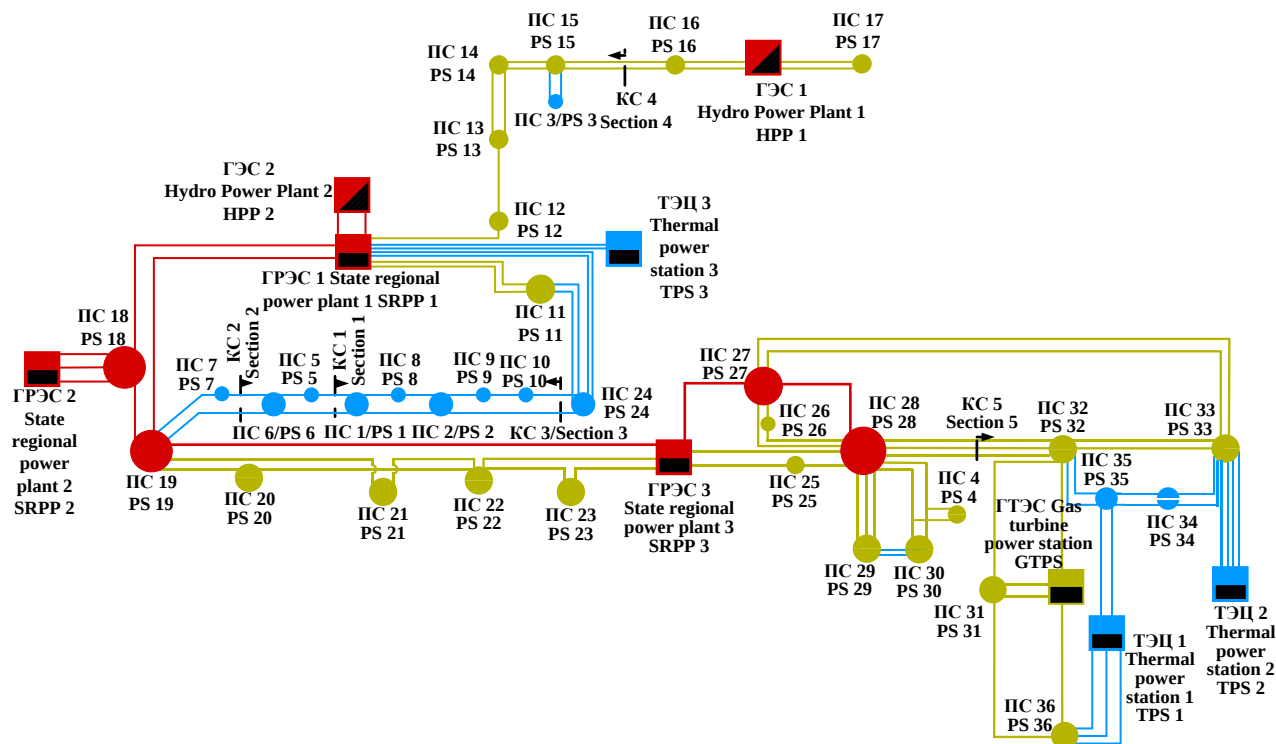


Рис. 2. Схема для исследования: элементы с номинальным напряжением 500 кВ обозначены красным цветом; 220 кВ – жёлтым цветом; 110 кВ – синим цветом

Fig. 2. Researched power grid: red color corresponds to 500 kV power lines and substations (PSs); yellow color – to 220 kV, and blue color – to 110 kV

В табл. 2 представлены результаты расчёта предельных перетоков для КС 1–5 с наибольшей и наименьшей разницей в величинах.

Таблица 2. Результаты определения предельных перетоков в КС

Table 2. Results of the limited active power flows at controlled sections

№ КС Controlled section number	Время, ч Time, h	Р _{пред} МВт/МВ		Разница Deviation	
		при типовых коэффициентах СХН Limited active power flows with standard coefficients	при скорректированных коэффициентах СХН Limited active power flows with corrected coefficients	МВт MW	%
1	2	3	4	5	6
1	22:00	98,024	80,815	-17,209	17,556
	00:00	111,035	98,975	-12,060	10,861
2	02:00	156,991	147,35	-9,641	6,141
	12:00	137,957	133,881	-4,076	2,955
3	08:00	270,016	282,94	12,924	4,786
	00:00	253,034	261,094	8,060	3,185
4	15:00	398,976	398,003	-0,973	0,244
	02:00	417,233	380,990	-36,243	8,687
5	10:00	1037,035	1161,484	124,449	12,000
	15:00	765,909	768,161	2,252	0,294

