



Научная статья
УДК 621.311

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-4-640-656>

Обеспечение надежного электроснабжения электроприемников потребителей от собственной распределенной генерации: проблемные вопросы и способы их решения

Павел Владимирович Илюшин^{1✉}

¹Институт энергетических исследований РАН, г. Москва, Россия

¹ilyushin.pv@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5183-3040>

Резюме. Цель – представить способы решения проблемных вопросов интеграции объектов распределенной генерации в сети внутреннего электроснабжения потребителей. Отмечено, что суммарная мощность объектов распределенной генерации в России составляет 22–23 ГВт или 9,5–10% от установленной мощности всех генерирующих объектов, из них в составе изолированных энергорайонов – 8,5–9 ГВт, а региональных энергосистем – 13,5–14 ГВт. Представлены подходы, позволяющие обеспечить надежное электроснабжение потребителей от объектов распределенной генерации, в том числе за счет корректного выбора алгоритмов работы и параметров настройки систем автоматического регулирования генерирующих установок. Показано, что в сетях внутреннего электроснабжения потребителей фиксируются значительные отклонения показателей качества электроэнергии, что может приводить к отключению генерирующих установок и электроприемников. Обоснована необходимость использования при выполнении комплексных расчетов режимов верифицированных математических моделей генерирующих установок, а также основных синхронных и асинхронных двигателей, с корректным учетом типов приводимых во вращение механизмов и реальных коэффициентов загрузки. Рассмотрены принципы выбора систем возбуждения генерирующих установок, а также согласования параметров настройки устройств релейной защиты генерирующих установок и других элементов в сети внутреннего электроснабжения потребителей. Даны рекомендации по определению допустимости коммутаций и обеспечению соответствия показателей качества электроэнергии нормативным требованиям в островном (автономном) режиме работы. Обоснована необходимость привлечения к выполнению проектов интеграции объектов распределенной генерации организаций, имеющих соответствующие требованиям программные комплексы, а также специалистов, обладающих опытом проведения комплексных расчетов режимов, учитывая, что объем расчетов больше и сложность их выше, чем при проектировании традиционных электростанций и систем электроснабжения.

Ключевые слова: распределенная генерация, генерирующая установка, надежность электроснабжения, электромеханический переходный процесс, моделирование нагрузки, аварийное возмущение

Для цитирования: Илюшин П. В. Обеспечение надежного электроснабжения электроприемников потребителей от собственной распределенной генерации: проблемные вопросы и способы их решения // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 4. С. 640–656. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-4-640-656>.

POWER ENGINEERING

Original article

Reliable power supply to power consuming units via isolated distributed generation: problematic issues and approaches to their solution

Pavel V. Ilyushin^{1✉}

¹Energy Research Institute of the RAS, Moscow, Russia

¹ilyushin.pv@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5183-3040>

© Илюшин П. В., 2022

Abstract. The present study considers solutions to problematic issues concerning the integration of distributed generation facilities into the internal power supply network of power consuming units. The possibility of ensuring reliable power supply using verified models of generating plants and power consuming units is analysed along with a description of principles for the selection of control systems for generating plants. Full-scale measurements recording significant deviations in power quality indicators, were carried out. A total capacity of distributed generation facilities operating as a part of isolated energy districts is estimated at 8.5–9 GW. In addition, in the case of operation as a part of power systems, this capacity is equal to 13.5–14 GW. Therefore, the total capacity of these facilities is 22–23 GW or 9.5–10% of the total capacity of all generating facilities in Russia. The necessity of using verified mathematical models of generating plants, as well as main synchronous and asynchronous motors, along with the correct consideration of rotated mechanism types and real load factors, is substantiated. Principles for selecting the excitation systems of generating plants, as well as coordinating parameter settings for relay protection devices in generating plants and other elements in the internal power supply networks of power consuming units are considered. Recommendations regarding the permissibility of commutations and guaranteed correspondence between electric power quality indicators and regulatory requirements in island (autonomous) operating mode are provided. Thus, the need on the part of organizations that have necessary software systems and experience in conducting complex mode calculations to implement projects for integrating distributed generation facilities is substantiated. Here, the volume and complexity of calculations is higher than in the design of standard power plants and power supply systems.

Keywords: distributed generation, generating plant, power supply reliability, electromechanical transient process, load modeling, emergency disturbance

For citation: Ilyushin P. V. Reliable power supply to power consuming units via isolated distributed generation: problematic issues and approaches to their solution. *iPolytech Journal*. 2022;26(4):640-656. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-4-640-656>.

ВВЕДЕНИЕ

Основным трендом последнего десятилетия в энергетике является ее трансформация на основе принципов декарбонизации, децентрализации и цифровизации через реализацию организационных и технических мероприятий.

Достичь углеродной нейтральности ряд стран планирует к 2035–2050 гг., что подразумевает снижение до нуля выбросов CO₂, в том числе за счет реализации мер по их минимизации и компенсации [1]. Достичь цели возможно при кардинальном преобразовании технологических процессов на базе инновационных разработок в энергетике, промышленности, транспорте и сельском хозяйстве, выделяющих основные объемы CO₂. В энергетике это требует создания инновационных видов энергетического оборудования [2, 3].

В энергетике мира наблюдается устойчивый тренд на снижение объемов использования невозобновляемых энергоресурсов (каменный уголь, торф, нефть, природный газ и др.). Указанные энергоресурсы поэтапно замещаются на возобновляемые источники энергии (ВИЭ), поэтому основные объемы вводов генерирующих мощностей фиксируются в секторах ветровой и солнечной генераций [4, 5].

В ряде стран мира потери на передачу электрической и тепловой энергий превышают 10–15%, что связано с большой

протяженностью линий электропередачи (ЛЭП) и тепловых сетей. Децентрализация генерирующих мощностей и их приближение к потребителям позволяют снизить потери до 1,5–4%, что способствует энергосбережению и минимизации выбросов CO₂ [6, 7].

Децентрализованная генерация позволяет удовлетворять потребности всех категорий потребителей в различных видах энергии (электрическая, тепловая, холодовая) в необходимых объемах и по обоснованным ценам, а также обеспечивать доступное, безопасное и надежное энергоснабжение [8–10].

Интеграция в сети внутреннего электроснабжения потребителя или распределительные сети разнородных объектов распределенной генерации (РГ) на низком и/или среднем напряжении вызывают многообразие электрических режимов, делая эти сети активными. Перетоки мощности в таких сетях могут в течение суток несколько раз изменять свое направление и величину от максимума до минимума, в зависимости от режимов работы объектов РГ и отдельных потребителей.

Под «объектом распределенной генерации» понимается электростанция с одной или несколькими генерирующими установками (ГУ), подключаемая к сетям внутреннего электроснабжения потребителей или распределительным сетям на напряжении до 110 кВ, максимально приближенная к узлам

электропотребления, работающая параллельно с энергосистемой или в островном (автономном – одна ГУ) режиме, имеющая в точке присоединения суммарную установленную мощность до 25 МВт и использующая для производства необходимых видов энергии любые первичные или вторичные энергоресурсы [11].

В настоящее время статистические данные по находящимся в эксплуатации и ежегодно вводимым объектам РГ в России отсутствуют, что не позволяет представить объективную картину. Эксперты оценивают суммарную мощность объектов РГ, которые функционируют в составе изолированных энергорайонов, в 8,5–9 ГВт, а в составе энергосистем в 13,5–14 ГВт. Следовательно, суммарная мощность объектов РГ составляет не менее 22–23 ГВт или 9,5–10% от суммарной мощности всех объектов генерации в России.

Часть электроприемников, присоединенных к указанным сетям, являются особенно ответственными, а поэтому критичными к отклонениям показателей качества электроэнергии (ПКЭЭ) от нормативных значений. Отклонение нескольких ПКЭЭ может приводить к отключениям этих электроприемников электрическими или технологическими защитами с остановом непрерывных производственных процессов, сопровождающихся ущербами от брака и убытками от недоотпуска продукции [12, 13]. Следовательно, вопросам поддержания ПКЭЭ в сетях с объектами РГ следует уделять особенное внимание.

Реализация тренда на цифровизацию энергетики заключается в разработке современных цифровых платформ агрегации распределенных энергоресурсов, создании бизнес-моделей, розничных рынков, автоматизированных торговых площадок, предоставляющих всем участникам новые виды услуг.

