

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ (05.14.02)

УДК 621.316.172:519.876

DOI: 10.24160/1993-6982-2021-6-20-30

Определение допустимых перетоков мощности на основе адаптивной траектории утяжеления

Н.Л. Бацева, В.А. Сухоруков

Цель исследования — создание методики поиска адаптивной траектории утяжеления для схем энергосистем цепочечной структуры и ее апробация на контролируемых сечениях системообразующей сети 500 кВ. Для разработки методики поиска адаптивной траектории утяжеления использованы теоретические сведения о цепочечных структурах энергосистем, особенностях режимов их работы. В качестве критериев контроля нарушения статической аperiodической устойчивости в исследуемом контролируемом сечении взяты значения уровней напряжения в узлах системообразующей сети 500 кВ, нормированные углы по связям, входящим в исследуемое, и смежные контролируемые сечения. Особое внимание уделено нагрузке по активной мощности смежных контролируемых сечений относительно исследуемого. Методика апробирована на двух контролируемых сечениях системообразующей сети 500 кВ. Результаты расчетов показали, что в некоторых схемно-режимных ситуациях предельный переток активной мощности, установленный на основании методики, больше предельного перетока, определенного с помощью вектора изменения режима, с разницей между значениями от 54 до 319 МВт, либо меньше него, с разницей между значениями от 121 до 228 МВт. Установлено, что разница между значениями обусловлена большей, либо меньшей нагрузкой смежных контролируемых сечений по отношению к исследуемому. Выявлена схемно-режимная ситуация, в которой значения предельных перетоков, найденные с помощью методики и вектора изменения режима, практически совпадают между собой. Разница составляет 15 МВт. Последующая алгоритмизация методики и создание программного обеспечения позволят применить её к большему количеству контролируемых сечений, изучить различные схемно-режимные ситуации для накопления статистических данных. При удовлетворении требований к быстродействию программного обеспечения в режиме, близком к реальному времени, оно будет адаптировано для программно-аппаратного комплекса «Система мониторинга запасов устойчивости». В целом апробация методики для схем энергосистем цепочечной структуры позволила сделать вывод о ее работоспособности для поиска адаптивной траектории утяжеления и определении предельных по статической аperiodической устойчивости перетоков активной мощности с использованием расчетной модели энергосистемы, соответствующей текущей схемно-режимной ситуации.

Ключевые слова: контролируемое сечение, статическая аperiodическая устойчивость, адаптивная траектория утяжеления, система мониторинга запасов устойчивости, схема энергосистемы цепочечной структуры.

Для цитирования: Бацева Н.Л., Сухоруков В.А. Определение допустимых перетоков мощности на основе адаптивной траектории утяжеления // Вестник МЭИ. 2021. № 6. С. 20—30. DOI: 10.24160/1993-6982-2021-6-20-30.

Determination of Marginal Power Flows Based on an Adaptive Gradual Load Increase Trajectory

N.L. Batseva, V.A. Sukhorukov

The aim of the study is to develop a technique for searching an adaptive gradual load increase trajectory for power grids with a chain structure and to test this technique on the monitored 500 kV backbone grid sections. The technique for searching an adaptive gradual load increase trajectory was developed proceeding from the theoretical data about the chain structures of power grids and about the specific features of their operation modes. The voltage levels at the 500 kV backbone grid nodes and normalized phase angles across the ties included in the studied section and in the adjacent monitored sections are adopted as criteria for monitoring loss of small-signal aperiodic stability in the section under study. Special attention is paid to active power flows through the monitored adjacent sections with respect to the section under study. The proposed technique was tested on two monitored sections of the backbone 500 kV grid. The numerical analysis results have shown that under certain grid configuration and mode conditions, the marginal active power flow determined according to the proposed technique is either higher than the marginal active power flow determined using the mode change vector with the difference between the values from 54 MW to 319 MW, or lower than the marginal flow, with the difference between the values from 121 MW to 228 MW. It has been established that the difference between the values is caused by higher or lower loading

of the monitored adjacent sections with respect to the section under study. Grid configuration and mode conditions has also been found in which the marginal active power flows determined according to the proposed technique and the mode change vector are almost identical with one another with the difference making about 15 MW. The subsequent algorithmic implementation of the procedure and development of the relevant software will make it possible to apply it to a larger number of monitored sections and to study various grid configuration and mode conditions for accumulating statistical data. If the software operation speed requirements in a close-to-real-time mode are satisfied, the software will be adapted to the Stability Margin Monitoring System software package. On the whole, the testing of the proposed technique for chain-shaped grids allowed us to conclude that the procedure can be used for searching an adaptive gradual loading trajectory and determining marginal active power flows in regard of small-signal aperiodic stability using the power system analysis model corresponding to the current grid configuration and mode conditions.

Key words: monitored section, small-signal aperiodic stability, adaptive gradual loading trajectory, stability margin monitoring system, chain-shaped grid configuration.

For citation: Batseva N.L., Sukhorukov V.A. Determination of Marginal Power Flows Based on an Adaptive Gradual Load Increase Trajectory. Bulletin of MPEI. 2021;6:20—30. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2021-6-20-30.

Введение

Определение допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (КС) энергосистем (ЭС) — одна из важных задач, решаемых системными операторами в России и за рубежом как на этапе краткосрочного планирования, так и при управлении электроэнергетическим режимом в реальном времени. Величина максимально допустимого (МДП) и аварийно допустимого (АДП) перетоков активной мощности зависит от различных факторов, например, от температуры окружающей среды, состава генерирующего оборудования на электростанциях, величины потребления и генерации активной мощности, перетоков активной мощности по смежным КС, объема управляющих воздействий (УВ) от устройств и комплексов противоаварийной автоматики. При расчете величин МДП и АДП с использованием расчетной модели (РМ) контрольных измерений технолог может рассмотреть только ограниченное число схемно-режимных ситуаций (СРС). Кроме того, он вынужден учитывать наихудшую возможную СРС, которая в реальном режиме работы ЭС может и не произойти.

При таком подходе неизбежно возникает проблема неполного использования существующей пропускной способности КС из-за ограниченного числа рассматриваемых схемных и режимных параметров и необходимости учета наихудших из них.

