

Тарасов В.М., Патшин Н.Т., Петухова О.И., Морщакин А.Э., Курбанов А.Р.

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПЕРВИЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Современные условия рыночной экономики приводят к необходимости расширения крупными промышленными предприятиями собственных электростанций. Это выражается в увеличении единичных установленных мощностей и числа синхронных генераторов. Возможность использования на ряде предприятий тяжелой промышленности попутных газов, пригодных для утилизации, а также дешевизна природного газа создают благоприятные условия для строительства современных электростанций относительно невысокой мощности. Поэтому получают распространение генераторы, приводимые газовыми турбинами, газовыми утилизационными бескомпрессорными турбинами и газопоршневыми двигателями. Однако увеличение числа генераторов местных электростанций приводит к усложнению аварийных режимов работы. Так, не исключен островной режим работы, который требует тщательного прогнозирования. Следовательно, возникает необходимость исследования возможных переходных и установившихся режимов с целью анализа результирующей устойчивости. Для этого была получена методика расчета переходных электромеханических режимов, учитывающая вид первичных двигателей и характеристик регуляторов скорости и активной мощности. На базе данного алгоритма получено программное обеспечение, позволяющее рассчитывать переходные процессы, по их результатам оценивать влияние первичного двигателя на результирующую устойчивость системы электроснабжения, а также разрабатывать систему мероприятий с целью ее повышения. Алгоритм предусматривает разработку математических моделей синхронных генераторов с учетом действия автоматических регуляторов первичных двигателей и их динамических свойств. Большинство существующих математических моделей синхронных генераторов и методов расчета переходных режимов разработаны применительно к турбогенераторам с паровыми турбинами. Данная работа освещает вопросы математического моделирования синхронных генераторов, приводимых во вращение газовыми турбинами, газопоршневыми двигателями и газовыми утилизационными бескомпрессорными турбинами, с целью исследования переходных электромеханических процессов и разработки мероприятий по повышению результирующей устойчивости источников энергии в различных эксплуатационных режимах.

Ключевые слова: синхронный генератор, математическая модель, программный комплекс, автоматический регулятор скорости, параллельная работа, газотурбинная электростанция, газопоршневая электростанция

ВВЕДЕНИЕ

Исследование переходных электромеханических процессов (ПЭМП) систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭСПП) является одной из важнейших задач, решаемых как на стадии проектирования объекта, так и в процессе эксплуатации с целью выбора электрооборудования, уставок релейной защиты и автоматики (РЗА), анализа процесса самозапуска электродвигателей и для оценки результирующей устойчивости синхронных генераторов (РУСГ) в целом. Особую актуальность эта задача приобретает в условиях расширения металлургическими предприятиями собственной энергетической базы, сопровождающегося внедрением таких объектов малой энергетики, как газотурбинные (ГТЭС), парогазовые (ПГЭС), газопоршневые электростанции (ГПЭС), а также газовые утилизационные бескомпрессорные турбины (ГУБТ), что характерно как для отечественных, так и зарубежных предприятий [1-4].

До настоящего времени методы расчета ПЭМП и, следовательно, математические модели элементов систем электроснабжения были в основном ориентированы на крупные энергосистемы с электростанциями большой мощности [5-8]. В связи с этим в основном разработаны математические модели синхронных турбогенераторов (СТГ), приводимых паровыми турбинами (ПТ), с учетом регуляторов скорости и активной мощности [9-11]. В условиях распространения объек-

тов малой энергетики таких моделей недостаточно. С целью расчета и анализа ПЭМП разнообразие первичных двигателей (ПД) в составе различных электростанций СЭСПП, имеющих в своем составе источники распределенной генерации (ИРГ) и специфичную нагрузку [12, 13], требует разработки математических моделей СТГ с учетом закона действия автоматического регулятора скорости и активной мощности (АРСиАМ). Помимо этого, необходимо принимать в расчет действие РЗА, которое может существенно влиять на область допустимых режимов малоинерционных турбин [14] и весьма ее ограничивать. В связи с этим были разработаны математические модели СТГ, приводимых первичными двигателями различного вида [15-19].

В наши дни существует значительное количество методов расчета ПЭМП в СЭСПП, основанных на методах численного интегрирования дифференциальных уравнений движения. В данной работе в основу расчета положена методика, включающая методы последовательных интервалов и последовательного эквивалентирования, представленные в [18, 19]. При таком подходе первоначально определяются параметры начального режима. Далее исследуемый промежуток времени разбивается на определенное число интервалов, задается возмущение, и на каждом шаге в расчетную схему СТГ вводятся переходной (сверхпереходной) ЭДС за переходным (сверхпереходным) сопротивлением и углом ротора относительно вектора напряжения связи с питающей энергосистемой. Изменение угла ротора, характеризующего РУСГ, зависит от ускорения вала, возникающего при небалансе электромагнитной и механической мощностей на валу. В свою очередь, механический

момент и мощность турбины зависят от рода ПД и особенностей действия АРСиАМ. Данный подход для расчета ПЭМП положен в основу разработанного программного комплекса (ПК). Общие подходы при исследовании ПЭМП приведены в работах [17, 19].

Математическое моделирование синхронных генераторов, приводимых различными первичными двигателями, с целью анализа переходных процессов

Поскольку с целью расчета ПЭМП был принят метод численного интегрирования, то разработанные математические модели учитывают данный подход. Так, в их основу положено уравнение движения ротора СТГ. Дополнительно для всех рассматриваемых видов турбин был проведен анализ действия АРСиАМ и составлены соответствующие уравнения, учитывающие постоянные инерции системы регулирования, а также выбранный закон, поскольку параллельная работа и возможный островной режим могут предъявлять противоположные требования к системе. При параллельной работе с электроэнергетической системой большой мощности ИРГ, как правило, работают по закону постоянства выдаваемой активной мощности, у некоторых из них даже трудно обеспечить коэффициент статизма характеристик АРСиАМ. Поэтому островной режим, который может внезапно возникнуть, должен быть предварительно рассчитан и генераторы должны быть для него предназначены согласно техническим характеристикам. При островном режиме основным требованием, предъявляемым к машинам, является обеспечение допустимого уровня частоты при обеспечении потребителей активной мощностью. При этом возникает необходимость применения вторичного регулирования частоты, связанного с изменением уставки АРСиМ, что не всегда позволяют обеспечить системы регулирования объектов распределенной генерации.