При одновременном функционировании в указанных сетях активных потребителей с собственными объектами РГ, управляемой нагрузки и систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) обеспечить ручное управление электрическими режимами на основании визуального их распознавания и оценки не представляется возможным [14]. В этих условиях требуется существенное преобразование как распределительных сетей, так и сетей

внутреннего электроснабжения потребителей за счет внедрения современных интеллектуальных систем и устройств управления, защиты и автоматизации.

Учитывая, что в подавляющем большинстве проектов строительства собственных объектов РГ применяются топливные ГУ – газотурбинные установки (ГТУ) и газопоршневые (ГПУ), то основное внимание в статье будет сконцентрировано именно на них.

Целью статьи является рассмотрение отдельных проблемных вопросов, возникающих при проектировании и эксплуатации объектов РГ в сетях внутреннего электроснабжения потребителей или распределительных сетях, а также возможных способов их решения.

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ СОБСТВЕННОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Величина капитальных затрат на строительство объекта РГ в значительной мере зависит от его мощности, количества и типа ГУ, варианта исполнения и места размещения. Как показывает опыт строительства и ввода в эксплуатацию объектов РГ, их удельная стоимость на 1 кВт мощности примерно в 2–5 раз меньше затрат на сооружение традиционной тепловой электростанции. Это приводит к тому, что сроки окупаемости объектов РГ не превышают 3–6 лет при потреблении тепловой энергии на протяжении календарного года. Срок строительства объекта РГ от начала выполнения проектных работ и до ввода в работу составляет не более 10–14 месяцев, что существенно меньше, чем у традиционной тепловой электростанции, который составляет не менее 3–5 лет.

По статистическим данным аппаратная надежность различных видов, типов и мощностей ГУ, применяемых на объектах РГ, высокая. Чтобы оценить влияние аппаратной надежности ГУ на баланс электроэнергии, в энергосистеме применяется коэффициент готовности K_r (%), показывающий, какой период времени ГУ способна выполнять свои основные функции. Чтобы оценить влияние аппаратной надежности ГУ на баланс мощности в энергосистеме, применяется показатель – среднее время наработки на отказ T_n (ч), т.е.

время между внезапными отключениями ГУ по различным причинам. Причины могут быть обусловлены как внутренними повреждениями или неисправностями ГУ, так и внешними возмущениями в прилегающей распределительной сети [15].

Проведем анализ показателей аппаратной надежности ГУ с единичной мощностью не более 25 МВт:

– K_r у ГПУ находится в диапазоне 96,0–98,2%, а у ГТУ в диапазоне 93,5–97,1% (современные ГУ имеют большие интервалы между периодическими техническими обслуживаниями, а также более высокие показатели аппаратной надежности);

– с ростом единичной мощности ГПУ их K_r не снижается ниже 97,5%, при этом у ГТУ он снижается на 0,2 %/МВт, что связано со сложностью проведения ремонтных работ не в условиях завода-изготовителя;

– T_n у ГПУ находится в диапазоне 785–3583 ч, а у ГТУ в диапазоне 2220–3605 ч, что связано с большим числом коротких замыканий (КЗ) в сетях 3–35 кВ, с излишними и ложными срабатываниями устройств релейной защиты (РЗ), а также другими незначительными неисправностями);

– T_n растет с увеличением мощности ГПУ и ГТУ, составляя у ГПУ 750 ч/МВт, а у ГТУ – 100 ч/МВт, что связано с совершенством конструкции ГУ большей мощности, а также более благоприятными условиями работы;

– доля внутренних причин отключений ГПУ и ГТУ составляет около 32,5%, а внешних около 67,5%, что обусловлено близкими КЗ в сетях;

– ГПУ и ГПУ отключаются в 5–8 раз чаще и простаивают на 2–7% больше, чем крупноблочные паротурбинные установки и крупные ГТУ, что обусловлено совершенством конструкции ГУ, большим расстоянием до мест аварийных возмущений, применением цифровых устройств РЗ, качественным техническим обслуживанием, а также более ровным суточным графиком загрузки);

– на показатели аппаратной надежности ГУ значительное влияние оказывают условия их работы, что необходимо учитывать при анализе (в более тяжелых условиях работы K_r снижается до 40% от средних значений) [16].

Рассмотрим основные причины строительства потребителями объектов РГ:

– высокие экологические штрафы за сжигание в факеле попутного нефтяного газа на нефтедобывающих предприятиях;

– возможность использования для производства электрической и тепловой энергий вторичных энергоресурсов (биогаз, доменный газ, шахтный метан, конвертерный газ, отходы лесопромышленного комплекса и сельскохозяйственных предприятий) [17];

– возможность проведения технического перевооружения и реконструкции газовых производственных котельных с установкой на них когенерационных (тригенерационных) установок, позволяющих существенно повысить коэффициент использования теплоты топлива;

– необходимость повышения надежности электроснабжения особенно ответственных электроприемников, критичных к глубоким провалам напряжения и отклонениям других ПКЭЭ от нормативных значений;

– невозможность (отсутствие экономической целесообразности) присоединения к распределительным электрическим и тепловым сетям или увеличения мощности присоединения при расширении производства;

– необходимость снижения затрат на энергоснабжение производства в структуре себестоимости для повышения конкурентоспособности производимой продукции (снижение затрат на передачу и распределение электроэнергии по магистральным и распределительным сетям).

Необходимость повышения надежности электроснабжения особенно ответственных электроприемников обусловлена ростом количества системных и локальных аварий с тяжелыми последствиями для потребителей. Это, в свою очередь, обусловлено высокой величиной износа электросетевого оборудования в распределительных электрических сетях, неправильной работой устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), а также ростом количества ошибок обслуживающего персонала [18, 19].

Успешное выделение сети внутреннего электроснабжения потребителя в островной (автономный) режим с объектом РГ возможно

реализовать за счет применения многопараметрической делительной автоматики (МДА). МДА должна обеспечивать надежное выделение в островной режим при аварийном возмущении или превентивно по параметрам режима, а также балансировку режима по активной и реактивной мощности.

Для сдерживания процесса строительства объектов РГ электросетевыми компаниями предпринимаются шаги по введению платы за резерв сетевых мощностей с целью компенсации расходов на их содержание. Эти действия направлены на восполнение выпадающих доходов в структуре необходимой валовой выручки из-за снижения величины полезного отпуска.

Такой подход может привести к возникновению множества изолированных энергорайонов с большими объемами производства и потребления всех необходимых видов энергии объектов РГ. При использовании на объектах РГ для выработки необходимых видов энергии вторичных энергоресурсов это будет экономически оправдано. Для снижения величины резервов мощности на объектах РГ могут использоваться решения по резервированию изолированных энергорайонов от соседних, расположенных в непосредственной близости.

Наиболее вероятным сценарием развития событий может быть проведение реконструкции сети внутреннего электроснабжения потребителя, с выделением на параллельную работу с ЭЭС России части электроприемников, имеющих резкопеременный суточный график нагрузки. При этом особенно ответственные электроприемники и электроприемники с равномерным графиком нагрузки будут запитываться от изолированной сети внутреннего электроснабжения, функционирующей на основе объекта(-ов) РГ.

В сетях внутреннего электроснабжения потребителя, как правило, имеются электроприемники 1 и 2 категорий надежности, требующие организации питания от двух независимых источников. Известно, что независимыми считаются такие источники, у которых имеются две секции (системы) шин на одной или двух электростанциях или подстанциях, при условии, что каждая из секций (шин) питается от независимого источника и они не связаны

между собой или имеют связь, которая отключается в автоматическом режиме при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин. Известны решения, когда ГУ одного объекта РГ подключены к разным секциям шин, при этом секционный выключатель нормально отключен, что образует два независимых источника. А в сети внутреннего электроснабжения установлены устройства автоматического ввода резервного питания (АВР) с контролем синхронизма.

Реализация приведенного подхода может привести к еще большему снижению полезного отпуска в электросетевых компаниях и ухудшению их экономических показателей. Международный опыт показывает, что гармоничное сочетание традиционной генерации и объектов РГ, включая генерацию на основе ВИЭ, дает наилучшие технико-экономические результаты.