Решением проблемы является использование текущей РМ ЭС, получаемой после процедуры оценивания состояния на основе данных телеметрии. В этом случае реализуется циклический расчет величин МДП и АДП в режиме, близком к реальному времени. Полученные значения допустимых перетоков обновляются вместе с изменением режима ЭС.

В настоящее время получили развитие системы, осуществляющие мониторинг запасов устойчивости ЭС и расчет допустимых перетоков в режиме, близком к реальному времени [1 — 11]. Их основная задача — определение предельного перетока по статической аperiodической устойчивости (САУ), по статической устойчивости по напряжению и динамической устойчивости.

В работах [1, 2] рассмотрена методика определения предельных параметров режима, применяемая неза-

висимым системным оператором ISO New England и западным координационным советом по электричеству WECC США. В ней пошагово утяжелен режим путем изменения мощности нагрузки и генерации в выбранных узлах РМ (траектория утяжеления). На каждом шаге выполняются сценарии аварийных возмущений с учетом критериев $(n - 1)$ и $(n - 2)$.

В [3] для анализа САУ предложено вначале вычислять минимально- и аварийно допустимые углы векторов напряжений на шинах подстанций (ПС) относительно базовой ПС, а затем в режиме реального времени проводить мониторинг углов при напряжениях на шинах ПС с использованием данных синхронизированных векторных измерений, поступающих в программное обеспечение (ПО) WAProtector, установленное в диспетчерском центре системного оператора CENACE (Эквадор). Для вычисления допустимых углов при напряжениях использованы характерные РМ ЭС с различным уровнем потребления мощности и водных ресурсов на ГЭС. Для каждой из РМ смоделированы аварийные возмущения по критерию $(n - 1)$ и увеличена активная мощность нагрузки в заранее определенных узлах до момента расхождения итерационного процесса при расчете установившегося режима (УР).

В [4] дана методика, предназначенная для анализа устойчивости ЭС в режиме, близком к реальному времени, и применяемая Техасским советом по надежности электроснабжения ERCOT США. Ее действие в режиме реального времени обеспечивается с помощью ПО DSATools, состоящего из трех основных модулей. Для анализа статической устойчивости по напряжению взят второй модуль ПО VSAT, где задаются определенные аварийные сценарии, создаются траектории утяжеления, КС, аварийные возмущения с учетом критерия $(n - 1)$. Критерием нарушения устойчивости считаются расхождение итерационного процесса расчета УР или снижение напряжения на шинах ПС системообразующей сети ниже уровня $0,7U_{ном}$.

Публикация [5] посвящена описанию методики, заложенной в системе мониторинга и контроля статической устойчивости по напряжению, применяемой в ЭС китайской провинции Фуцзянь. Она состоит из трех модулей. Первый предназначен для построения PU -кривых и вычисления запаса статической устойчивости

ления должна меняться так, чтобы не допустить нарушения устойчивости в смежном КС.

Для реализации способа перераспределения активной мощности между электростанциями, входящими в цепочечную структуру, утяжеление режима ЭС следует начинать с самых дальних от КС электростанций. В процессе утяжеления и постепенного прогружения по мощности всей электропередачи в адаптивную траекторию утяжеления нужно постепенно включать электростанции, располагающиеся ближе к исследуемому КС, в тот момент, когда имеются признаки возможного нарушения устойчивости в смежном КС.

Критерии для контроля нарушения статической аperiodической устойчивости в исследуемом контролируемом сечении

Поскольку важной задачей при утяжелении режима и определении величин МДП и АДП в КС является контроль нарушения САУ, то возникает задача выбора и использования критериев, по которым можно будет однозначно судить о нарушении САУ именно в исследуемом КС.

Задача проверки нарушения САУ конкретно в исследуемом КС близка к задаче поиска опасных сечений [16]. Критерии и методы поиска изложены в [16 — 19].

В качестве первого критерия контроля нарушения САУ предложен критерий связей, имеющих максимальное значение отношения изменения угла по концам связи к сопротивлению связи $\Delta\delta/X = |\delta_i - \delta_j|/X_{ij}$, где δ_i, δ_j — углы напряжения в узлах начала и конца связи; X_{ij} — сопротивление связи.

В качестве второго можно взять уровень напряжения в узлах системообразующей сети, соединяющих связи исследуемого и смежных КС. Данный критерий применяется технологами при утяжелении режима и определении величин МДП и АДП с использованием контрольных измерений. Применение обоих критериев считается резервированием в процессе утяжеления режима для точного определения, что САУ нарушается именно в исследуемом КС.

Критерии работают в методике в следующей интерпретации: в предельном режиме нормированные углы $\Delta\delta_{ij}/X_{ij}$ по связям, входящим в исследуемое КС, должны быть максимальны, а уровни напряжений в узлах, соединяющих связи исследуемого КС, — наименьшими.

Методика поиска адаптивной траектории утяжеления для схем энергосистем цепочечной структуры

В качестве исходных данных приняты:

- исследуемое КС;
- перечни смежных КС по отношению к исследуемому и генераторов электростанций по разные стороны от исследуемого КС, используемые в процессе утяжеления;

- аварийно допустимые напряжения (АДН) $U_{\text{АДН}}$ для узлов, соединяющих связи смежных КС;

- граничный уровень напряжения $U_{\text{гран}}$ для узлов, соединяющих связи изучаемого КС;

- количество шагов утяжеления за один цикл методики; величина приращения мощности за один шаг утяжеления.

Методика раскрывается на примере схемы ЭС, представленной на рис. 1 и состоит из трех этапов.

Первый этап. Определение порядка загрузки генераторов электростанций по разные стороны от исследуемого КС.

На первом этапе составляют массивы генераторов, включенных и имеющих диапазон на загрузку/разгрузку в передающей/приемной частях ЭС, а также пар генераторов (один — из передающей, а второй — из приемной частей ЭС). Для утяжеления режима первыми используют генераторы, наиболее удаленные (справа и слева от исследуемого КС), — генераторы электростанций А и Е.