Кроме того, при дефиците активной мощности в энергоузле резерв по регулированию исчерпывается и турбина работает как нерегулируемая, что также требует коррекции математической модели с учетом характеристик ПД.

Внедрение ГТЭС требует исследования анализа влияния СТГ, приводимых газовыми турбинами, на РУСГ СЭСПП. С этой целью было выполнено математическое моделирование СТГ в составе ГТЭС.

Для СТГ, ПД которого представляет собой газовую турбину с одним валом, вращающим ротор и компрессор, небаланс мощностей на валу может быть определен по следующей формуле [19]:

$$\Delta P = P_T \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right) - P_{\text{рег}} - P_K - P_C - P_{\text{Ас}} + P_{\text{рот}} + P_{\text{стат}} + P_{\text{Газ}} + P_{\text{Пер}}, \quad (1)$$

где P_T – механическая мощность турбины; $P_{\text{рег}}$ – изменение мощности турбины, обусловленное действием АРСиАМ; P_K – мощность, потребляемая компрессором; P_C – синхронная электромагнитная мощность; $P_{\text{Пер}}$ – знакопеременная мощность; $P_{\text{рот}}$ – мощность, обусловленная потерями в обмотках возбуждения и демпферных контурах; $P_{\text{Ас}}$ – демпферная электромагнитная мощность, вырабатываемая в режимах асин-

хронного хода; $P_{\text{Газ}}$ – мощность, обусловленная действием газовых объемов в камере сгорания и между камерой и турбиной; $P_{\text{стат}}$ – мощность, обусловленная потерями в обмотках статора; ω – текущая угловая частота вращения вала ГТУ; $\omega_{\text{ном}}$ – номинальная угловая частота вращения вала ГТУ.

В ПЭМП изменение углов роторов СТГ, возникающее вследствие небаланса мощностей на валу турбины, приводит к изменению скорости вращения вала компрессора, подающего сжатый воздух в камеру сгорания. В настоящее время в ГТЭС применяются осевые турбокомпрессоры, мощность которых в зависимости от изменения частоты вала определяется по формуле [19]

$$P_K = \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \left(0,13 + (1 - 0,13) \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right)^2 \right). \quad (2)$$

Поскольку компрессор имеет вентиляторный момент сопротивления на валу, то изменение скорости приводит к изменению производительности механизма, подающего нагретый воздух под давлением в камеру сгорания. При пренебрежении изменением температуры и давления изменение производительности происходит по соотношению

$$G_K = G_{K0} \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^{1,25}, \quad (3)$$

где G_K , G_{K0} – производительность компрессора в текущий момент времени и при $\omega_{\text{ном}}$.

Поскольку весовой расход топлива в ГТЭС мал по сравнению с расходом воздуха, то им можно пренебречь. В этом случае расход газа турбиной G_T можно принять равным производительности компрессора. Поэтому уравнение мощности нерегулируемой ГТУ при изменении скорости и неизменных иных параметрах выглядит следующим образом [19]:

$$P_T = \frac{P_{T0}}{G_{T0}} \left(2 - \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right) G_{T0} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right)^{1,25} = P_{T0} \left(2 - \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right) \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}} \right)^{1,25}, \quad (4)$$

где G_{T0} – расход воздуха через турбину при $\omega_{\text{ном}}$; P_{T0} – мощность ГТУ в начальный момент.

Если учесть данные соотношения, то получим выражение для определения небаланса мощностей на валу нерегулируемой одновальной ГТУ при любом ПЭМП. Это актуально при расчете РУСГ в случае дефицита активной мощности. Мощность, обусловленную действием АРСиАМ $P_{\text{рег}}$, в этом случае необходимо принять равной нулю.

Современные ГТЭС обеспечены АРСиАМ, которые при отклонении скорости вала или мощности от номинальной воздействуют на орган, управляющий подачей топлива в камеру сгорания. При наличии таких регуляторов в уравнении мощность турбины принимается равной начальному значению в установившемся режиме, предшествующем ПЭМП, а мощность

АРСиАМ представлена зависимостью мощности турбины от скорости с учетом соответствующих постоянных времени. Также необходимо учесть мощность, обусловленную действием газовых объемов $P_{\text{Газ}}$, ухудшающую процесс регулирования в одновальной установке. Система АРСиАМ в составе одновальной ГТУ состоит из гидродинамического регулятора скорости (РС), измеряющего число оборотов агрегата, и сервомотора, управляющего клапанами впуска газа в камеру сгорания. При всяком нарушении равновесия между моментами турбины и СТГ данная система регулирования поддерживает скорость вращения в соответствии с уставкой. Регулирование осуществляется с жесткой или гибкой обратной связью. В ходе расчета ПЭМП также разбивается на n интервалов. При наличии жесткой обратной связи изменение мощности турбины за счет действия регулятора на $P_{\text{Газ}}$ -м интервале определится как [19]

$$\Delta P_{P(n)} = \frac{\Delta \delta_{(n)}}{360 f_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{P_{\text{ТНОМ}}}{\sigma T_s} \cdot \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \cdot \omega_{\text{НОМ}}} \right) - \frac{\Delta t}{T_s} \cdot \frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{\text{НОМ}}}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{\Delta t \omega_{\text{НОМ}}}} \cdot P_{\text{Пер}(n-1)}, \quad (5)$$

$$P_{\text{Пер}(n)} = P_{\text{Пер}(n-1)} + \Delta P_{P(n)}, \quad (6)$$

где $f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота сети; $P_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность турбины; Δt – выбранный временной интервал; σ – степень неравномерности АРСиАМ; $P_{\text{Пер}(n)}$ – суммарное изменение мощности турбины за счет действия РС на n -м интервале; $\Delta \delta_{(n)}$ – изменение угла ротора на n -м интервале времени; $P_{\text{Пер}(n-1)}$ – суммарное изменение мощности турбины за счет действия АРСиАМ на $(n-1)$ -м интервале; T_s – постоянная времени сервомотора.