Важно отметить, что строительство и ввод в эксплуатацию собственного объекта РГ не гарантирует обеспечения надежного электроснабжения электроприемников, так как в ряде случаев, как показывает опыт, приводит к снижению экономической эффективности реализации проекта, относительно плановой, а также к росту числа аварий, величины ущербов и убытков.

РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В СЕТЯХ С ОБЪЕКТАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

При интеграции в сети внутреннего электроснабжения потребителей объектов РГ состав и технические характеристики электроприемников, особенно синхронных (СД) и асинхронных двигателей (АД), определяют характер и параметры электромеханических переходных процессов (ЭМПП) при возникновении аварийных возмущений. Это обусловлено малыми значениями взаимных электрических сопротивлений между электроприемниками и ГУ, а также сопоставимыми суммарными мощностями СД, АД и ГУ [20].

При выполнении расчетов ЭМПП в магистральных электрических сетях (330 кВ и выше) нагрузка в расчетной модели сети представляется статическими характеристиками (СХН) в виде $P_{\text{нагр}}(U, f)$, $Q_{\text{нагр}}(U, f)$, как

это принято в расчетах установившихся режимов. Это обусловлено большой трудоемкостью создания расчетной модели сети 0,4–220 кВ, а также наличием в ней множества электростанций, устройств компенсации реактивной мощности и другого электросетевого оборудования, существенно ослабляющих и сглаживающих влияние нагрузки на параметры ЭМПП в магистральных электрических сетях. Характер ЭМПП в сетях внутреннего электроснабжения с ГУ объектов РГ и СД (АД) отличается от СХН в незначительной мере, если величины напряжений в узлах сети при возникновении аварийных возмущений не снижаются ниже $U_{кр}$. Это реально при удаленных КЗ, применении в сетях токоограничивающих устройств и/или динамических компенсаторов напряжения.

Однако, если ГУ объектов РГ присоединены к одним шинам с СД и АД или отделены от них одной ступенью трансформации, то применять СХН вместо динамических моделей нагрузки в расчетах ЭМПП при глубоких провалах напряжения недопустимо. Применять упрощенные динамические модели СД и АД и выполнять их эквивалентирование, как правило, допустимо при использовании соответствующих правил [21].

Исторически при проектировании сетей внутреннего электроснабжения расчеты ЭМПП не выполнялись, так как указанные сети были пассивными (не имели в своем составе ГУ). При интеграции в указанные сети объектов РГ выполнение расчетов ЭМПП становится обязательным.

Как правило, при разработке проекта объекта РГ вопрос обеспечения устойчивости ГУ сводится только к анализу нормативных возмущений, при которых устойчивость энергосистемы не должна нарушаться. При анализе сверхнормативных возмущений допускаются нарушения устойчивости. В Методических указаниях по устойчивости энергосистем² приводится перечень нормативных возмущений и величины коэффициентов запаса с уча-

нием режимов работы энергосистем (нормальный, послеаварийный и др.), которые следует учитывать при анализе устойчивости энергосистем.

При проектировании объектов РГ следует помимо нормативных возмущений рассматривать и сверхнормативные, если одной из задач строительства объекта РГ является обеспечение надежности электроснабжения электроприемников. В этом случае разрабатываемые и реализуемые противоаварийные мероприятия должны эффективно снижать отрицательные последствия любых аварийных возмущений.

Составление перечней кратковременных и длительных возмущений (аварийный ремонт, замена оборудования и др.) должно выполняться на основании статистических данных об их среднем количестве за год. Выбор возмущений, подлежащих анализу, производится на основании величин суммарных годовых ущербов и убытков. Общее число кратковременных возмущений в год, как правило, существенно больше длительных, но именно длительные приводят к значительным ущербам и убыткам. Перечень анализируемых аварийных возмущений в каждом проекте объекта РГ будет индивидуальным, так как определяется техническими характеристиками электроприемников, видами применяемых ГУ, допустимыми режимами их работы, а также алгоритмами работы и параметрами настройки устройств РЗ ГУ.

Для упрощения расчетов можно использовать данные о критической длительности нарушений электроснабжения ($\Delta T_{кр}$) для конкретных электроприемников, например СД и АД. Если $\Delta T < \Delta T_{кр}$, то режим работы СД и АД восстанавливается, при котором риска повреждения оборудования и массового брака продукции не возникает. Если $\Delta T > \Delta T_{кр}$, то работа СД и АД нарушается, что приводит к росту величины ущерба. Значение $\Delta T_{кр}$ может быть представлено в виде функции от напряжения в момент КЗ (U_0) – рис. 1.

²Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ № 630 от 03.08.2018 (с изм. 28.12.2020).

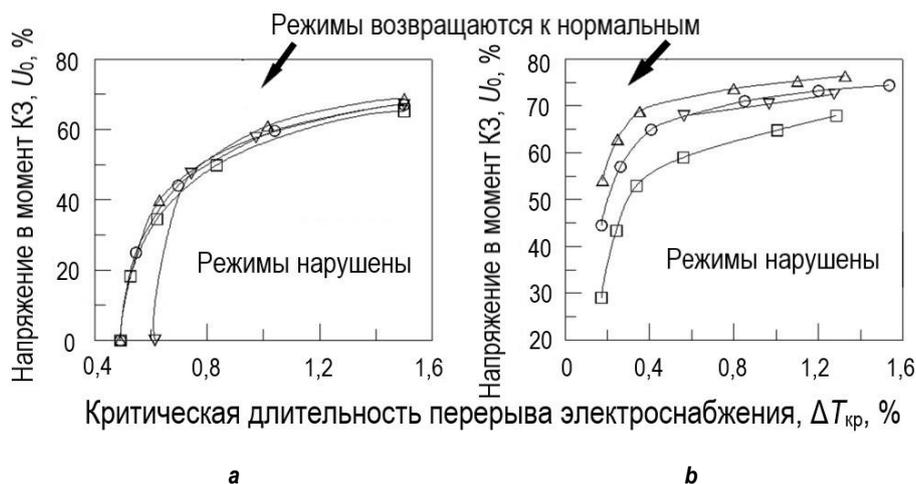


Рис. 1. Графики зависимости $\Delta T_{кр} = f(U_0)$: а – для асинхронных двигателей; б – для синхронных двигателей
Fig. 1. Graphs of $\Delta T_{кр} = f(U_0)$ dependence: а – for induction motors; б – for synchronous motors

Если зависимости $\Delta T_{кр} = f(U_0)$ были определены достаточно точно, то анализ аварийных возмущений будет сводиться к вычислению величин U_0 в начале каждого КЗ, с последующим сравнением с рис. 1 для принятия решения о последствиях данного аварийного возмущения [22].

Выводы о допустимости использования тех или иных видов и типов ГУ, формирование технических требований к ГУ, включая набор противоаварийных мероприятий, следует выполнять на основании результатов расчетов режимов. Для обеспечения обоснованности технических решений требуется, чтобы погрешность расчетов была не более 10%, для чего необходимо:

- использовать верифицированные математические модели ГУ;
- использовать верифицированные математические модели основных электроприемников (СД и АД) с корректным учетом типов приводимых во вращение механизмов и реальных коэффициентов загрузки;
- выполнять гармонический анализ с контролем ПКЭЭ в сети внутреннего электроснабжения потребителя для предотвращения отключений ГУ и особенно ответственных электроприемников.