Выводы

1. Предложен метод утяжеления режима, позволяющий автоматически сформировать сбалансированную траекторию утяжеления, пригодный для решения исследовательских задач, а также сокращающий временные затраты технологий при выполнении рутинных практических расчётов по определению предельных перетоков активной мощности. Метод позволяет:

- определить предельный переток активной мощности при любой топологии схемы;
- полноценно использовать не только траекторию «генерация–генерация», но и «генерация–нагрузка»;
- предусмотреть коррекцию по напряжению, что даёт возможность расчёта предельного перетока в утяжеляемом КС, а не в смежном;
- установить траекторию утяжеления как в прямом, так и в обратном направлении (формулы (6) и (7));
- сохранить траектории на каждом шаге утяжеления, что обеспечивает получение нескольких траекторий без использования экспертной оценки.

2. Метод апробирован при решении исследовательской задачи по оценке влияния коррекции

коэффициентов СХН, определённых экспериментальным путём, на величины предельных перетоков в сечениях в реальной схеме, содержащей пять сечений. По результатам исследований (табл. 2) выявлено, что:

- коррекция коэффициентов СХН в узлах нагрузки, расположенных вблизи КС, для которого выполняется поиск предельного перетока, необходима, так как предельные перетоки активной мощности изменяются, причём чем больше мощность узлов нагрузки, тем больше разница между величинами предельных перетоков;
- эффект от коррекции коэффициентов СХН наблюдается для всех суточных срезов и для всех КС, однако не носит однонаправленного характера. Коррекция приводит как к снижению предельного перетока, так и к его повышению. С увеличением предельного перетока мощности по абсолютной величине (табл. 2, столбцы 3, 4 и 6) влияние коррекции коэффициентов СХН имеет тенденцию к

снижению, а при меньшей величине предельного перетока – к увеличению.

Направления дальнейших исследований

Коэффициенты СХН по напряжению могут изменяться в зависимости от изменения режима работы электроприёмников в узлах нагрузки, что приведет к необходимости установления периодичности их корректировки при расчётах предельных режимов. На основании этого требуется:

1. Установить заданный интервал корректировки коэффициентов, при котором будут обеспечены максимальная пропускная способность КС и надёжность электроснабжения.
2. Проанализировать возможность выделения областей значений режимных параметров, при которых не требуется корректировка коэффициентов, что позволит сократить время расчётов предельных перетоков, выполняемых в реальном времени при постоянной корректировке с заданным интервалом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Short-term voltage stability analysis in power systems: a voltage solvability indicator / H. Wenqing, X. Wang, Y. Yao, D. Gan, M. Chen // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 2024. – Vol. 161. – P. 1–14. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110185.
2. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электроэнергетические системы и сети. Электромеханические переходные процессы. – М.: Юрайт, 2025. – 153 с.
3. Data-driven energy management of isolated power systems under rapidly varying operating conditions / S. Chapaloglou, D. Varagnolo, F. Marra, E. Tedeschi // *Applied Energy*. – 2022. – Vol. 314. – P. 1–18. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.118906.
4. Gjorgiev B., David A.E., Sansavini G. Cascade-risk-informed transmission expansion planning of AC electric power systems // *Electric Power Systems Research*. – 2021. – Vol. 204 (9). – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.epr.2021.107685.
5. Особенности реализации технологии динамического ВИР для определения предельных режимов / А.С. Александров, Д.С. Лоцман, А.Ф. Михайленко, В.Г. Неуймин, Е.И. Сацук // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2020. – № 2 (83). – С. 34–41.
6. СТО 59012820.27.010.004-2020. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. – М.: АО «СО ЕЭС», 2020. – 25 с.
7. Krupenev D.S., Perzhabinsky, S.M. A reliability optimization algorithm with average dual estimates for electric power systems // *Automation and Remote Control*. – 2017. – Vol. 78. – P. 2241–2247. DOI: 10.1134/S0005117917120128.
8. Glazunova A.M., Aksaeva E.S. Available transfer capability determination on the basis of a trade-off approach // *Manchester PowerTech*. – Manchester, 18–22 June 2017. – New Jersey: IEEE, 2017. – P. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2017.7981014.
9. Русина А.Г. Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем управления установившимися режимами: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Томск, 2013. – 41 с.
10. Milano F. Power system modeling and scripting. – Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2010. – 558 p. DOI: 10.1007/978-3-642-13669-6.
11. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 246 с.
12. Taylor C.W. Power system voltage stability. – Whitby, Ontario: McGraw-Hill Ryerson, 1994. – 273 p. DOI: 10.1007/978-3-642-13669-6.
13. Multi-objective optimal planning study of integrated regional energy system considering source-load forecasting uncertainty / Z. Su, G. Zheng, G. Wang, Y. Mu, J. Fu, P. Li // *Energy*. – 2025. – Vol. 319. – P. 1–15. DOI: 10.1016/j.energy.2025.134861.
14. Stochastic optimization of energy systems configuration for nearly-zero energy buildings considering load uncertainties / Q. Xue, A. Wang, S. Jiang, Z. Wang, Y. Yang, Y. Cheng, Zh. Zheng // *Renewable Energy*. – 2025. – Vol. 243. – P. 1–20. DOI: 10.1016/j.renene.2025.122610.
15. Uncertainties in modern power systems / Eds. A.F. Zobaa, S.H.E.A. Aleem. – London: Elsevier Inc., 2022. – 686 p. DOI: 10.1016/C2019-0-01693-7.
16. Burle T., Chintapalli V.V.S. B.R. Modified load flow algorithm suitable for modern power systems under variable weather conditions // *Electric Power Systems Research*. – 2022. – Vol. 211. – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.epr.2022.108221.
17. Voltage stability analysis using quadratic objective function taking into account equality constraints / G. Shabalin, A. Pazderin, P. Bannykh, E. Balakh // *International Conference on the Science of Electrical Engineering*. – Eilat, 16–18 November 2016. – New Jersey: IEEE, 2017. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ICSEE.2016.7806166.

18. О методах решения многокритериальных оптимизационных задач электроэнергетики с неопределёнными величинами / В.А. Веников, И.А. Будзко, М.С. Левин, Е.Л. Блохина, В.А. Петров // *Электричество*. – 1987. – № 2. – С. 1–7. DOI: 10.24160/0013-5380.
19. Бацева Н.Л., Жуйков А.К. Идентификация полиномиальных моделей статических характеристик нагрузки по напряжению по результатам пассивного эксперимента // *Вестник Северо-Кавказского федерального университета*. – 2024. – № 1 (100). – С. 9–19. DOI: 10.37493/2307-907X.2024.1.
20. A composite load model aggregation method and its equivalent error analysis / P. Wu, X. Zhang, C. Lu, Y. Wang, H. Ye, X. Ling // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 2023. – Vol. 150 (5). – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.ijepes.2023.109098.
21. Effect of load modeling on power system stability studies / I.D. Pasiopoulou, E.O. Kontis, T.A. Papadopoulos, G.K. Papagiannis // *Electric Power Systems Research*. – 2022. – Vol. 207. – P. 1–15. DOI: 10.1016/j.eprsr.2022.107846.
22. Dmitriev S.A., Semenenko S.I., Suvorov A.A. Complex load bus static load characteristics determination using passive experiment method // 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED 2018). – Yekaterinburg, 26–30 March 2018. – Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, 2018. – P. 1–6. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341711.
23. Тавлинцев А.С., Суворов А.А. Статистически равновесные состояния нагрузки в задаче идентификации статических характеристик нагрузки // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика*. – 2017. – № 2. – С. 23–28. DOI: 10.14529/power170203.
24. Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads / A. Bokhari, A. Alkan, R. Dogan, M. Diaz-Aguilo, F. de Lion, D. Czarkowski // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 2014. – Vol. 29 (3). – P. 1372–1381. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2285096.
25. Способы обработки данных активного эксперимента при определении статических характеристик мощности нагрузок узлов сети по напряжению / В.Ф. Кравченко, В.И. Нагай, И.Ф. Бураков, Б.П. Золотов // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. – 2014. – № 6. – С. 67–71. DOI: 10.17213/0136-3360-2014-6-67-71.
26. Identification of static polynomial load model based on remote metering systems information / A.S. Tavlintsev, A.V. Pazderin, O.I. Malozemova, P.V. Chusovitin // 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering. – Wroclaw, 1–3 November 2013. – P. 213–216. DOI: 10.1109/EEEIC-2.2013.6737910.
27. Song Y., Hill D.J., Liu T. State-in-mode analysis of the power flow Jacobian for static voltage stability // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2019. – Vol. 105. – P. 671–678. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.09.012.
28. Исследование возможности применения числового значения определителя матрицы Якоби для анализа статической устойчивости энергосистем / О.М. Гук, М.В. Одинцов, А.В. Севастьянова, С.В. Смоловик // *Известия ВУЗов. Проблемы энергетики*. – 2012. – № 3–4. – С. 55–59.