Кроме гидродинамических РС и сервомотора в состав АРСиАМ с гибкой обратной связью может входить гидродинамический изодром и рычаг обратной связи. Для такой системы уравнение изменения мощности за счет действия РС определяется как [19]

$$\Delta P_{P(n)} = \frac{P_{\text{ТНОМ}}}{T_k T_s} (\delta_{(n)} - \delta_0) \frac{\Delta t}{\omega_{\text{НОМ}}} \times \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \cdot \omega_{\text{НОМ}}} \right), \quad (7)$$

где T_k – постоянная времени изодрома; δ_0 – значение угла ротора в начальный момент времени.

В отличие от одновальных двухвальная ГТУ состоит из двух независимых валов. При этом компрессор низкого давления (КНД) и турбина низкого давления (ТНД) расположены на одном валу с СТГ и вращаются на всех рабочих режимах с постоянной частотой, например 3000 об/мин. Компрессор высокого давления (КВД) и турбина высокого давления (ТВД) находятся на свободном валу с изменяющейся частотой вращения.

Для СТГ, ПД которого является газовая ТНД, небаланс мощностей на валу определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{ТНД}} = P_{\text{ТНД}} \left(\frac{\omega_{\text{ТНД}}}{\omega_{\text{ОНД}}} \right) - P_{\text{ПерТНД}} - P_{\text{КНД}} - \Delta P_{\text{ТНД}} - P_C - P_{\text{Ac}} + P_{\text{ГазТНД}} + P_{\text{Пер}} + P_{\text{Рот}} + P_{\text{Стат}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{ТНД}}$ – механическая мощность ТНД; $P_{\text{ПерТНД}}$ – мощность, обусловленная действием РС вала низкого давления; $P_{\text{КНД}}$ – мощность, потребляемая КНД; $\Delta P_{\text{ТНД}}$ – мощность, обусловленная изменением массового расхода ТВД; $P_{\text{ГазТНД}}$ – мощность, обусловленная действием газовых объемов в камере сгорания и между камерой и турбиной низкого давления; $\omega_{\text{ТНД}}$ – текущая скорость вращения вала турбины; $\omega_{\text{ОНД}}$ – номинальная скорость вращения вала.

Небаланс мощностей вала ТВД может быть определен из следующего выражения:

$$\Delta P_{\text{ВД}} = P_{\text{ТВД}} \left(\frac{\omega_{\text{ВД}}}{\omega_{\text{ОВД}}} \right) - P_{\text{ПерВД}} - P_{\text{КВД}} + \Delta P_{\text{КНД}} + P_{\text{ГазВД}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{ТВД}}$ – механическая мощность ТВД; $P_{\text{ПерВД}}$ – мощность, обусловленная действием РС вала высокого давления; $P_{\text{КВД}}$ – мощность, потребляемая КВД; $P_{\text{ГазВД}}$ – мощность, обусловленная действием газовых объемов в камере сгорания и между камерой и ТВД; $\Delta P_{\text{КНД}}$ – мощность, обусловленная изменением мощности КНД.

Знакопеременные и апериодические моменты, обусловленные потерями в обмотках статора и ротора, синхронная и асинхронная мощности определяются аналогично ПТ.

В ПЭМП, например в случае трехфазного короткого замыкания (ТКЗ), начинает резко увеличиваться скорость вращения ротора СТГ, а следовательно, вала ТНД и КНД, что приводит к изменению массового расхода КНД и затем массового расхода КВД. Это, в свою очередь, вызывает увеличение скорости вращения вала ТВД и массового расхода рабочей среды ТВД. Изменение массового расхода ТНД в зависимости от изменения массового расхода ТВД выражается следующим уравнением:

$$\Delta G_{\text{ТНД}} = \Delta G_{\text{ТВД}}. \quad (10)$$

При этом изменение мощности ТНД от изменения массового расхода ТВД можно вычислить с помощью соотношения [19]

$$\Delta P_{\text{ТНД}} = P_{\text{ТНД0}} - \left[\frac{G_{\text{ТНД0}} - G_{\text{ТВД0}} \left(1 - \left(\frac{\omega_{\text{ВД}}}{\omega_{\text{ВД0}}} \right)^{1,25} \right)}{G_{\text{ТНД0}}} \right] \omega_{\text{ТНД}}. \quad (11)$$

Система РС газовых турбин в составе двухвальной ГТУ состоит из электрических датчиков частоты вра-

щения, измеряющих число оборотов валов ТНД и ТВД, электромеханических преобразователей и гидродинамических золотников и сервомоторов, управляющих клапанами впуска газа в камеры сгорания. Данная система имеет два контура регулирования. Контур регулирования частоты вращения вала ТНД включает воздействие на топливные клапаны как камеры сгорания низкого давления (КСНД), так и камеры сгорания высокого давления (КСВД), а контур регулирования частоты вращения вала ТВД – лишь на топливные клапаны КСВД.

Рассмотрим регулирование частоты вращения вала ТНД контуром регулирования низкого давления. Электрический датчик частоты вращения вала ТНД отслеживает частоту вращения вала и передает соответствующий сигнал в блок измерения частоты электрической части системы регулирования, где они преобразуются в постоянное напряжения, линейно зависящее от частоты вращения. Далее они передаются через функциональный измерительный преобразователь, с помощью которого устанавливается требуемая неравномерность регулирования.

При измерении угла δ в электрических градусах

$$\Delta P_{p(n)НД} = \frac{P_{НТНД}}{\sigma T_s} \frac{\Delta \delta_{(n)}}{360 f_0} \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{0НД}} \right) - \frac{\Delta t \beta}{T_s} P_{p(n-1)НД} \frac{\left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \cdot \omega_{0НД}} \right)}{\left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{\Delta t \cdot \omega_{0НД}} \right)}. \quad (12)$$

Аналогичным способом осуществляется регулирование частоты вращения вала ТВД контуром регулирования высокого давления. Но регулируемым параметром является частота вращения вала ТВД – $\omega_{ВД}$.