Затем идет увеличение/уменьшение мощности генератора в i -й паре на n МВт в соответствии со следующей формулой и расчет определителя матрицы Якоби $\det J_i$ в режиме, полученном после изменения мощности генераторов:

$$P_{\text{ген.}i} = P_{\text{ген.}i.\text{исх}} \pm n,$$

где $P_{\text{ген.}i}$ — мощность генератора в i -й паре после ее уменьшения/увеличения, МВт; $P_{\text{ген.}i.\text{исх}}$ — мощность генератора в i -й паре в исходном режиме (до изменения мощности), МВт; n — величина увеличения/уменьшения мощности генератора в i -й паре, МВт.

Операцию повторяют со всеми m парами генераторов и рассчитывают значение разности определителей матрицы Якоби:

$$\Delta \det J = \det J - \det J_p,$$

где $\Delta \det J$ — изменение значения определителя матрицы Якоби i -й пары генераторов; $\det J$ — значение определителя матрицы Якоби в исходном (до изменения мощности генераторов) режиме.

После изменения мощности ранжируют i -е пары генераторов по величине изменения разности определителей матрицы Якоби $\Delta \det J$. Чем больше окажется это изменение, тем раньше i -я пара генераторов должна быть использована в процессе утяжеления режима ЭС.

На каждой итерации выполняют пять шагов утяжеления по 60 МВт за один шаг (всего 300 МВт). Выбор количества шагов утяжеления и приращения мощности на каждом шаге связан с необходимостью (на третьем этапе методики) наличия на каждом шаге утяжеления значения нормированных углов $\Delta\delta_{ij}/X_{ij}$ по связям исследуемого и смежных КС. Пять шагов утяжеления позволят получить пять значений нормированных углов $\Delta\delta_{ij}/X_{ij}$, что, как было установлено экспериментально, является достаточным для полу-

чения зависимости нормированного угла связи от номера шага утяжеления $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ (номер шага). Выбор величины приращения мощности в 60 МВт также получен экспериментально: слишком большой (более 100 МВт) шаг утяжеления для системообразующей сети 500 кВ, предельные перетоки по САУ в которой составляют несколько тысяч МВт, не позволит адекватно построить зависимость нормированного угла от номера шага утяжеления $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ и вовремя прекратить загрузку смежного КС, допустив его перегрузку, основываясь на данных построенной зависимости. Для сетей 110 — 220 кВ величину приращения мощности за один шаг утяжеления следует принять меньшей, чем 60 МВт — (10...20) МВт, с учетом того, что в сетях этих классов напряжения предельные перетоки по САУ составляют несколько сотен мегаватт. Отметим, что суммарное приращение мощности в 60 МВт распределяли по ранжированным парам генераторов (второй этап методики), а при приближении к предельному перетоку по САУ осуществляли половинное деление каждого из приращений пар генераторов с помощью метода дихотомии, реализованного в ПК RastrWin.

Результатом первого этапа стал ранжированный список i -х пар генераторов, показывающий, в каком порядке следует загружать генераторы по критерию изменения значения определителя матрицы Якоби для достижения минимального предельного перетока по САУ в соответствии с [20].

Второй этап. Определение приращений для каждого узла утяжеления.

На втором этапе определяют приращения для каждой i -й пары генераторов, исходя из имеющегося диапазона на разгрузку/загрузку. Пары генераторов рассматривают в порядке их ранжирования на первом этапе. Если происходит достижение суммарного диапазона в 60 МВт в одной (нескольких) парах генераторов, то фиксируется один шаг утяжеления. Если набирается пять шагов утяжеления, то работа второго этапа прекращается.

В результате получают приращения мощностей для i -х пар генераторов, позволяющие выполнить пять шагов утяжеления по 60 МВт за шаг.

Третий этап. Утяжеление режима ЭС для определения предельного по САУ перетока активной мощности в исследуемом КС с контролем нарушения устойчивости именно в исследуемом КС.

На третьем этапе выполняют пять шагов утяжеления по 60 МВт с приращениями, полученными на втором этапе, в узлах утяжеления, определенных на первом этапе.

Если в течение пяти шагов утяжеления происходит расхождение итерационного процесса метода Ньютона, то предельный режим по САУ достигнут, иначе проводят анализ полученного режима.

Для того, чтобы судить о нарушении устойчивости в исследуемом КС, используется граничный уровень на-

пряжения $U_{\text{гран}}$. Граничный уровень напряжения — информативный показатель, задаваемый как параметр для совокупности узлов для каждого КС в ПАК СМЗУ. Его информативность заключается в том, что при снижении напряжения хотя бы в одном узле из совокупности, соответствующей исследуемому КС, ниже $U_{\text{гран}}$, считают, что устойчивость нарушается именно в исследуемом КС.

Для проверки нарушения устойчивости в смежных КС в процессе утяжеления режима в методике используются АДН в контрольных пунктах (КП) по напряжению. Если хотя бы на одном из пяти шагов утяжеления и хотя бы в одном узле, соединяющем связи смежных КС, уровень напряжения меньше, чем $U_{\text{АДН}}$, то утяжеление режима по траектории прекращают, поскольку это говорит о том, что предел достигнут в смежном КС, а в исследуемом КС, наоборот, не достигается.

В качестве узлов утяжеления используют наиболее удаленные справа (слева) от исследуемого КС генераторы, но не правее (левее) сечения, в узлах связей которого напряжение снижается ниже уровня, соответствующего $U_{\text{АДН}}$. Происходит повторная реализация первого и второго этапов методики.

Допустим, в процессах утяжеления режима и установления предельного перетока в исследуемом КС понизился уровень напряжения в узлах 1 и 2, либо в узлах 5 и 6 ниже уровня (см. рис. 1), соответствующего $U_{\text{АДН}}$. Тогда в первом случае в качестве узлов утяжеления используют наиболее удаленные слева от исследуемого КС, но не левее КС № 1, генераторы электростанций Б, В, а во втором случае возьмут наиболее удаленные справа от исследуемого КС, но не правее КС № 4, генераторы электростанций Г, Д.

На третьем этапе также контролируют нормированный угол по связям смежных КС и по связям исследуемого КС.