Опыт выполнения расчетов электрических режимов в сетях с объектами РГ позволил сформировать следующие выводы:

- при интеграции объектов РГ требует выполнения существенно большего объема

расчетов режимов во всех допустимых режимах работы объекта РГ (островной, автономный, параллельный) анализируемых групп аварийных возмущений, а также оценки эффективности противоаварийных мероприятий;

- требуется учет особенностей алгоритмов автоматических регуляторов частоты вращения – АРЧВ ГУ (способы идентификации режима работы ГУ, способы переключения алгоритмов регулирования);

- необходим учет особенностей автоматических регуляторов возбуждения – АРВ ГУ (тип системы возбуждения, наличие модуля согласования нагрузки, наличие форсировки возбуждения, а также величины потолочного возбуждения и скорости его нарастания), что особенно критично в островном (автономном) режиме;

- требуется выполнение расчетов ударных электромагнитных моментов при близких трехфазных КЗ и несинхронных АПВ в прилегающей распределительной сети для контроля сохранения механической прочности ГУ;

- необходимо согласование уставок устройств РЗ ГУ с устройствами РЗ в сети внутреннего электроснабжения и прилегающей распределительной сети для предотвращения их отказов, излишних и ложных срабатываний [23];

- требуется проводить оценку влияния объекта РГ на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энерго-

систем (электросетевой автоматики, противоаварийной автоматики), функционирующие в сети внутреннего электроснабжения и прилегающей распределительной сети;

– требуется разработка эффективных мер по сохранению динамической устойчивости ГУ с малыми механическими постоянными инерции (двухвалевые и трехвалевые ГТУ, микротурбины, ГПУ), самопроизвольной ресинхронизации без отключения, а также предотвращения вторичных нарушений устойчивости ГУ и нагрузки, находящихся вблизи;

– необходимо проведение расчетного анализа возможности обеспечения прямых пусков СД и АД, а также их групп, если это обосновано технологическим процессом, с разным составом включенных ГУ с целью принятия мер по снижению величины пусковых токов;

– необходим анализ допустимости для ГУ больших набросов/сбросов нагрузки, возможных по технологическим причинам, с целью разработки мер по предотвращению отключений ГУ в островном (автономном) режиме.

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ИНТЕГРАЦИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ И СПОСОБЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Большинство рассмотренных в статье проблемных вопросов, которые не были решены при проектировании объекта РГ, проявлялись в процессе его эксплуатации, что приводило к последствиям различной степени тяжести. Отсутствие проявления проблемных вопросов в первые недели и даже месяцы эксплуатации объекта РГ, которые на самом деле существуют, обусловлены тем, что до этого момента не возникало определенных схемно-режимных ситуаций и аварийных возмущений в прилегающей сети.

До последнего времени на объектах РГ в России массово применялись ГУ зарубежных заводов-изготовителей. Эти ГУ обладают определенными особенностями, что приводит к возникновению проблемных вопросов, так как они разработаны на основании технических требований, которые действуют в тех странах, где они сконструированы и/или произведены. Требуется при проектировании объекта РГ уделять значительное внимание

этим особенностям.

Неучет или некорректный учет особенностей ГУ зарубежных заводов-изготовителей может приводить к негативным последствиям:

– повреждения ГУ, требующие проведения дорогостоящих капитальных ремонтов с заменой основных узлов, а также вывод из эксплуатации ГУ без возможности их восстановления;

– излишние отключения ГУ при различных аварийных возмущениях, включая удаленные, в сети внутреннего электроснабжения и прилегающей распределительной сети;

– сокращение интервалов между периодическим техническим обслуживанием (работа в автономном режиме, частые пуски/остановы ГУ, набросы/сбросы нагрузки, некачественное топливо) и капитальными ремонтами;

– снижение показателей экономической эффективности строительства объекта РГ (реализация дополнительных технических мероприятий, увеличение удельного расхода топлива и др.);

– значительные проблемы с обеспечением электроснабжения особенно ответственных электроприемников от объекта РГ.

Причинами возникновения проблемных вопросов на объектах РГ являются:

– некорректный выбор вида, типа и мощности ГУ;

– неправильный учет режимов работы ГУ;

– использование при выполнении расчетов режимов упрощенных математических моделей ГУ, а также некорректный учет электроприемников, включая СД и АД, в нагрузке;

– несогласование алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗ ГУ и другого оборудования в сети внутреннего электроснабжения и прилегающей распределительной сети;

– отсутствие в технических требованиях к ГУ важных пунктов, учитывающих особенности условий эксплуатации ГУ;

– некачественное выполнение проекта интеграции объекта РГ в сети внутреннего электроснабжения потребителя (отсутствие расчетов ЭМПП, гармонического анализа с контролем ПКЭЭ);

– неудовлетворительная эксплуатация ГУ на объекте РГ.

Рассмотрим отдельные проблемные вопросы, которые должны решаться при разработке проекта интеграции объекта РГ.

Использование верифицированных моделей генерирующих установок и электроприемников. Правильность принятия основных технических решений при проектировании интеграции объекта РГ в большой мере зависит от точности результатов расчетов режимов. А это зависит от использования в программных комплексах расчетов режимов верифицированных математических моделей ГУ и основных электроприемников – СД и АД.

В программных комплексах зарубежного производства в библиотеках имеется большое количество верифицированных математических моделей ГУ зарубежных заводов-изготовителей. Разработчики программных комплексов имеют соглашения с заводами-изготовителями ГУ, на основании которых получают указанные модели. Получение верифицированной математической модели ГУ возможно либо на заводе-изготовителе, либо в испытательном центре, так как для этого требуется проведение комплекса натурных испытаний ГУ для фиксации всех необходимых параметров и характеристик. В указанных программных комплексах отсутствуют верифицированные математические модели ГУ российского производства.

В отечественных программных комплексах в библиотеках отсутствуют верифицированные математические модели ГУ зарубежных заводов-изготовителей. Использование имеющихся моделей (по принципу подобия) дает значительные ошибки в результатах расчетов, что обусловлено существенным различием конструкций приводных двигателей ГУ, алгоритмов работы и параметров настройки АРЧВ, АРВ, устройств РЗ и технологических защит у различных заводов-изготовителей. Так как получить самостоятельно верифицированные математические модели достаточно сложно и дорого, то в договор поставки ГУ следует включать требование об их предоставлении заводом-изготовителем.

Рассмотрим влияние ЭМПП в СД и АД на режимы работы ГУ:

– так как при КЗ происходит сброс нагрузки, то ГУ начинают ускоряться, а вероятность не

перейти в асинхронный режим зависит от величины активной нагрузки на ГУ после ликвидации КЗ. При самозапуске СД и АД потребляют большую активную мощность, что повышает динамическую устойчивость ГУ. В случае перехода ГУ в асинхронный режим потребляемая СД и АД активная мощность может способствовать ресинхронизации ГУ. Из-за того, что СД и АД при самозапуске потребляют большие токи по отношению к номинальным, это вызывает снижение напряжения на выводах ГУ и предела динамической устойчивости, что будет препятствовать ресинхронизации ГУ;

– величина потребляемой СД и АД активной и реактивной мощностей в ЭМПП существенно зависит от срабатывания устройств РЗ и технологических защит приводимых во вращение механизмов. Сброс нагрузки при снижении частоты и/или напряжения и ее последующий наброс при нормализации параметров режима в значительной мере влияют на функционирование ГУ;

– необходимо учитывать алгоритмы работы и параметры настройки устройств ПА, установленных на ГУ и в сети, так как их действия ликвидируют токовые перегрузки оборудования и снижения напряжений в узлах.

Корректный учет технических характеристик СД и АД позволяет установить факты нарушений работы особенно ответственных электроприемников до момента ликвидации КЗ, восстановления их нормального функционирования в послеаварийном режиме, а также определить продолжительности самозапусков и повторных пусков СД и АД.

Известны три способа представления смешанной нагрузки в расчетах ЭМПП: в виде СХН, что допустимо при медленных изменениях U и при $U > U_{кр}$ в виде $Z_n = \text{const}$, а также в виде упрощенной модели АД в виде статической асинхронной характеристики. Анализ зависимостей $P_{нагр}(t)$ и $Q_{нагр}(t)$ при КЗ в сети с тремя моделями нагрузки при $Q_{нагр.0} = 0,5P_{нагр.0}$ показывает, что только в третьем случае смешанная нагрузка представляется наиболее корректно.

Упрощенная динамическая модель смешанной нагрузки состоит из статической нагрузки и АД. Обобщенный АД потребляет активную мощность в режиме перед

аварийным возмущением равную $d_{\text{АД}} \cdot P_{\text{нагр.0}}$ ($d_{\text{АД}}$ – доля АД в составе нагрузки), а также реактивную мощность $Q_{\text{АД}}$, вычисляемую по техническим характеристикам АД и величине напряжения U_0 . Активная мощность, потребляемая статической нагрузкой, определяется по выражению:

$$S_{\text{стат}} = P_{\text{нагр.0}} - P_{\text{АД.0}} - P_{\text{СД.0}} + j(Q_{\text{нагр.0}} - Q_{\text{АД.0}} - Q_{\text{СД.0}}),$$

где $P_{\text{СД.0}} = Q_{\text{СД.0}} = 0$.