Следующими по распространенности видов ИРГ являются ГПЭС. Они также распространены в СЭСПП. В этом случае небаланс мощностей на валу определяется как [19]

$$\Delta P = P_e \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right) - P_{Пер} - P_C - P_{Ac} + P_{Пер} + P_{Рот} + P_{Стат}, \quad (13)$$

где P_e – эффективная мощность двигателя;

Эффективная мощность нерегулируемого газопоршневого двигателя (ГПД), снимаемая с коленчатого вала и используемая для вращения ротора СТГ, при изменении угловой частоты вращения и неизменных иных параметрах имеет вид

$$P_e = \frac{H g_{Ц} \eta_e i_D \omega}{\tau_D \pi}, \quad (14)$$

где H – теплотворная способность топлива; $g_{Ц}$ – цикловая подача топлива; η_e – эффективный КПД; i_D – число цилиндров в двигателе; τ_D – тактность двигателя.

При математическом моделировании СТГ в составе ГПЭС рассмотрены система прямого действия, со-

стоящая из прецизионного РС, а также система регулирования на базе электронных блоков. Особенность первого способа регулирования заключается в том, что РС напрямую связан с клапаном подачи топлива в двигатель. При этом перемещение муфты регулятора пропорционально перемещению клапана подачи топлива. Изменение мощности, обусловленное действием регулятора, в этом случае [19]

$$P_{Пер(n)} = \frac{P_{ДНОМ}}{\sigma} \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{НОМ}} \right) \left(\frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{НОМ}} \right), \quad (15)$$

где $P_{ДНОМ}$ – номинальная мощность двигателя.

Второй вид регулирования позволяет осуществлять управление ГПД регулированием оборотов двигателя или регулированием нагрузки.

Измерение оборотов ГПД осуществляется с помощью двух датчиков. Первый представляет собой вращающееся кодирующее устройство, соединённое с распределительным валом. Другой датчик частоты вращения является индукционным бесконтактным датчиком, установленным около шестерни распределительного вала.

Система РС ГПД применяется при отклонении скорости ротора СТГ от заданной. При регулировании оборотов ГПД справедливо соотношение

$$T p \eta = s, \quad (16)$$

где T – постоянная времени ПИД-контроллера; $p = \Delta / \Delta t$ – оператор; $\eta = \Delta t_K / t_{K0}$ – изменение времени открытия газового клапана; $s = \Delta \delta / \Delta t$ – скольжение.

После преобразования были получены математические модели ГПД при регулировании оборотами двигателя [19]:

$$P_{Пер(n)} = \frac{P_{ДНОМ}}{T} \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{НОМ}} \right) \frac{\delta_{(n)} - \delta_0}{\omega_{НОМ}}. \quad (17)$$

В нормальных режимах работы, не сопровождающихся изменением скорости вращения ротора, применяется система регулирования нагрузки, СТГ работает на постоянство выдачи активной мощности. В этом случае справедливо

$$T p \eta = \rho, \quad (18)$$

где $\rho = \Delta p / \Delta t$ – изменение нагрузки.

В режиме управления нагрузкой фактическая нагрузка $P_{(n)}$ двигателя сравнивается с опорным значением P_0 . Разница между этими сигналами подается на вход ПИД-контроллера. Изменение мощности двигателя за счет действия регулятора составит

$$P_{Пер(n)} = \frac{P_{ДНОМ}}{T} \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{НОМ}} \right) \frac{P_{(n)} - P_0}{\omega_{НОМ}}. \quad (19)$$

Еще одним способом повышения энергоэффективности работы СЭСПП является применение газовых утилизационных бескомпрессорных турбин (ГУБТ). Для СТГ, первичным двигателем которого является ГУБТ, небаланс мощностей имеет вид

$$\Delta P = P_T \left(\frac{\omega}{\omega_{ном}} \right) - P_{Пер} - P_C - P_{Ac} + P_{Пер} + P_{Рот} + P_{Стат} \quad (20)$$

Активная мощность нерегулируемой ГУБТ при изменении скорости и неизменных иных параметрах определяется соотношением

$$P_T = P_{Т0} \left(2 - \frac{\omega}{\omega_{ном}} \right). \quad (21)$$

Современные ГУБТ обеспечены РС, которые при отклонении скорости вала от номинальной воздействуют на орган, управляющий подачей энергоносителя в турбину. При наличии таких регуляторов мощность турбины может быть принята равной исходной, а мощность регулятора определится как [19]

$$\Delta P_{P(n)} = \frac{P_{Тном}}{\sigma T_P} \frac{(\Delta \delta_{(n)})^2}{360 f_{ном} \Delta t \omega_{ном}} \times \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{ном}} \right) - \frac{\Delta t}{T_P} P_{Пер(n-1)} \frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{\Delta t \omega_{ном}}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{\Delta t \omega_{ном}}}, \quad (22)$$

где T_P – постоянная времени АРСиАМ.

Интерес вызывает зависимость механической мощности от частоты сети для нерегулируемых ГТУ и ГПД, что важно при исследовании лавины частоты при дефиците активной мощности при выходе на раздельную работу.

Следует отметить, что все три перечисленных вида ИРГ являются малоинерционными. Это благоприятно сказывается на режимах пуска и наборах нагрузки. Однако при существенных изменениях напряжения со стороны питающей энергосистемы или выхода в островной режим такие машины могут испытывать нежелательные механические усилия. В связи с этим большинство заводов-изготовителей предпочитает давать строгие ограничения по параметрам режима, при которых данные установки могут работать. Так, в ряде случаев не допускаются островные режимы работы, и при возникновении такового машины могут отключиться защитой. В некоторых случаях снижение напряжения на выводах обмотки статора не должно быть ниже 10-20 % с целью избегания недопустимых толчков при сбросе электромагнитной тормозной мощности. Как показывает эксплуатация, при наличии разветвленной электрической сети это выливается в большое количество отключений малоинерционных ИРГ и приводит к экономическим потерям. Также существует ряд ограничений по возможной поддерживаемой скорости, что влияет на возможность островных режимов. Поэтому все разработанные модели должны быть скорректированы с учётом заводских режимных ограничений [20, 21].