Информация об авторах

Наталья Ленмировна Бацева, кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; batsevan@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1808-4700>

Александр Константинович Жуйков, аспирант Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; akz3@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1216-0653>

Поступила в редакцию: 21.04.2025

Поступила после рецензирования: 12.05.2025

Принята к публикации: 04.06.2025

REFERENCES

1. Wenqing H., Wang X., Yao Y., Gan D., Chen M. Short-term voltage stability analysis in power systems: A voltage solvability indicator. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2024, vol. 161, pp. 1–14. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110185.
2. Khrushev Yu.V., Zapodovnikov K.I., Yushkov A.Yu. *Power systems and grids. Electromechanical transients*. Moscow, Urait Publ., 2025. 153 p. (In Russ.)
3. Chapaloglou S., Varagnolo D., Marra F., Tedeschi E. Data-driven energy management of isolated power systems under rapidly varying operating conditions. *Applied Energy*, 2022, vol. 314, pp. 1–18. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.118906.
4. Gjorgiev B., David A.E., Sansavini G. Cascade-risk-informed transmission expansion planning of AC electric power systems. *Electric Power Systems Research*, 2021, vol. 204 (9), pp. 1–13. DOI: 10.1016/j.eprsr.2021.107685.
5. Aleksandrov A.S., Lotsman D.S., Mikhailenko A.F., Neiumin V.G., Satsuk E.I. Realization features of a dynamic mode change vector technique for the limited modes calculation. *STC of Unified Power System Proceedings*, 2020, vol. 82, no 2, pp. 34–41. (In Russ.)
6. STO 59012820.27.010.004-2020. *Rules for determining the maximum permissible and emergency permissible active power flows at controlled sections*. Moscow, Russian power system operator Publ., 2020. 25 p. (In Russ.)
7. Krupenev D.S., Perzhabinsky S.M. A reliability optimization algorithm with average dual estimates for electric power systems. *Automation and Remote Control*, 2017, vol. 78, pp. 2241–2247. DOI: 10.1134/S0005117917120128.
8. Glazunova A.M., Aksaeva E.S. Available transfer capability determination on the basis of a trade-off approach. *Proceedings of the Manchester PowerTech*. Manchester, June 18–22, 2017. New Jersey, IEEE Publ., 2017. pp. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2017.7981014.