Рассмотрим принципы эквивалентирования АД:

– получение обобщенного АД с суммарным значением $P_{\text{ном}}$ и средневзвешенными (по $P_{\text{ном.}i}$) значениями максимального (M_{max}) и пускового моментов ($M_{\text{пуск}}$), пускового тока ($I_{\text{пуск}}$), $\text{tg}\varphi_{\text{ном}}$, статическими моментами сопротивления механизмов ($M_{\text{ст}}$), взамен группы отдельных АД, подключенной к одной секции (системе шин);

– получение АД, подключенного напрямую к секции (системе) шин, взамен присоединения через силовой трансформатор, с расчетом величины максимального и пускового моментов, пускового тока и $\text{tg}\varphi_{\text{ном}}$.

Выбор системы возбуждения генерирующих установок. Если ГУ оснащена системой самовозбуждения (ССВ), то питание ее обмотки возбуждения организовано через понижающий трансформатор, который подключен к выводам ГУ. В этом случае величина потолочного возбуждения будет пропорциональна снижению напряжения на выводах ГУ, вплоть до остаточной намагниченности ротора.

При близких КЗ в ССВ происходит существенное снижение тока возбуждения, следовательно, после ликвидации КЗ его величины будет не хватать для восстановления напряжения до номинального значения. При длительных провалах напряжения указанный недостаток ССВ будет определять параметры послеаварийного режима. Если напряжение сильно снижено, то ГУ с ССВ не сможет его повысить до значения близкого к $U_{\text{ном}}$, как показано на рис. 2 а. Расчеты ЭМПП были выполнены для двух режимов функцио-

нирования ГУ – без нагрузки и с нагрузкой, в которой $d_{\text{АД}} = 90\%$ от $S_{\text{ном.ГУ}}$.

Анализ рис. 2 а позволяет выявить существенную разницу между СВ. В случае применения ССВ на ГУ самозапуск всех АД будет невозможен и около 50% из них нужно будет отключить. Применение системы независимого возбуждения (СНВ) дает положительный эффект – ЭМПП будет успешным, хотя и затратным, но отключать нагрузку в этом случае не потребуется, как показано на рис. 2 б. Следовательно, вероятность восстановления нормальной работы нагрузки с большой долей СД и АД при аварийных возмущениях в островном (автономном) режиме работы ГУ с ССВ вероятность является крайне незначительной.

В составе СВ ГПУ некоторые заводы-изготовители применяют модули согласования нагрузки (МСН), роль которых заключается в минимизации глубины снижения частоты, возникающих при больших набросах нагрузки. Применение МСН, снижающего уставку по напряжению в СВ при снижении скорости вращения ГПУ, может не давать эффекта, регулирующий эффект активной мощности нагрузки по напряжению стремится к нулю, что характерно для предприятий с большим количеством СД и АД. Если переключение питания нагрузки осуществляется действием устройств АВР с бестоковой паузой, то условия самозапуска СД и АД при снижении напряжения будут значительно ниже. Снижение напряжения на выводах ГУ действием МСН может быть недопустимым, если это вызывает отключения СД и АД, а также содействует развитию лавины напряжения. Поэтому при заказе ГУ следует на основании расчетов ЭМПП проверять допустимость применения МСН на ГУ, работающих в конкретных схемно-режимных условиях.

Выбор параметров настройки устройств релейной защиты генерирующих установок. До недавнего времени на объектах РГ широкое применение находили ГУ зарубежных заводов-изготовителей. Заводы-изготовители для предотвращения повреждений выбирают такие параметры настройки устройств РЗ ГУ, которые регулярно

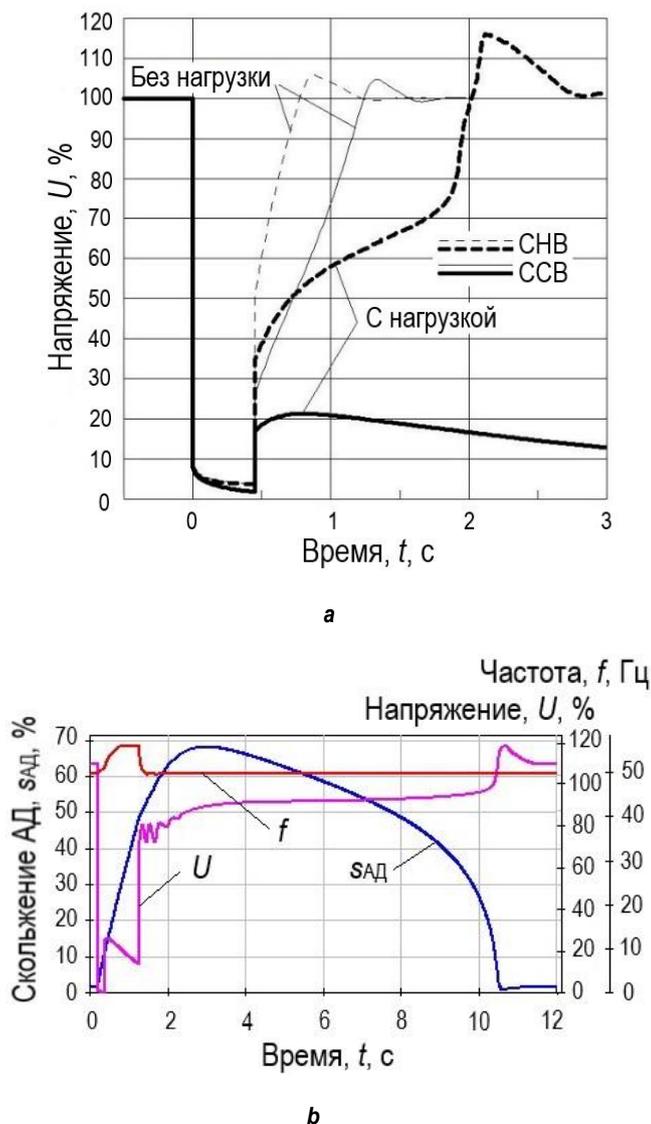


Рис. 2. Графики электромеханических переходных процессов: а – $U = f(t)$ в случае применения генерирующих установок с разными системами возбуждения при трехфазном коротком замыкании в сети; б – при применении на генерирующих установках системы независимого возбуждения

Fig. 2. Graphs of electromechanical transients: a – $U = f(t)$ generating units with different excitation systems with a three-phase short circuit in the network; b – generating units using an independent excitation system

приводят к их излишним отключениям при аварийных возмущениях. Важно отметить, что возмущения, сопровождающиеся кратковременными отклонениями напряжения/частоты, не опасны для ГУ, но из-за отключений ГУ вызывают нарушение электроснабжения СД и АД. Это, в свою очередь, вызывает недопустимые перегрузки электротехнического оборудования.

Выбор параметров настройки устройств РЗ ГУ по снижению напряжения без организации контроля токов статора/ротора недопустимы. Вероятность повреждения обмоток ГУ возникает только в том случае, если величина тока

статора/ротора или длительность перегрузки превышают допустимые значения. Данные величины определяются классом нагревостойкости изоляции обмоток статора/ротора, типом системы охлаждения (непосредственная, косвенная) и видом охлаждающей среды (воздух, вода, водород и др.). В случае превышения током статора заданной величины или длительности должно осуществляться отключение ГУ, а при превышении током ротора должна реализовываться расфорсировка ГУ до номинального возбуждения.

Известны случаи, когда на ГПУ были заданы такие параметры настройки устройства

РЗ, которые приводили к ее отключению при отклонении напряжения выше 110% от $U_{ном}$ и ниже 90% от $U_{ном}$, в также выше 51,5 Гц и ниже 49 Гц с выдержкой времени 0,2 с.