С учетом приведенных соотношений разработан алгоритм расчета ПЭМП с целью определения РУСГ. На базе алгоритма разработан ПК, с помощью которого проводился вычислительный эксперимент. Оцени-

вались токи при различной удаленности ТКЗ относительно СТГ и изменяющихся временах отключения короткого замыкания.

РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО АЛГОРИТМА
В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «КАТРАН»
НА ПРИМЕРЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В качестве исследуемого объекта был принят абстрактный энергоузел, имеющий СЭСПП сложной конфигурации. В состав узла входили СТГ с различными ПД, синхронные и асинхронные двигатели с вентиляторным моментом сопротивления на валу, обобщенные нагрузки питаемых цехов, а также элементы электрической сети. Узел имел связь с энергосистемой бесконечной мощности. Использование реального энергоузла не представлялось возможным, поскольку в действующих СЭСПП, как правило, имеются СТГ не со всеми возможными ПД. Как правило, в узел ставятся однотипные ИРГ и выход на островную работу происходит в упрощенных условиях.

Расчет выполнялся программным путем по заданным каталожным данным элементов, величинам активных и реактивных нагрузок с учетом их изменения во времени. Пример интерфейса приведен для части исследуемого энергоузла на **рис. 1**.

В ходе исследований рассматривались точки ТКЗ с различной электрической удаленностью относительно исследуемых СТГ. Исследования проводились для СТГ в составе ГУБТ, ГПЭС и ГТЭС.

В качестве примера приведены результаты расчета ПЭМП в виде изменения углов роторов во времени для СТГ в составе ГПЭС. Моделировалось короткое замыкание длительностью 0,2 с и его ликвидация. Изменение угла ротора приведено на **рис. 2**, как видим из рисунка, режим устойчив. На **рис. 3** и **4** приведено изменение активной мощности, выдаваемой генератором в сеть, и действия регулятора скорости.