Если хотя бы на одном из пяти шагов утяжеления нормированный угол по какой-либо связи смежного КС превышает нормированный угол по связям исследуемого КС, то выявляют тенденцию увеличения нормированного угла по связи, входящей в смежное КС, а именно:

1. Определяют значения разностей нормированных углов $\Delta\Delta\text{Delta}/X$ по следующей формуле для пяти шагов утяжеления для связи, входящей в смежное КС, и для связи, входящей в исследуемое КС (два массива по пять значений в каждом):

$$\Delta\Delta\text{Delta}/X = \Delta\text{Delta}/X_{i+1} - \Delta\text{Delta}/X_i,$$

где $\Delta\Delta\text{Delta}/X$ — значение разности нормированных углов; $\Delta\text{Delta}/X_{i+1}$ — значение нормированного угла для связи, входящей в исследуемое (смежное) КС на шаге $i + 1$; $\Delta\text{Delta}/X_i$ — значение нормированного угла для связи, входящей в исследуемое (смежное) КС на i -м шаге.

2. Строят два линейных тренда по зависимости $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ (номер шага), принимая номер шага от 1 до 5.

Зависимости $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ для связи исследуемого и смежного КС и их тренды даны на рис. 2.

В методике поиска адаптивной траектории утяжеления использована линейные регрессия и тип тренда, при котором функциональная зависимость между исходными данными описывается уравнением функции $y = kx + b$, где k — угловой коэффициент; b — свободный член.

Если угловой коэффициент $k_{\text{смежн.КС}}$ линейного тренда зависимости $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ для связи, входящей в смежное КС, больше, чем угловой коэффициент $k_{\text{исслед.КС}}$ линейного тренда $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ для связи, входящей в исследуемое КС, то тенденция увеличения нормированного угла по связи, входящей в смежное КС, выявлена, и запас $\Delta U_{\text{запас}}$ к уровню напряжения $U_{\text{АДН}}$ увеличивается на 5 кВ. Иначе происходят повторные реализации первого и второго этапов методики и выполнение пяти шагов утяжеления по 60 МВт.

Следует отметить, что в начале расчёта $\Delta U_{\text{запас}}$ равен нулю для всех узлов, соединяющих связи смежных КС. При тенденции к увеличению нормированного угла $\Delta\Delta\text{Delta}/X_{ij}$ по связи, входящей в смежное КС, $\Delta U_{\text{запас}}$ увеличивается на 5 кВ, т. е. становится равным 5 кВ. Если тенденция увеличения нормированного угла проявляется еще раз, то $\Delta U_{\text{запас}}$ увеличивается еще на 5 кВ, и так далее. Утяжеление режима по траектории продолжают до тех пор, пока уровень напряжения в узлах, соединяющих связь, входящую в смежное КС, по которой выявилась тенденция увеличения нормированного угла, не станет ниже, чем $U_{\text{АДН}} + \Delta U_{\text{запас}}$.

Для дальнейшего утяжеления используют наиболее удаленные справа (слева) от исследуемого КС генераторы, но не правее (левее) сечения, нормированный угол связей которого является наибольшим. Происходит повторная реализация первого и второго этапов методики и снова выполнение пяти шагов утяжеления по 60 МВт.

Например, выявлена тенденция увеличения нормированного угла по связям КС № 2 либо КС № 4 (см. рис. 1), и уровень напряжения в узлах, соединяющих связи КС № 2 или КС № 4, упал ниже, чем $(U_{\text{АДН}} + \Delta U_{\text{запас}})$. В первом случае для дальнейшего утяжеления используются наиболее удаленные слева от исследуемого КС, но не левее КС № 2, генераторы электростанции В.

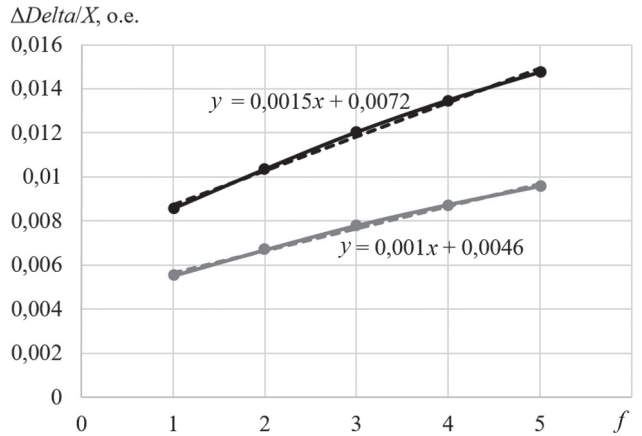


Рис. 2. Зависимости $\Delta\Delta\text{Delta}/X = f$ (номер шага) для связи смежного (—) и исследуемого (—) КС и их тренды (---, ---)

Во втором случае — наиболее удаленные справа от исследуемого КС, но не правее КС № 4, генераторы электростанций Г, Д.

В результате выполнения третьего этапа происходит утяжеление режима ЭС с постепенным «продвижением» к исследуемому КС и использованию все более близких, по отношению к исследуемому КС, генераторов электростанций до момента расхождения итерационного процесса и достижения предела по САУ в исследуемом КС.

Апробация методики поиска адаптивной траектории утяжеления и анализ полученных результатов

Методика поиска адаптивной траектории утяжеления апробирована на КС № 1 и 5, входящих в двухцепный транзит цепочечной структуры СШ 500 кВ ТЭС № 12 — ПС 500 кВ № 15 (рис. 3).

На рисунках 4, 5 для КС № 1 и 5 даны смежные КС, электростанции, мощность которых изменялась в процессе утяжеления режима ЭС, значения перетоков активной мощности в предельном режиме в исследуемых и смежных КС для СРС № 2 и 1, соответственно, определённые по ВИР и предлагаемой методике.