9. Rusina A.G. *Development of the theory and methodology of the power system analysis of the steady-state system control*. Dr. Diss. Abstract. Tomsk, 2013. 41 p. (In Russ.)
10. Milano F. *Power system modeling and scripting*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2010. 558 p. DOI: 10.1007/978-3-642-13669-6.
11. Gurevich Yu.E., Libova L.E. *Application of electrical load mathematical models in calculation of power system stability and an industrial consumer power supply reliability*. Moscow, ELEKS-KM Publ., 2008. 246 p. (In Russ.)
12. Taylor C.W. *Power system voltage stability*. Whitby, Ontario, McGraw-Hill Ryerson, 1994. 273 p. DOI: 10.1007/978-3-642-13669-6.
13. Su Z., Zheng G., Wang G., Mu Y., Fu J., Li P. Multi-objective optimal planning study of integrated regional energy system considering source-load forecasting uncertainty. *Energy*, 2025, vol. 319, pp. 1–15. DOI: 10.1016/j.energy.2025.134861.
14. Xue Q., Wang A., Jiang S., Wang Z., Yang Y., Cheng Y., Zheng Zh. Stochastic optimization of energy systems configuration for nearly-zero energy buildings considering load uncertainties. *Renewable Energy*, 2025, vol. 243, pp. 1–20. DOI: 10.1016/j.renene.2025.122610.
15. *Uncertainties in modern power systems*. Eds. A.F. Zobaa, S.H.E. A. Aleem. London, Elsevier Inc., 2022. 686 p. DOI: 10.1016/C2019-0-01693-7.
16. Burle T., Chintapalli V.V.S. B.R. Modified load flow algorithm suitable for modern power systems under variable weather conditions. *Electric Power Systems Research*, 2022, vol. 211, pp. 1–13. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108221.
17. Shabalin G., Pazderin A., Bannykh P., Balakh E. Voltage stability analysis using quadratic objective function taking into account equality constraints. *Proceedings of the International Conference on the Science of Electrical Engineering*. Eilat, November 16–18, 2016. New Jersey, IEEE Publ., 2017. pp. 1–5. DOI: 10.1109/ICSEE.2016.7806166.
18. Venikov V.A., Budzko I.A., Levin M.S., Blokhina E.L., Petrov V.A. Methods for solving multi-criteria optimization problems of the electric power industry with uncertain values. *Elektrichestvo*, 1987, no 2, pp. 1–7. (In Russ.) DOI: 10.24160/0013-5380.
19. Batseva N.L., Zhuikov A.K. Identification of polynomial models of static load characteristics based on passive experiment results. *Newsletter of North-Caucasus Federal University*, 2024, vol. 100, no 1, pp. 9–19. (In Russ.) DOI: 10.37493/2307-907X.2024.1.
20. Wu P., Zhang X., Lu C., Wang Y., Ye H., Ling X. A composite load model aggregation method and its equivalent error analysis. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2023, vol. 150 (5), pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.ijepes.2023.109098.
21. Pasiopoulou I.D., Kontis E.O., Papadopoulos T.A., Papagiannis G.K. Effect of load modeling on power system stability studies. *Electric Power Systems Research*, 2022, vol. 207, pp. 1–15. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.107846.
22. Dmitriev S.A., Semenenko S.I., Suvorov A.A. Complex load bus static load characteristics determination using passive experiment method. *Proceedings of the 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED 2018)*. Yekaterinburg, 26–30 March, 2018. Yekaterinburg, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc Publ., 2018. pp. 1–6. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341711.
23. Tavlintsev A.S., Suvorov A.A. Statistically equilibrium states of load in the problem of static load characteristics identification. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no 2, pp. 23–28. (In Russ.) DOI: 10.14529/power170203.
24. Bokhari A., Alkan A., Dogan R., Diaz-Aguilo M., De Lion F., Czarkowski D. Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014, vol. 29 (3), pp. 1372–1381. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2285096.
25. Kravchenko V.F., Nagay V.I., Burakov I.F., Zoloev B.P. Methods of data processing in the active experiment when determining the static characteristics of the power loads of the nodes in the network voltage. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika (Russian Electromechanics)*, 2014, no. 6, pp. 67–71. (In Russ.) DOI: 10.17213/0136-3360-2014-6-67-71.
26. Tavlintsev A.S., Pazderin A.V., Malozemova O.I., Chusovitin P.V. Identification of static polynomial load model based on remote metering systems information. *Proceedings of the 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering*. Wroclaw, 1–3 November, 2013. Wroclaw, IEEE Publ., 2013. pp. 213–216. DOI: 10.1109/EEEIC-2.2013.6737910.
27. Song Y., Hill D.J., Liu T. State-in-mode analysis of the power flow Jacobian for static voltage stability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019, vol. 105, pp. 671–678. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.09.012.
28. Guk O.M., Odintsov M.V., Sevastyanova A.V., Smolovik S.V. Research of the numerical value application of the Jacobian determinant for a power system static stability analysis. *Bulletin of the Higher Education Institution. Energy problems*, 2012, no. 3–4, pp. 55–59. (In Russ.)

Information about the authors

Natalia L. Batseva, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; batsevan@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1808-4700>

Aleksandr K. Zhuykov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; akz3@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1216-0653>

Received: 21.04.2025

Revised: 12.05.2025

Accepted: 04.06.2025