Характер ЭМПП в значительной мере зависит от структуры нагрузки и динамической устойчивости СД и АД. Учитывая это, фактическая длительность провала напряжения в результате трехфазного КЗ будет больше времени ликвидации КЗ на время самозапуска СД и АД; при самозапуске СД и АД, потребляющих повышенные реактивные токи, пока скорости их вращения не возвращаются к нормальным. На рис. 3 приведен пример, из которого видно, что при длительности КЗ – 0,18 с напряжение понижено около 0,5 с, а его величина восстанавливается до 90% от $U_{ном}$ только через 0,34 с, что приводит к отключению ГПУ при уставке по времени устройства РЗ – 0,2 с.

Результаты расчетов ЭМПП показывают, что продолжительность самозапуска СД и АД, как правило, составляет не менее длительности КЗ, если оно ликвидируется устройствами РЗ за время 0,5–1 с. Если КЗ ликвидируется максимально-токовой защитой или резервной защитой с большей выдержкой времени, то самозапуск СД и АД будет либо затяжным, либо неуспешным.

Большие набросы/сбросы нагрузки, возникающие по различным причинам, могут приводить к отключениям ГПУ устройствами РЗ. На рис. 4 показано, что при набросах/сбросах нагрузки с $P_0 = 60\%$ от $P_{ном}$ (на оси q_0 – отношение $Q_{ГПУ}/Q_{сети}$ в исходном режиме). Допустимая величина наброса нагрузки, обусловленная конструкцией ГПУ, $\Delta P = 10\%$ от $P_{ном}$. Максимально допустимая мощность ГПУ после наброса нагрузки составляет 70%, а технологический минимум нагрузки ГПУ составляет $P_{мин} = 30\%$ от $P_{ном}$.

В расчетах ЭМПП величины набросов/сбросов нагрузки $\pm \Delta P$ изменялись, при этом фиксировались срабатывания устройств РЗ. Ограничение **A** (см. рис. 4) соответствует условию $P_0 + \Delta P \leq P_{max}$, **B** – условию $P_0 + \Delta P \geq P_{мин}$. Другие ограничения на рис. 4: **1** – $U < 90\%$ от $U_{ном}$, **2** – $f < 49$ Гц, **3** – $f > 51,5$ Гц. Нормальной работе ГПУ соответствует режимная область между линиями **2** и **3**. Излишние ограничения при сбросах мощности несколько меньше, чем при набросах, поэтому интервал между ограничениями **3** и **B** больше, чем между **2** и **A** (область набросов мощности). При выделении ГУ объекта РГ с нагрузкой в островной режим и некорректной идентификации режима работы ГУ, ГПУ не будут отклю-

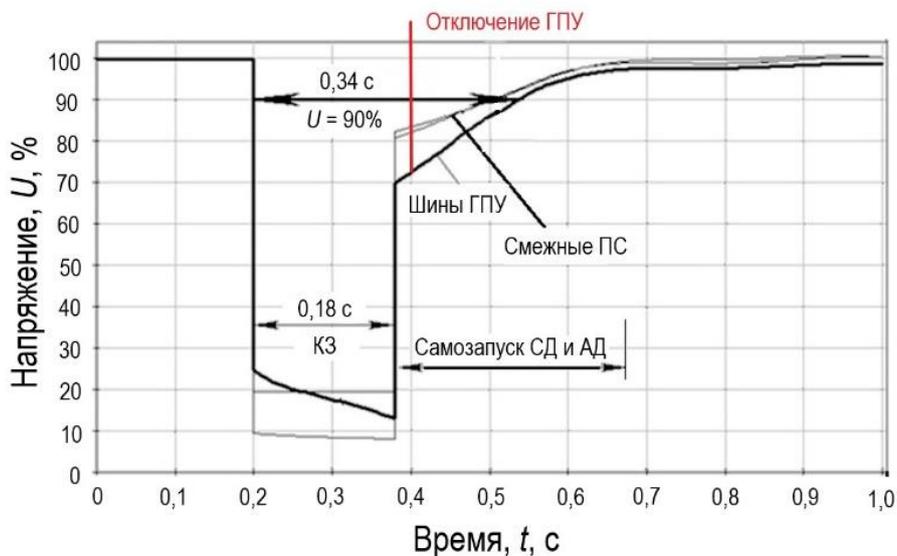


Рис. 3. График электромеханических переходных процессов при трехфазном коротком замыкании вблизи газотурбинных установок и самозапуске синхронных двигателей и асинхронных двигателей
Fig. 3. Graph of electromechanical transients under three-phase short circuit close to gas turbine installations and self-start of synchronous and induction motors

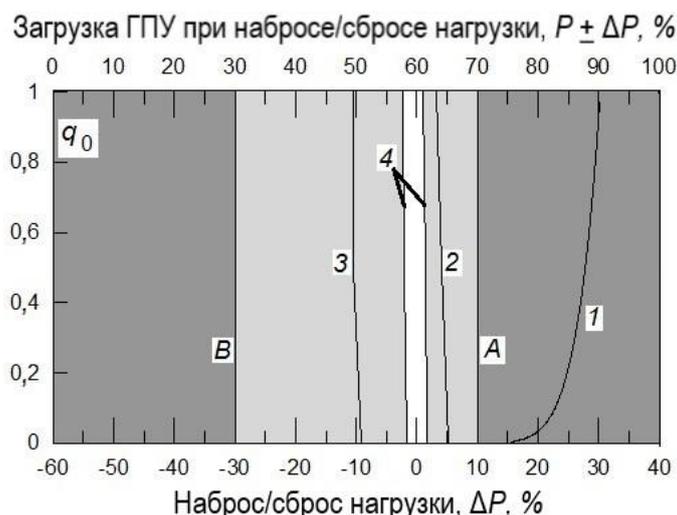


Рис. 4. График допустимых набросов/сбросов нагрузки на газопоршневые установки
Fig. 4. Graph of permissible load surges/discharges on gas reciprocating units

чаться устройствами РЗ только в режимной области 4, т.е. при набросах/сбросах нагрузки, не превышающих $\pm 2\%$ от $P_{ном}$.

Допустимые коммутации в островном режиме работы сети. При работе объекта РГ в островном режиме для электроснабжения электроприемников реальны такие схемно-режимные условия, при которых ГУ, присоединенные к разным секциям распределительного устройства, будут работать несинхронно. Такое возможно в эксплуатации в

случаях, когда в нормальном режиме секционные выключатели в сети внутреннего электроснабжения потребителя отключены с целью координации токов КЗ.

При этом действие устройств АВР, а также другие коммутации (временное включение секционных выключателей при переключениях) в сети внутреннего электроснабжения недопустимы [24]. На рис. 5 а, б показаны недопустимые коммутации, приводящих к несинхронному включению ГУ объекта РГ.

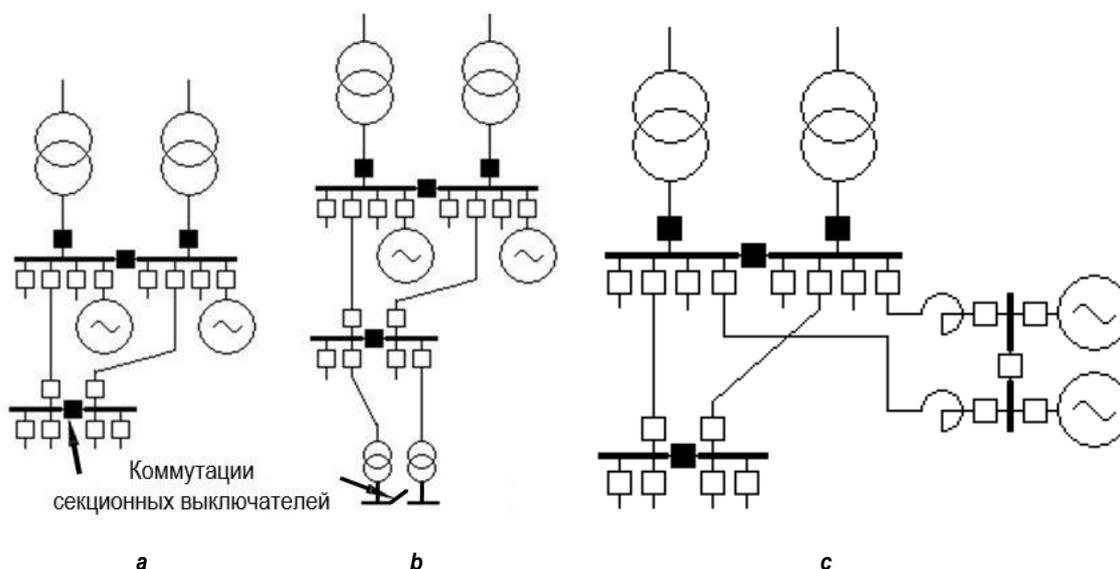


Рис. 5. Упрощенная однолинейная схема сети внутреннего электроснабжения потребителя с объектом распределенной генерации и возможными коммутациями: а – в сети среднего напряжения; б – в сети низкого напряжения; с – при неполном секционировании сети

Fig. 5. Simplified one-line diagram of the internal power supply network of the consumer with the distributed generation facility and possible switching in: a – medium voltage network; b – low voltage network; c – incomplete islanding of the network

В данном случае при выделении объекта РГ в островной режим требуется автоматическое введение блокировки на включение секционных выключателей во всех распределительных пунктах и подстанциях.