Всего рассмотрено шесть СРС: четыре СРС для КС № 1 и две СРС — КС № 5. Апробация методики про-

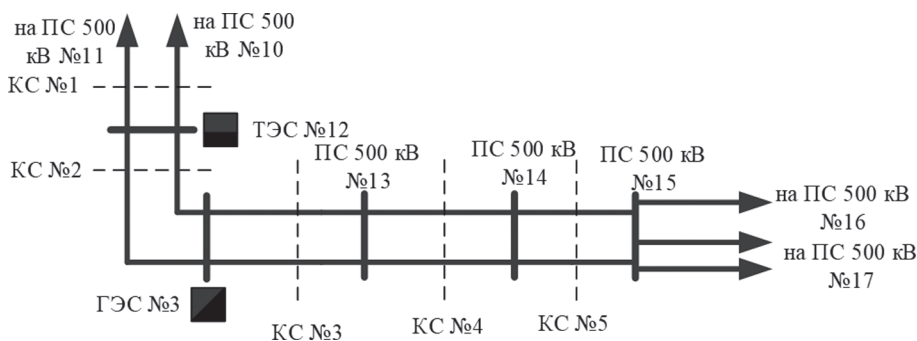


Рис. 3. Двухцепный транзит цепочечной структуры

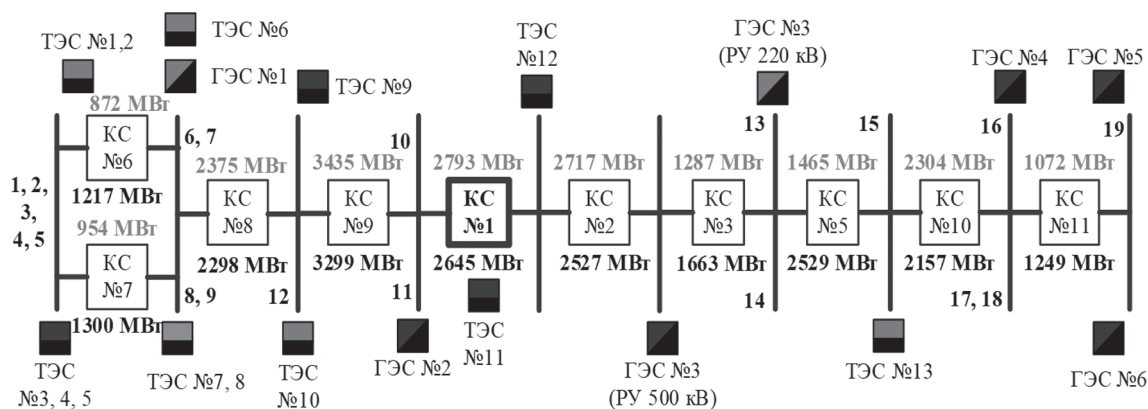


Рис. 4. Смежные КС, электростанции и значения перетоков активной мощности для КС № 1 ВИР (цифры серого цвета) и по предлагаемой методике (цифры черного цвета). Порядковыми номерами 1 — 19 обозначены ПС 500 кВ

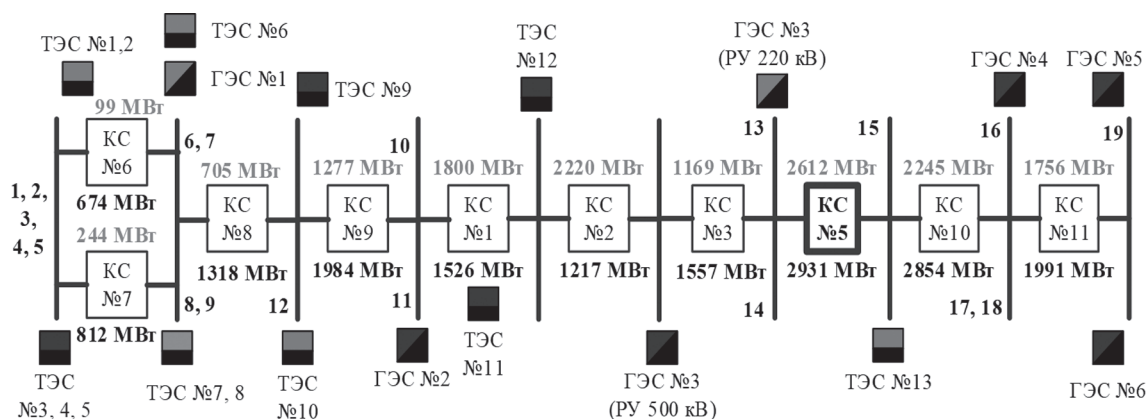


Рис. 5. Смежные КС, электростанции и значения перетоков активной мощности для КС № 5 ВИР (цифры серого цвета) и по предлагаемой методике (цифры черного цвета). Порядковыми номерами 1 — 19 обозначены ПС 500 кВ

ходила при направлении перетока активной мощности «на запад». Граничный уровень напряжения $U_{\text{гран}}$ для КС № 1 составил 460 кВ, для КС № 5 — 450 кВ.

Полученные значения предельных перетоков при использовании методики для КС № 1 и 5 приведены в табл. 1, 2.

Рассмотрим подробнее две СРС, в которых полученное значение предельного перетока при использовании методики больше, либо меньше значения предельного перетока по ВИР СМЗУ.

СРС № 2 для КС №1.

Полученные значения наименьших уровней напряжений в предельном режиме в узлах 500 кВ по концам связей исследуемого и смежных КС, а также наибольших нормированных углов в предельном режиме по связям исследуемого и смежных КС, даны в табл. 3, 4.

Предельный переток, найденный по методике, на 148 МВт меньше предельного перетока, определенного по ВИР СМЗУ. Разница между значениями предельных перетоков обусловлена большей нагрузкой (в среднем на 320 МВт) по активной мощности смежных КС № 6, 7, 3, 5, 11 при использовании методики, чем при применении ВИР СМЗУ (см. рис. 4) (для схем ЭС цепочечной структуры увеличение перетока ак-

тивной мощности в смежных КС ведет к уменьшению предельного перетока в исследуемом КС). Уменьшение расчетного предельного перетока при использовании методики для данной СРС, а также СРС № 3 КС № 1 объясняется тем, что в настоящее время в ПАК СМЗУ для однозначного нарушения САУ в КС применяется подход распределения участия генераторов в ВИР (наибольшее участие — ближние генераторы, наименьшее — дальние генераторы). В свою очередь, применение для утяжеления режима ЭС большой доли генераторов, расположенных вблизи изучаемого КС, приводит к искусственному завышению предельного по САУ перетока мощности в исследуемом КС, при этом не рекомендуется к использованию в соответствии с [20].