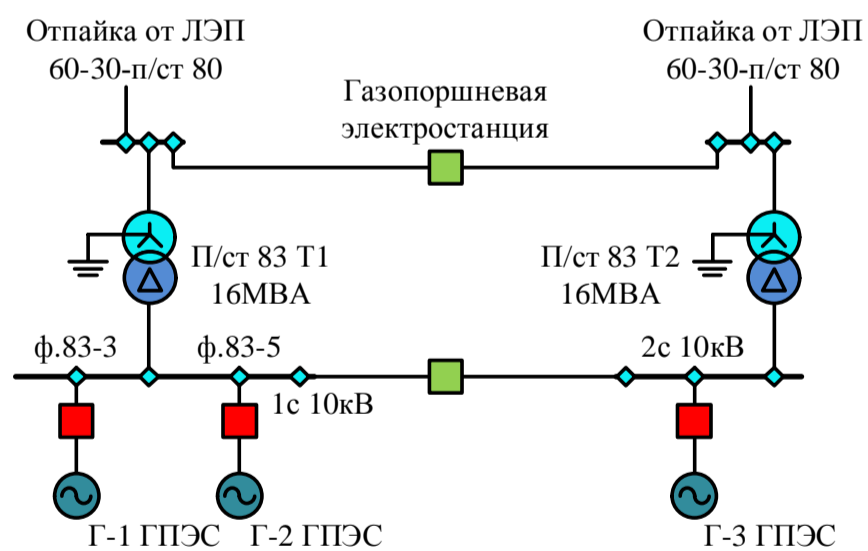


Рис. 1. Главное рабочее окно программы

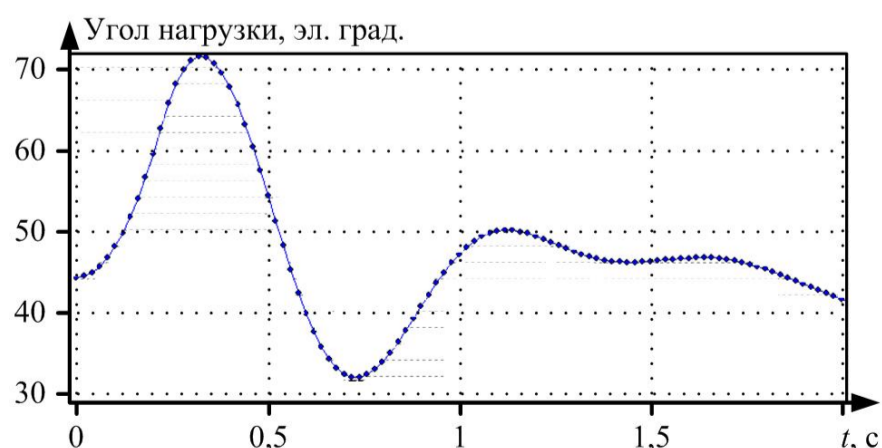


Рис. 2. Изменение угла ротора СТГ с ГПД

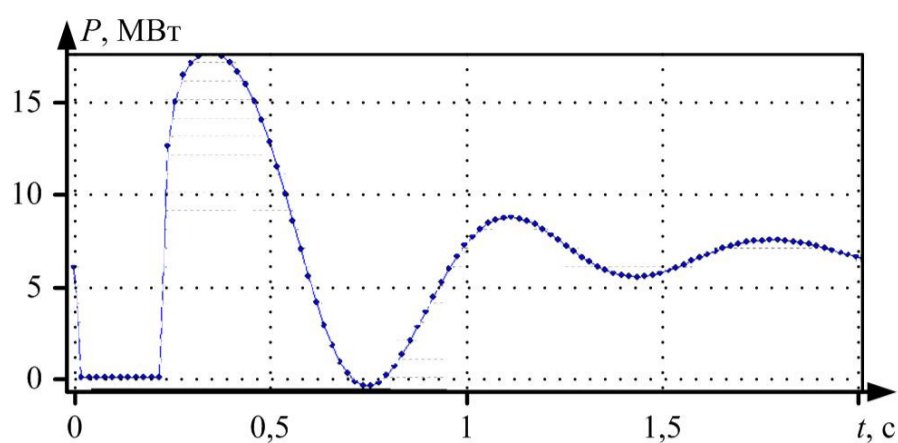


Рис. 3. Изменение активной мощности СТГ с ГПД

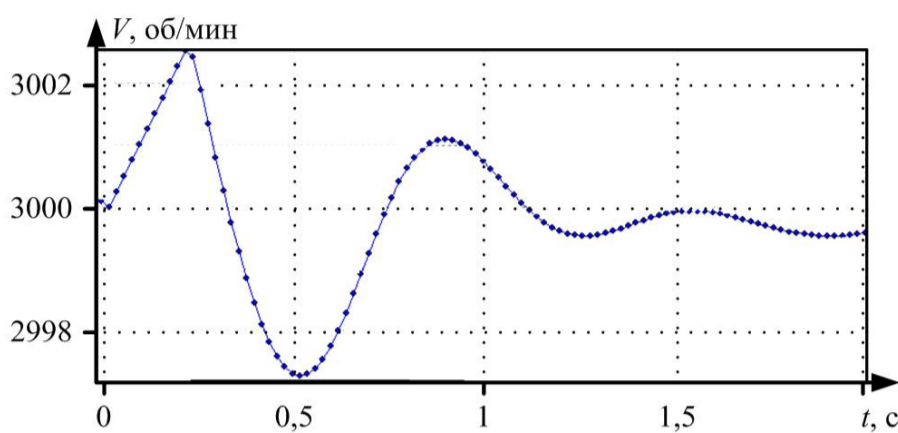


Рис. 4. Изменение скорости СТГ с ГПД

Результаты расчетов показали, что наибольшим запасом РУСГ обладает СТГ, приводимый во вращение ГТУ с центробежным РС, гидродинамическими сервомотором и изодромом и рычагом обратной связи. При этом повышается устойчивость параллельно работающих СТГ, приводимых другими ПД. Наименьшим запасом РУСГ обладает СТГ, приводимый ГУБТ, у которой используется в качестве РС мембранно-ленточный датчик. Также можно сделать вывод, что при малой удаленности точки ТКЗ и значительном времени его отключения РУСГ можно увеличить за счет увеличения степени нечувствительности РС при любом роде ПД.

Как было отмечено ранее, современные ГТЭС и ГПЭС имеют высокую степень защиты, отключающую СТГ от сети даже при электрически удаленных ТКЗ. Таким образом, заводы-изготовители, с одной стороны, перестраховываются от возможных механических повреждений турбины, с другой стороны, как показывает эксплуатация, при разветвленной электрической сети отключения могут быть избыточны, что существенно снижает экономические показатели работы электрической сети. Поэтому математические модели и все полученные результаты должны учитывать специфику защиты на каждой установке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Авторами разработаны математические модели регулируемых СТГ в составе ГТЭС, ГПЭС и ГУБТ. Получены модели нерегулируемых установок. Данные модели учитывают влияние рода первичного двигателя и их АРСиАМ на параметры ПЭМП и позволяют исследовать аварийные режимы при параллельной работе с энергосистемой и островном режиме.

2. С учетом данных математических моделей разработан алгоритм анализа РУСГ в аварийных режимах при параллельной и автономной работе с энергосистемой.

3. Предложенные математические модели СТГ и алгоритм использованы в разработанном ПК, предназначенном для анализа РУСГ СЭСПП, в том числе при выходе промышленных электростанций на автономную с энергосистемой работу. Данный ПК позволяет исследовать влияние СТГ, приводимых турбинами различного рода, как на РУСГ, так и на устойчивость синхронной и асинхронной нагрузки, подключенной непосредственно к шинам генераторного напряжения. Имеется возможность прогнозирования эксплуатационных режимов и разработки соответствующих мероприятий, что повысит надежность электроснабжения потребителей.

4. На базе разработанным авторами ПК были проведены расчеты РУСГ, приводимых различными первичными двигателями. Расчеты проводились при условии различной удаленности точки короткого замыкания с различной степенью нечувствительности РС в зависимости от времени его отключения.

5. Результаты проведенных расчетов показали, что наибольшим запасом результирующей устойчивости обладают СТГ, приводимые во вращение ГТУ с центробежным РС, гидродинамическими сервомотором, изодромом и рычагом обратной связи. Наименьшим запасом устойчивости обладают СТГ, приводимые ГУБТ.

6. ПК, разработанный на основе данного алгоритма и математических моделей, может быть использован при прогнозировании ПЭМП в СЭСПП, имеющих в своем составе разнородные ИРГ.

7. ИРГ имеют дополнительные защиты от понижения напряжения и повышения частоты в энергосистеме, существенно ограничивающие возможность их использования. Это должно быть учтено при составлении математических моделей источников.

Список источников

1. Ачитаев А.А., Удалов С.Н., Юманов М.С. Повышение запаса регулировочной способности генераторов в энергетических системах с распределенной генерацией // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: сборник научных трудов VII Международной научной конференции молодых ученых. Новосибирск: НГТУ, Межвузовский центр содействия научной и инновационной деятельности студентов и молодых ученых Новосибирской области, 2015. С. 8-10.
2. Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers in Multimachine Power Systems / Y. Welhazi, T. Guesmi, I.B. Jaoued, H.H. Abdallah // Journal of Electrical Systems. 2014. No. 10-3. Pp. 276-291.
3. Perzhabinsky S.M., Karamov D.N., Achitaev A.A. A Model of Reliability Optimization of a Stand-Alone Electric Power System with Constraints on Dynamic Stability of the Wind Turbine // Journal of Siberian Federal University. Engineering and Technologies. 2021. No. 1(14). Pp. 55-71. doi: 10.17516/1999-494X-0288
4. Satheesh A., Manigandan T. Maintaining Power System Stability with Facts Controller using Bees Algorithm and NN // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. 2013. No. 1(49). Pp. 38-47.
5. Жданов П.С. Вопросы устойчивости энергетических систем. М.: Энергия, 1979. 456 с.
6. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем: монография. Кн. 1. СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. 369 с.