Проектом может быть предусмотрено неполное секционирование сети внутреннего электроснабжения. В этом случае секционный выключатель на объекте РГ будет включен в нормальном режиме, а секции шин будут работать параллельно, как показано на рис. 5 с. Реализовывать автоматическое введение блокировок на коммутации в сети в данном случае не потребуется.

Отклонения показателей качества электроэнергии в островном (автономном) режиме работы. В сетях внутреннего электроснабжения потребителей, занятых промышленным производством, функционируют технологические линии зарубежных заводов-изготовителей. Данное оборудование не рассчитано на допустимые в России провалы и прерывания напряжения, а также другие отклонения ПКЭЭ. Технологические линии могут отключаться действием защит при $U = 80\%$ от $U_{ном}$ с выдержкой времени менее 0,1–0,2 с, что приводит к останову производственного цикла, ущербу и убыткам.

В рассматриваемых сетях, как показывают результаты натурных измерений, фиксируются значительные отклонения ПКЭЭ от нормируемых значений. Это связано с внедрением различных устройств силовой электроники, таких как источники бесперебойного питания (ИБП), частотно-регулируемый привод, устройства плавного пуска и др. [25].

В системах бесперебойного электроснабжения потребителей ИБП широко используются для питания особенно ответственных электроприемников, к которым относится серверное оборудование, SCADA-системы, оборудование систем связи и др. Опыт эксплуатации показывает, что выбор мощности ИБП производится с большим запасом по отношению к расчетным электрическим нагрузкам, не менее чем в 2–3,5 раза. При загрузке ИБП на величину не более 30% коэффициент гармонических искажений по току (THDi) в системе бесперебойного электроснабжения будет составлять около 0,45–0,5 о.е.

При значениях THDi возможно возникновение следующих негативных последствий в островном режиме работы:

– если $THDi < 0,1$ – нормальная работа, отсутствуют сбои в работе электрооборудования;

– если $0,1 < THDi < 0,5$ – фиксируются существенные гармонические искажения токов, сопровождающиеся перегревом электрооборудования, требуется выявление источников искажений и принятие мер по снижению негативного влияния;

– если $THDi > 0,5$ – фиксируются значительные гармонические искажения токов, что ведет к отказам электрооборудования, его отключениям технологическими защитами, требуется установка в сети фильтрокомпенсирующих устройств.

Отклонения ПКЭЭ оказывают значительное воздействие на ГУ объектов РГ, вызывая перегрев обмотки ротора, лобовых частей обмоток статора ГУ, что может приводить к их отключениям технологическими защитами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Строительство и ввод в эксплуатацию собственного объекта РГ априори не гарантирует обеспечения надежного электроснабжения особенно ответственных электроприемников потребителей, но может приводить к росту числа аварий, а также величины ущерба и убытков.

Успешное выделение сети внутреннего электроснабжения потребителя в островной (автономный) режим работы с объектом РГ при аварийном возмущении во внешней сети или превентивно по параметрам режима возможно действием многопараметрической делительной автоматики.

При проектировании объекта РГ требуется выполнение комплексных расчетов электрических режимов, включая расчеты электро механических переходных процессов, во всех возможных режимах работы объекта РГ, с анализом как нормативных, так и сверхнормативных возмущений.

Объем расчетов электрических режимов при интеграции объекта РГ больше и сложность их выше, чем при проектировании типовых электростанций и систем электро-

снабжения, если требуется обеспечить надежное электроснабжение электроприемников от объекта РГ.

При выполнении расчетов электрических режимов требуется использовать верифицированные математические модели ГУ, а также уделять особенное внимание вопросам моделирования основных электроприемников с учетом допустимых упрощений моделей и принципов эквивалентирования.

Осуществлять закупку ГУ для объектов РГ следует на основании разработанных техни-

ческих требований к ГУ, которые следует формировать на исследовании анализа результатов комплексных расчетов электрических режимов.

Рассмотренные в статье проблемные вопросы должны решаться при выполнении проекта интеграции объекта РГ, поэтому к этой работе следует привлекать организации, имеющие необходимые программные комплексы и обладающие опытом проведения комплексных расчетов режимов.

Список источников

1. Dong Feng, Qin Chang, Zhang Xiaoyun, Zhao Xu, Pan Yuling, Gao Yujin, et al. Towards carbon neutrality: the impact of renewable energy development on carbon emission efficiency // *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2021;18(24):13284. <https://doi.org/10.3390/ijerph182413284>.
2. Zhang H. Technology innovation, economic growth and carbon emissions in the context of carbon neutrality: evidence from BRICS // *Sustainability*. 2021. Vol. 13. No. 20. 11138. <https://doi.org/10.3390/su132011138>.
3. Lin Juan, Shen Yijuan, Li Xin, Hasnaoui Amir. BRICS carbon neutrality target: measuring the impact of electricity production from renewable energy sources and globalization // *Journal of Environmental Management*. 2021. Vol. 298. P. 113460. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113460>.
4. Xu Jiuping, Liu Tingting. Technological paradigm-based approaches towards challenges and policy shifts for sustainable wind energy development // *Energy Policy*. 2020. Vol. 142. P. 111538. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111538>.
5. Senthil R. Recent innovations in solar energy education and research towards sustainable energy development // *Acta Innovations*. 2022. Vol. 42. P. 27–49. <https://doi.org/10.32933/ActaInnovations.42.3>.
6. Burkov A. F., Mikhannoshin V. V., Van Kha N. Energy losses in electrical networks // *Proceedings of the 7th International Conference on Industrial Engineering. Lecture Notes in Mechanical Engineering* / eds. A. A. Radionov, V. R. Gasiyarov. Cham: Springer, 2022. https://doi.org/10.1007/978-3-030-85230-6_45.
7. Syranov D. V., Kovalnogov V. N., Zolotov A. N. Modeling, research and optimization of heat losses during transport in energy systems // *Proceedings of the 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2016. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911654>.
8. Есяков С. Я., Лунин К. А., Стеников В. А., Воропай Н. И., Редько И. Я., Баринов В. А. Трансформация электроэнергетических систем // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2019. № 4. С. 134–141.
9. Henckens M. L. C. M. The energy transition and energy equity: a compatible combination? // *Sustainability*. 2022. Iss. 14. P. 4781. <https://doi.org/10.3390/su14084781>.
10. Тягунов М. Г. Цифровая трансформация и энергетика // *Энергетическая политика*. 2021. № 9. С. 74–85. [Электронный ресурс]. URL: <https://energypolicy.ru/cifrovaya-transformatsiya-i-energetika/energoperehod/2021/17/13/> (15.03.2022).
11. Папков Б. В., Илюшин П. В., Куликов А. Л. Надежность и эффективность современного электроснабжения: монография. Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. 160 с.
12. Praiselin W. J., Edward J. B. A review on impacts of power quality, control and optimization strategies of integration of renewable energy based microgrid operation // *International Journal of Intelligent Systems and Applications*. 2018. Vol. 10. Iss. 3. P. 67–81. <https://doi.org/10.5815/ijisa.2018.03.08>.
13. Папков Б. В., Шарыгин М. В. Требования к системе обеспечения надежности электроснабжения // *Надежность и безопасность энергетики*. 2014. № 1. С. 53–55.
14. Куликов А. Л., Осокин В. Л., Папков Б. В. Проблемы и особенности распределённой электроэнергетики // *Вестник Нижегородского государственного инженерно-экономического института*. 2018. № 11. С. 123–136.
15. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Надежность объектов распределенной энергетики // *Надежность и безопасность энергетики*. 2021. Т. 14. № 1. С. 45–51. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-45-51>.
16. Илюшин П. В., Самойленко В. О. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации // *Промышленная энергетика*. 2019. № 1. С. 8–16.
17. Zakharov A. ORC plants application for secondary energy resources recycling in oil and gas sector enterprises // *World petroleum congress 2014: 21st Responsibly energising a growing world, WPC (Moscow, 15–19 June 2014)*. Moscow, 2014. P. 4197–4207.
18. Куликов А. Л., Шарыгин М. В. Применение статистических критериев распознавания режима релейной защиты сетей электроснабжения // *Электротехника*. 2019. № 2. С. 58–64.
19. Илюшин П. В. Выбор управляющих воздействий

противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 74–81.