Предельный переток достигается при больших значениях уровней напряжений и меньших значениях нормированных углов по связям (см. табл. 3, 4), что говорит о подходе к границе области САУ по более короткому пути и ведет к снижению предельного по САУ перетока активной мощности.

Значения уровней напряжений по концам связей КС № 1 падают ниже граничного напряжения $U_{\text{гран}}$ в 460 кВ в обоих случаях. Как при использовании ВИР, так и методики, наименьшие уровни напряжений на-

Таблица 1

СРС для КС №1

Номер СРС	Переток в КС № 1 в исходном режиме, МВт	Предельный переток по ВИР СМЗУ, МВт	Предельный переток при использовании методики, МВт	Схема КС № 1
1	583	1956	1941	Ремонт ВЛ 500 кВ, входящей в исследуемое КС №1
2	1533	2793	2645	Ремонт ВЛ 500 кВ, не входящей в рассматриваемые смежные КС
3	1478	2812	2584	
4	1721	2590	2469	Нормальная

Таблица 2

СРС для КС № 5

Номер СРС	Переток в КС № 5 в исходном режиме, МВт	Предельный переток по ВИР СМЗУ, МВт	Предельный переток при использовании методики, МВт	Схема КС № 5
1	678	2612	2931	Ремонт ВЛ 500 кВ, входящей в смежное КС №1
2	317	2810	2864	Ремонт ВЛ 500 кВ, входящей в смежное КС №11

Таблица 3

Наименьшие уровни напряжений в предельном режиме в узлах 500 кВ по концам связей исследуемого и смежных КС для СРС № 2 КС № 1

Название узла	Значение напряжения, кВ	
	по ВИР СМЗУ	по методике
ПС 500 кВ №10	444,53	458,27
ТЭС №12	445,76	456,33
ПС 500 кВ №11	446,26	458,37
ПС 500 кВ №9	456,75	467,65

Таблица 4

Наибольшие нормированные углы в предельном режиме по связям исследуемого и смежных КС для СРС № 2 КС № 1

Название связи	Δ_{ij}/X_{ij} , о.е.
ВИР СМЗУ	
ВЛ 500 кВ № 1 исследуемого КС № 1	0,476263
ВЛ 500 кВ № 1 смежного КС № 2	0,373294
ВЛ 500 кВ № 2 смежного КС № 2	0,370951
ВЛ 500 кВ № 2 исследуемого КС № 1	0,370816
ВЛ 500 кВ № 1 смежного КС № 5	0,286055
ВЛ 500 кВ № 2 смежного КС № 5	0,284623
Методика	
ВЛ 500 кВ № 1 исследуемого КС № 1	0,425408
ВЛ 500 кВ № 1 смежного КС № 2	0,339210
ВЛ 500 кВ № 2 смежного КС № 2	0,337081
ВЛ 500 кВ № 2 исследуемого КС № 1	0,331129
ВЛ 500 кВ № 1 смежного КС № 5	0,322691
ВЛ 500 кВ № 2 смежного КС № 5	0,321069

блюдаются по концам связей исследуемого КС № 1, а наибольшие нормированные углы — по связям, входящим в КС № 1, следовательно, устойчивость нарушается именно там.

СРС №1 для КС №5.

Полученные для СРС значения наименьших уровней напряжений в предельном режиме в узлах 500 кВ по концам связей исследуемого и смежных КС и наибольших нормированных углов в предельном режиме по связям исследуемого и смежных КС приведены в табл. 5, 6.

Предельный переток, определенный по методике, на 319 МВт больше предельного перетока, установленного по ВИР СМЗУ. Разница между значениями предельных перетоков обусловлена меньшей загрузкой (в среднем на 630 МВт) по активной мощности смежных КС № 1 и 2 (см. рис. 5). Увеличение расчетного предельного перетока при использовании методики для данной СРС объясняется тем, что при использовании ВИР СМЗУ устойчивость нарушается не в исследуемом КС № 5, а в смежном КС № 1. Это приводит к тому, что смежное КС № 1 перегружается, а исследуемое КС № 5, наоборот, недогружено по активной мощности, и происходит искусственное занижение предельного по САУ перетока активной мощности в КС № 5. В конечном итоге это и приводит к тому, что предельный переток по САУ при использовании методики и нарушении при этом устойчивости именно в исследуемом КС № 5 оказывается выше, чем при использовании ВИР СМЗУ.

Предельный переток достигается при меньших значениях уровней напряжений и больших значениях нормированных углов по связям (см. табл. 5, 6), что говорит об увеличении предельного по САУ перетока активной мощности в исследуемом КС.

Таблица 5

Наименьшие уровни напряжений в предельном режиме в узлах 500 кВ по концам связей исследуемого и смежных КС для СРС № 1 КС № 5

Название узла	Значение напряжения, кВ	
	по ВИР СМЗУ	по методике
ПС 500 кВ № 15	478,31	445,24
ПС 500 кВ № 17	487,80	453,56
ПС 500 кВ № 14	470,42	454,47
ПС 500 кВ № 13	470,52	454,87
ТЭС № 12	450,20	472,09
ПС 500 кВ № 10	468,36	486,50

Таблица 6

Наибольшие нормированные углы в предельном режиме по связям исследуемого и смежных КС для СРС № 1 КС № 5

Название связи	$\Delta_{\theta} / X_{\theta}$, о.е.
ВИР СМЗУ	
ВЛ 500 кВ смежного КС № 1	0,571995
ВЛ 500 кВ № 1 исследуемого КС № 5	0,332974
ВЛ 500 кВ № 2 исследуемого КС № 5	0,331308
ВЛ 500 кВ № 1 смежного КС № 2	0,295445
ВЛ 500 кВ № 2 смежного КС № 2	0,293652
ВЛ 500 кВ смежного КС № 11	0,218326
Методика	
ВЛ 500 кВ № 1 исследуемого КС № 5	0,421047
ВЛ 500 кВ № 2 исследуемого КС № 5	0,418933
ВЛ 500 кВ смежного КС № 1	0,417093
ВЛ 500 кВ № 1 смежного КС № 10	0,307942
ВЛ 500 кВ № 2 смежного КС № 10	0,307335
ВЛ 500 кВ смежного КС № 11	0,275505