7. Кимбарк Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. 392 с.
8. Hazarika D. New method for monitoring voltage stability condition of a bus of an interconnected power system using measurements of the bus variables // IET Generation, Transmission & Distribution. 2012. No. 10(6). Pp. 977-985. doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0786.
9. Kothari D.P., Nagrath I.J. Power System Engineering. Second Edition. New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, 2008.
10. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 416 с.
11. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость: пер. с англ. / под ред. Я.Н. Лугинского. М.: Энергия, 1980. 568 с.
12. Validation of diagnostic monitoring technical state of iron and steel works transformers / V.R. Khrumshin, A.A. Nikolayev, S.A. Evdokimov, Y.N. Kondrashova, T.P. Larina // Proceedings of the IEEE North West Russia Section Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference, (EIConRusNW). IEEE, 2016. Pp. 596-600. doi: 10.1109/EIConRusNW.2016.7448253
13. Kornilov G.P., Panova E.A., Varganova A.V. The Algorithm of Economically Advantageous Overhead Wires Cross Section Selection Using Corrected Transmission Lines Mathematical Models // Procedia Engineering. 2015. Vol. 129. Pp. 951-955. doi:10.1016/j.proeng.2015.12.142
14. Комплексная оценка эффективности токовых и дистанционных защит в сетях 110-220 кВ в условиях Магнитогорского энергетического узла / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, Н.А. Николаев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2011. №15(232). С. 14-21.
15. Анализ допустимости режима потери возбуждения синхронного генератора в условиях промышленной системы электроснабжения сложной конфигурации / О.В. Газизова, А.П. Соколов, Н.Т. Патшин, Ю.Н. Кондрашова // Электротехнические системы и комплексы. 2019. №2(43). С. 12-18. doi: 10.18503/2311-8318-2019-2(43)-12-18
16. Оценка регулирующего эффекта выпрямительной нагрузки для определения параметров установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.А. Николаев, О.В. Буланова, А.В. Малафеев, Ю.Н. Кондрашова, В.М. Тарасов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2011. №4. С. 115-118.
17. Газизова О.В., Малафеев А.В., Кондрашова Ю.Н. Определение предельных параметров режимов для обеспечения успешной ресинхронизации объектов распределенной генерации в условиях предприятия черной металлургии // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2016. Т. 16. №4. С. 12-22. doi: 10.14529/power160402
18. Буланова О.В. Расчет показателей статической устойчивости систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, имеющих в своем составе собственные электростанции // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2006. №2 (14). С. 37-40.
19. Тарасов В.М. Повышение эффективности управления эксплуатационными режимами систем электроснабжения промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук, 05.09.03 / Тарасов Владимир Маркелович. Магнитогорск, 2012. 179 с.
20. Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография. Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. 280 с.
21. Илюшин П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография. Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. 364 с.

Поступила в редакцию 30 сентября 2022 г.

Принята к печати 28 октября 2022 г.

INFORMATION IN ENGLISH

INFLUENCE OF PRIMARY ENGINE ON INDUSTRIAL GENERATOR STABILITY

Vladimir M. Tarasov

Ph.D., Associate Professor, Department of Industrial Power Supply, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

Nikolaj T. Patshin

Ph.D., Associate Professor, Department of Industrial Power Supply, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

Olga I. Petukhova

Ph.D., Associate Professor, Department of Industrial Power Supply, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

Aleksandr E. Morshchakin

Master's Degree Student, Department of Industrial Power Supply, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

Aleksandr R. Kurbanov

Undergraduate Student, Department of Industrial Power Supply, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

Modern conditions for a market economy lead to the need to expand power plants at large industrial enterprises. This is expressed in an increase in single installed capacities and the

number of synchronous generators. The possibility of using vehicles at a number of heavy gas industry, suitable for disposal, as well as cheapness of natural gas create favorable conditions for

the construction of modern power plants with relatively low capacity. Therefore, the generators driven by gas turbines, top-pressure recovery turbines and gas piston engines are widespread. However, an increase in the number of generators of local power plants leads to the complication of emergency operating modes. So, the island mode of operation, which requires careful forecasting, is not excluded. Therefore, there is a need to study possible transitional and established regimes in order to analyze the resulting stability. For this, a methodology for calculating transitional electromechanical modes was obtained, taking into account the type of primary engines and the characteristics of speed and active power regulators. On the basis of this algorithm, software has been obtained that allows you to calculate the transition processes and according to their results, to evaluate the influence of the primary engine on the resulting stability of the power supply system, as well as develop a system of measures in order to increase it. The algorithm provides for the development of mathematical models of synchronous generators, taking into account the action of automatic regulators of primary engines and their dynamic properties. Most of the existing mathematical models of synchronous generators and methods for calculating transition modes are developed in relation to turbo generators with steam turbines. This paper deals with the issues of mathematical modeling of synchronous generators brought into rotation by gas turbines, gas piston engines and top-pressure recovery turbines, in order to study transitional electromechanical processes and develop measures to increase the resulting stability of energy sources in various operational regimes.

Keywords: synchronous generator, mathematical model, software complex, automatic speed control, parallel operation, gas turbine power station, gas piston power plant