20. Илюшин П. В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19–25.

21. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных предприятий. М.: Изд-во «Элекс-КМ», 2008. 248 с.

22. Гуревич Ю. Е., Кабиков К. В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную

работу промышленного потребителя. М.: Изд-во «Элекс-КМ», 2005. 408 с.

23. Илюшин П. В. Анализ обоснованности уставок устройств РЗА генерирующих установок с двигателями внутреннего сгорания на объектах распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2015. № 3. С. 24–29.

24. Илюшин П. В. О влиянии распределенной генерации на работу устройств автоматического включения резервного питания // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 4. С. 28–36.

25. Вагин Г. Я., Юртаев С. Н. К вопросу о нормировании несинусоидальности напряжения и ущербах от высших гармоник // Промышленная энергетика. 2017. № 1. С. 43–47.

References

1. Dong Feng, Qin Chang, Zhang Xiaoyun, Zhao Xu, Pan Yuling, Gao Yujin, et al. Towards carbon neutrality: the impact of renewable energy development on carbon emission efficiency // *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2021;18(24):13284. <https://doi.org/10.3390/ijerph182413284>.

2. Zhang H. Technology innovation, economic growth and carbon emissions in the context of carbon neutrality: evidence from BRICS. *Sustainability*. 2021;13(20):11138. <https://doi.org/10.3390/su132011138>.

3. Lin Juan, Shen Yijuan, Li Xin, Hasnaoui Amir. BRICS carbon neutrality target: measuring the impact of electricity production from renewable energy sources and globalization. *Journal of Environmental Management*. 2021;298:113460. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.113460>.

4. Xu Jiuping, Liu Tingting. Technological paradigm-based approaches towards challenges and policy shifts for sustainable wind energy development. *Energy Policy*. 2020;142:111538. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111538>.

5. Senthil R. Recent innovations in solar energy education and research towards sustainable energy development. *Acta Innovations*. 2022;42:27-49. <https://doi.org/10.32933/ActaInnovations.42.3>.

6. Burkov A. F., Mikhannoshin V. V., Van Kha N. Energy losses in electrical networks. In: Radionov A. A., Gasiyarov V. R. (eds.). *Proceedings of the 7th International Conference on Industrial Engineering. Lecture Notes in Mechanical Engineering*. Cham: Springer; 2022. https://doi.org/10.1007/978-3-030-85230-6_45.

7. Syranov D. V., Kovalnogov V. N., Zolotov A. N. Modeling, research and optimization of heat losses during transport in energy systems. In: *Proceedings of the 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2016, <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911654>.

8. Esyakov S. Ya., Lunin K. A., Stennikov V. A., Voropaj N. I., Red'ko I. Ya., Barinov V. A. Transformation of electric power systems. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie = Electric power. Transmission and Distribution*. 2019;4:134-141.

9. Henckens M. L. C. M. The energy transition and energy equity: a compatible combination? *Sustainability*. 2022;14:4781. <https://doi.org/10.3390/su14084781>.

10. Tyagunov M. G. Digital transformation and energy. *Energeticheskaya politika*. 2021;9:74-85. Available from: <https://energypolicy.ru/czifrovaya-transformacziya-i-energetika/energoperehod/2021/17/13/> [Accessed 15th March 2022]. (In Russ.).

11. Papkov B. V., Ilyushin P. V., Kulikov A. L. *Reliability and efficiency of modern power supply*. Nizhnij Novgorod: XXI vek; 2021, 160 p. (In Russ.).

12. Praiselin W. J., Edward J. B. A review on impacts of power quality, control and optimization strategies of integration of renewable energy based microgrid operation. *International Journal of Intelligent Systems and Applications*. 2018;10(3):67-81. <https://doi.org/10.5815/ijisa.2018.03.08>.

13. Papkov B. V., Sharygin M. V. Requirements for the power supply reliability provision system. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki*. 2014;1:53-55. (In Russ.).

14. Kulikov A. L., Osokin V. L., Papkov B. V. The problems and peculiarities of distributed electricity. *Vestnik Nizhegorodskogo gosudarstvennogo inzhenerno-ekonomicheskogo instituta = Bulletin NGIEI*. 2018;11:123-136. (In Russ.).

15. Byk F., Myshkina L. Reliability of distributed energy facilities. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021;14(1):45-51. (In Russ.). <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-1-45-51>.

16. Ilyushin P. V., Samoilenko V. O. Analysis of reliability indicators of modern distributed generation facilities. *Promyshlennaya energetika*. 2019;1:8-16. (In Russ.).

17. Zakharov A. ORC plants application for secondary energy resources recycling in oil and gas sector enterprises. In: *World petroleum congress 2014: 21st Responsibly energising a growing world, WPC 15–19 June 2014, Moscow*. Moscow; 2014, p. 4197-4207. (In Russ.).

18. Kulikov A. L., Sharygin M. V. Using of statistical criteria for recognition of regimes of relay protection of power supply systems. *Elektrotehnika = Electrical Engineering*. 2019;2:58-64. (In Russ.).

19. Ilyushin P. V. The choice of automated emergency

controls in distribution networks to improve reliability of consumer power supply. *Relejnaya zashchita i avtomatizaciya*. 2013;3:74-81. (In Russ.).

20. Ilyushin P. V. Summary of special features of dispersed generation units and their impact on distribution network operating modes. *Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotehnicheskaya promyshlennost = Elektro. Electrical Engineering, Electrical Power Engineering, Electrical Industry*. 2011;4:19-25. (In Russ.).

21. Gurevich Yu. E., Libova L. E. Application of mathematical models of electric load in calculations of industrial enterprise power system stability and power supply reliability. Moscow: Eleks-KM; 2008, 248 p. (In Russ.).

22. Gurevich Yu. E., Kabikov K. V. Features of power supply designed for uninterrupted operation of industrial consumer. Moscow: Eleks-KM; 2005, 408 p. (In Russ.).

23. Ilyushin P. V. Justification study of protective relay's settings of generating units with internal combustion engines in distributed generation objects. *Relejnaya zashchita i avtomatizaciya*. 2015;3:24-29. (In Russ.).

24. Ilyushin P. V. Impact of distributed generation on automatic load transfer devices operation. *Relejnaya zashchita i avtomatizaciya*. 2017;4:28-36. (In Russ.).

25. Vagin G. Ya., Yurtaev S. N. To the rationing of voltage nonsinusoidality and detriment attributed to higher harmonics. *Promyshlennaya energetika*. 2017;1:43-47. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Илюшин Павел Владимирович,
доктор технических наук,
руководитель Центра интеллектуальных
электроэнергетических систем и
распределенной энергетики,
Институт энергетических исследований РАН,
117186, г. Москва, ул. Нагорная, 31/2, Россия

Критерии авторства

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 07.11.2022; одобрена после рецензирования 29.11.2022; принята к публикации 22.12.2022.

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Pavel V. Ilyushin,
Dr. Sci. (Eng.)
Head of the Center for Intelligent
Power Systems and
Distributed Energy,
Energy Research Institute of the Russian Academy
of Sciences,
31/2, Nagornaya St., Moscow 117186, Russia

Authorship criteria

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

The final manuscript has been read and approved by the author.

Information about the article

The article was submitted 07.11.2022; approved after reviewing 29.11.2022; accepted for publication 22.12.2022.