Значения уровней напряжений по концам связей КС № 5 понижаются ниже граничного напряжения $U_{\text{гран}}$ в 450 кВ при использовании методики, а при применении ВИР СМЗУ — не снижаются. Это считается

Литература

1. Maslennikov S., Litvinov E., Vaiman M., Vaiman M. Implementation of ROSE for On-line Voltage Stability Analysis at ISO New England // Proc. IEEE PES General Meeting Conf. and Exposition. New Jersey, 2014. Pp. 1—5.
2. Malik S., Vaiman M., Vaiman M. Implementation of ROSE for Real-time Voltage Stability Analysis at WECC RC // Proc. IEEE PES T&D Conf. and Exposition. Chicago, 2014. Pp. 1—5.
3. Cepeda J.C., Argüello G.A., Verdugo P.X., De La Torre A.B. Real-time Monitoring of Steady-state and Oscillatory Stability Phenomena in the Ecuadorian Power

информативным показателем того, что при работе с методикой устойчивость нарушается в КС № 5.

При использовании ВИР наименьшие уровни напряжений наблюдаются по концам связей смежного КС № 1, а наибольший нормированный угол — по связи, входящей в смежное КС № 1. Это говорит о том, что устойчивость нарушается не в КС № 5, а в смежном КС № 1. При методике наименьшие уровни напряжений расположены по концам связей КС № 5, а наибольшие нормированные углы — по связям, входящим в КС № 5, что говорит о том, что устойчивость нарушается именно там.

Заключение

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что предлагаемую методику следует применять при создании адаптивных траекторий утяжеления для схем ЭС цепочечной структуры. Она позволяет увеличить расчетный предельный переток по САУ в исследуемом КС и максимально использовать его пропускную способность за счет меньшей загрузки по активной мощности смежных КС и достижения предела по САУ именно в изучаемом КС. Для некоторых СРС расчетный предельный переток по САУ получился меньше, чем предельный переток по ВИР СМЗУ за счет большей загрузки по активной мощности смежных КС. Была выявлена одна СРС, в которой значения предельных перетоков, определенных по методике и по ВИР, практически совпали между собой.

Последующие алгоритмизация методики и создание ПО позволит выполнить ее апробацию на большем числе КС схем цепочечной структуры и проанализировать различные СРС для накопления статистических данных. При удовлетворении требований к быстродействию ПО в режиме, близком к реальному времени, его можно будет адаптировать для ПАК СМЗУ.

Рассмотренная методика поиска адаптивной траектории утяжеления применима только к схемам ЭС цепочечной структуры. Поскольку в реальных ЭС встречаются и другие типы структурных схем ЭС, то в дальнейших исследованиях планируется доработка методики поиска адаптивной траектории утяжеления для других видов структурных схем ЭС, например, кольцевых, сложномзамкнутых.

References

1. Maslennikov S., Litvinov E., Vaiman M., Vaiman M. Implementation of ROSE for On-line Voltage Stability Analysis at ISO New England. Proc. IEEE PES General Meeting Conf. and Exposition. New Jersey, 2014:1—5.
2. Malik S., Vaiman M., Vaiman M. Implementation of ROSE for Real-time Voltage Stability Analysis at WECC RC. Proc. IEEE PES T&D Conf. and Exposition. Chicago, 2014:1—5.
3. Cepeda J.C., Argüello G.A., Verdugo P.X., De La Torre A.B. Real-time Monitoring of Steady-state and Oscillatory Stability Phenomena in the Ecuadorian Power

System // Proc. IEEE PES Transmission & Distribution Conf. and Exposition. Medellin, 2014. Pp. 1—6.

4. **Chen J., Mortensen T., Blevins B., Thompson C., Du Pengwei.** ERCOT Experience in Using Online Stability Analysis in Real-time Operations // Proc. IEEE Power & Energy Soc. General Meeting. Denver, 2015. Pp. 1—5.

5. **Zhao J. e. a.** On-line Voltage Stability Monitoring and Control (VSMC) System in Fujian Power Grid // Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting. Tampa, 2007. Pp. 1—6.

6. **Campeanu H.S., L'Helguen E., Assef Y., Vidal N., Savulescu S.C.** Real-time Stability Monitoring at Transelectrica // Proc. IEEE PES Power Systems Conf. and Exposition. Atlanta, 2007. Pp. 1—6.

7. **Zhao J. e. a.** A Real-time Monitor Framework for Static Voltage Stability of Power System // Proc. IEEE Region X Conf. Melbourne, 2007. Pp. 1—4.

8. **Li S., Ajarapu V., Djukanovic M.** Adaptive On-line Monitoring of Voltage Stability Margin via Local Regression // IEEE Trans. Power Systems. 2018. V. 33. Iss. 1. Pp. 701—713.

9. **Dimitrovska T., Rudež U., Mihalič R.** Real-time Application of an Indirect Power-system Contingency Screening Method Based on Adaptive PCA // IEEE Trans. Power Systems. 2019. V. 34. Iss. 6. Pp. 4665—4673.

10. **Александров А.С., Максименко Д.М., Михайленко А.Ф., Неуймин В.Г.** Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учета действия противоаварийной автоматики // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2017. № 1. С. 64—72.

11. **Томалев А.А.** Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Опыт эксплуатации и перспективные направления развития СМЗУ в ОЭС Сибири // Электроэнергетика глазами молодежи: Сб. научн. тр. юбилейной X Междунар. научн.-техн. конф. Иркутск, 2019. Т. 2. С. 83—86.

12. **Александров А.С., Максименко Д.М., Неуймин В.Г.** Расчет максимально допустимых перетоков в системе мониторинга запасов устойчивости // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 1. С. 13—23.