REFERENCES

1. Achitayev A.A., Udalov S.N., Yumanov M. S. Increase of an inventory of adjusting ability of generators in power systems with distributed Generation. *Elektrotehnika. Elektrotehnologiya. Energetika: sbornik nauchnykh trudov VII Mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii molodyh uchenykh* [Electricalengineering. Electrotechnology. Power engineering. Collection of scientific papers of the VII International scientific conference of young scientists]. Novosibirsk, NSTU Publ., 2015, pp 8-10. (In Russian)
2. Welhazi Y., Guesmi T., I Jaoued.B., H Abdallah.H. Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers in Multimachine Power Systems. *J. Electrical Systems*. 2014, no. 10-3, Pp. 276-291.
3. Perzhabinsky S.M., Karamov D.N., Achitayev A.A. A Model of Reliability Optimization of a Stand-Alone Electric Power System with Constraints on Dynamic Stability of the Wind Turbine. *Journal of Siberian Federal University. Engineering and Technologies*. 2021, vol. 14, no. 1(14), pp. 55-71. doi: 10.17516/1999-494X-0288
4. Satheesh A. Manigandan T. Maintaining Power System Stability with Facts Controller using Bees Algorithm and NN. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. 2013, no. 1(49), pp. 38-47.
5. Zhdanov P.S. *Voprosy ustojchivosti energeticheskikh sistem* [Issues of power systems stability]. Moscow, Energy Publ., 1979. 456 p. (In Russian)
6. Meleshkin G.A., Merkurjev G.V. *Ustojchivost energosistem* [Stability of power systems]. Book 1. St. Petersburg, Center for training of energy personnel Publ., 2006. 369 p. (In Russian)
7. Kimbark E. *Sinhronnyye mashiny i ustojchivost elektricheskikh sistem* [Synchronous machines and stability of electrical systems]. Moscow-Leningrad, Gosenergoizdat Publ., 1960. 392 p. (In Russian)
8. Hazarika D. New method for monitoring voltage stability condition of a bus of an interconnected power system using measurements of the bus variables. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2012, no. 10(6), pp. 977-985. doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0786
9. Kothari D.P., Nagrath I.J. *Power System Engineering*. Second Edition. New Delhi, Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, 2008.
10. Sovalov S.A., Semenov V.A. *Protivoavarijnoe upravlenie v energosistemah* [Antiemergency control in power supply systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2005. 416 p. (In Russian)
11. Anderson P., Fuad A. *Upravlenie energosistemami i ustojchivost* [Energy Systems and Stability]. Moscow, Energy Publ., 1980. 568 p. (In Russian)
12. Khrumshin V.R., Nikolayev A.A., Evdokimov S.A., Kondrashova Y.N., Larina T.P. Validation of diagnostic monitoring technical state of iron and steel works transformers. *Proceedings of the IEEE North West Russia Section Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference, (EIConRusNW)*. IEEE, 2016, pp. 596-600. doi: 10.1109/EIConRusNW.2016.7448253
13. Kornilov G.P., Panova E.A., Varganova A.V. The Algorithm of Economically Advantageous Overhead Wires Cross Section Selection Using Corrected Transmission Lines Mathematical Models. *Procedia Engineering*. 2015, vol. 129, pp. 951-955. doi:10.1016/j.proeng.2015.12.142
14. Zaslavets B.I., Igumenshchev V.A., Nikolaev N.A., Malafeev A.V., Bulanova O.V., Rotanova Yu.N., Panova E.A. A comprehensive assessment of the effectiveness of current and distance protection in networks of 110-220 kV in the conditions of the Magnitogorsk Energy Node. *Vestnik YUzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika* [Bulletin of the South Ural State University. Series "Power Engineering"], 2011, no. 15 (232), pp. 14-21. (In Russian)
15. Gazizova O.V., Sokolov A.P., Patshin N.T., Kondrashova Yu.N. Analysis of the permissibility of the mode of excitation of a synchronous generator in the conditions of an industrial system of power supply complex configuration. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2019, no. 2(43), pp. 12-18. (In Russian). doi.org/10.18503/2311-8318-2019-2(43)-12-18
16. Nikolaev N.A., Bulanova O.V., Malafeev A.V., Kondrashova Yu.N., Tarasov V.M. Evaluation of the regulating effect of rectifying load to determine the parameters of the steady modes of power supply systems of industrial enterprises. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2011, no. 4, pp. 115-118. (In Russian)
17. Gazizova O.V., Malafeyev A.V., Kondrashova Yu.N., Determination of limit mode parameters to ensure successful resynchronization of distributed generation units at iron and steel works. *Vestnik YUzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika* [Bulletin of the South Ural State University. Series "Power Engineering"], 2016, vol. 16, no. 4, pp. 12-22. (In Russian). doi: 10.14529/power160402
18. Bulanova O.V. Calculation of indicators of static stability of power supply systems of large industrial enterprises that contain their own power plants. *Vestnik Magnitogorskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. G.I. Nosova* [Vestnik of Nosov Magnitogorsk State Technical University], 2006, no. 2 (14), pp. 37-40. (In Russian)
19. Tarasov V.M. *Povyshenie effektivnosti upravleniya ekspluatatsionnymi rezhimami sistem elektrosnabzheniya promyshlennykh predpriyatiy s rezkoperemennoy nagruzkoy. Kand. Diss.* [Improving the efficiency of operating regimes of power supply systems for industrial enterprises with a sharply variable load. Kand. Diss.]. Magnitogorsk, 2012. 179 p. (In Russian)

20. Gurevich Yu.E., Ilyushin P.V. *Osobennosti raschetov rezhimov v energo rayonakh s raspredelennoy generatsiey* [Features of calculations of modes in energy ranges with distributed generation]. Nizhny Novgorod, Nizhny Novgorod branch of the Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration Publ., 2018. 280 p. (In Russian)
21. Ilyushin P.V., Kulikov A.L. *Avtomatika upravleniya normalnymi i avariynymi rezhimami energo rayonov s raspredelennoy generatsiey* [Automation of the control of normal and emergency modes of energy regions with distributed generation]. Nizhny Novgorod, Nizhny Novgorod branch of the Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration Publ., 2019. 364 p. (In Russian)
-
- Исследование влияния первичного двигателя на устойчивость промышленных генераторов / В.М. Тарасов, Н.Т. Патшин, О.И. Петухова, А.Э. Морщакин, А.Р. Курбанов // *Электротехнические системы и комплексы*. 2022. № 4(57). С. 20-28. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2022-4\(57\)-20-28](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2022-4(57)-20-28)
- Tarasov V.M., Patshin N.T., Petukhova O.I., Morshchakin A.E., Kurbanov A.R. Influence of Primary Engine on Industrial Generator Stability. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2022, no. 4(57), pp. 20-28. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2022-4\(57\)-20-28](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2022-4(57)-20-28)
-