13. **Жуков А.В., Сацук Е.И.** Средство от опасных перетоков // Корпоративный бюллетень АО «СО ЕЭС» 50 Гц. 2017. № 3. С. 1—3.

14. **Портной М.Г., Рабинович Р.С.** Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. Москва: Энергия, 1978.

15. **Совалов С.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в энергосистемах. Москва: Энергоатомиздат, 1988.

16. **Курмак В.В.** Совершенствование методов выявления и мониторинга опасных сечений электроэнергетической системы: дис. ... канд. техн. наук. Иваново: Изд-во Ивановского гос. энергетического ун-та им. В.И. Ленина, 2012.

System. Proc. IEEE PES Transmission & Distribution Conf. and Exposition. Medellin, 2014:1—6.

4. **Chen J., Mortensen T., Blevins B., Thompson C., Du Pengwei.** ERCOT Experience in Using Online Stability Analysis in Real-time Operations. Proc. IEEE Power & Energy Soc. General Meeting. Denver, 2015:1—5.

5. **Zhao J. e. a.** On-line Voltage Stability Monitoring and Control (VSMC) System in Fujian Power Grid. Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting. Tampa, 2007:1—6.

6. **Campeanu H.S., L'Helguen E., Assef Y., Vidal N., Savulescu S.C.** Real-time Stability Monitoring at Transelectrica. Proc. IEEE PES Power Systems Conf. and Exposition. Atlanta, 2007:1—6.

7. **Zhao J. e. a.** A Real-time Monitor Framework for Static Voltage Stability of Power System. Proc. IEEE Region X Conf. Melbourne, 2007:1—4.

8. **Li S., Ajarapu V., Djukanovic M.** Adaptive On-line Monitoring of Voltage Stability Margin via Local Regression. IEEE Trans. Power Systems. 2018;33;1:701—713.

9. **Dimitrovska T., Rudež U., Mihalič R.** Real-time Application of an Indirect Power-system Contingency Screening Method Based on Adaptive PCA. IEEE Trans. Power Systems. 2019;34;6:4665—4673.

10. **Aleksandrov A.S., Maksimenko D.M., Mikhaylenko A.F., Neuymin V.G.** Razvitie Sistemy Monitoringa Zapasov Ustoychivosti s Kontrolom Dinamicheskoy Ustoychivosti dlya Ucheta Deystviya Protivoavariynoy Avtomatiki. Izvestiya NTC Edinoy Energeticheskoy Sistemy. 2017;1:64—72. (in Russian).

11. **Tomalev A.A.** Sistema Monitoringa Zapasov Ustoychivosti (SMZU). Opyt Ekspluatatsii i Perspektivnyye Napravleniya Razvitiya SMZU v OES Sibiri. Elektroenergetika Glazami Molodezhi: Sb. Nauchn. Tr. Yubileynoy X Mezhdunar. Nauchn.-tekhn. Konf. Irkutsk, 2019;2:83—86. (in Russian).

12. **Aleksandrov A.S., Maksimenko D.M., Neuymin V.G.** Raschet Maksimal'no Dopustimyykh Peretokov v Sisteme Monitoringa Zapasov Ustoychivosti. Izvestiya NTC Edinoy Energeticheskoy Sistemy. 2014;1:13—23. (in Russian).

13. **Zhukov A.V., Sacuk E.I.** Sredstvo ot Opasnykh Peretokov. Korporativnyy Byulleten' AO «SO EES» 50 Gtc. 2017;3:1—3. (in Russian).

14. **Portnoy M.G., Rabinovich R.S.** Upravlenie Energosistemami dlya Obespecheniya Ustoychivosti. Moskva: Energiya, 1978. (in Russian).

15. **Sovalov S.A., Semenov V.A.** Protivoavariynoe Upravlenie v Energosistemakh. Moskva: Energoatomizdat, 1988. (in Russian).

16. **Kurmak V.V.** Sovershenstvovanie Metodov Vyavleniya i Monitoringa Opasnykh Secheniy Elektroenergeticheskoy Sistemy: Dis. ... Kand. Tekhn. Nauk. Ivanovo: Izd-vo Ivanovskogo Gos. Energeticheskogo Un-ta im. V.I. Lenina, 2012. (in Russian).

17. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996.

18. **Аржанников С.Г., Вторушин А.С., Захаркин О.В., Ландман А.К., Петров А.Э., Попова Е.Ю.** Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы развития // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 1. С. 91—98.

19. **Крюков А.В.** Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2012.

20. **СТО 59012820.27.010.004—2020.** Правила определения максимально допустимых и аварийно-допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

17. **Gamm A.Z., Golub I.I.** Sensory i Slabye Mesta v Elektroenergeticheskikh Sistemakh. Irkutsk: SEI SO RAN, 1996. (in Russian).

18. **Arzhannikov S.G., Vtorushin A.S., Zakharin O.V., Landman A.K., Petrov A.E., Popova E.Yu.** Algoritmicheskoe Obespechenie PTK Verkhnego Urovnya CSPА OES Sibiri i Perspektivy Razvitiya. Izvestiya NTC Edinoy Energeticheskoy Sistemy. 2013;1:91—98. (in Russian).

19. **Kryukov A.V.** Predel'nye Rezhimy Elektroenergeticheskikh Sistem. Irkutsk: IrGUPS, 2012. (in Russian).

20. **STO 59012820.27.010.004—2020.** Pravila Opredeleniya Maksimal'no Dopustimykh i Avariyno-dopustimykh Peretokov Aktivnoy Moshchnosti v Kontroliruemyykh Secheniyakh. (in Russian).

Сведения об авторах:

Бацева Наталья Ленмировна — кандидат технических наук, доцент, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, e-mail: batsevan@tpu.ru

Сухоруков Василий Александрович — аспирант Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, e-mail: vas60005596@yandex.ru

Information about authors:

Batseva Nataliya L. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor, Assistant Professor of Electric Power and Electrical Engineering Dept. of the Engineering School of Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, e-mail: batsevan@tpu.ru

Sukhorukov Vasilii A. — Ph.D.-student of the Engineering School of Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, e-mail: vas60005596@yandex.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 19.05.2021

The article received to the editor: 19.05.2021