

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕГРАЦИИ малых распределенных ТЭЦ в энергосистему*

К распределенной генерации (РГ) в России относят большей частью электростанции на базе газотурбинных установок, дизельных и газопоршневых двигателей, которые подключаются к распределительной электрической сети. Рост числа установок РГ дает возможность использовать их потенциал для повышения эффективности противоаварийного управления энергосистемой. В статье рассматриваются возможности ликвидации линии электропередачи или трансформатора, а также регулирования напряжения.

Применение РГ помогает снизить объем отключения нагрузки в случае аварийных ситуаций в энергосистеме или отказаться от погашения нагрузки в целом.

В то же время определенные характеристики РГ вызывают трудности в управлении энергосистемой и должны рассматриваться в процессе интеграции РГ в энергосистему. В статье приводятся некоторые примеры использования газотурбинных, дизельных и газопоршневых генерирующих установок для противоаварийного управления в московской энергосистеме.

Внедрение предложенных мероприятий позволит повысить надежность управления энергосистемой и качество электроснабжения потребителей.

Введение

В настоящее время в России отмечается рост вводов объектов распределенной генерации (РГ), в основном тепловых электростанций с газотурбинными, дизельными и газопоршневыми установками, которые подключаются к распределительным электрическим сетям. Интенсивное развитие РГ в России обусловлено рядом причин, основными из которых являются:

- реализация потенциала выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет развития когенерации с переоборудованием котельных, находящихся в эксплуатации;
 - высокая конечная стоимость электроэнергии и стремление крупных потребителей электроэнергии сократить расходы по покрытию электросетевой и сбытовой надбавок на электроэнергию;
 - сложности технологического присоединения к энергосистеме и высокие дополнительные затраты на модернизацию инфраструктуры электрической сети при присоединении новых потребителей;
 - резервирование электроснабжения нагрузки ответственных потребителей, например инфраструктурных систем жизнеобеспечения (тепло-, водоснабжения и т.п.) и потребителей со сложным технологическим циклом, при авариях в энергосистеме, в том числе при отделении ее части на изолированную работу в выделенном энергорайоне.
- Работа РГ в составе энергосистемы предполагает участие генерирующих установок в режимном и противоаварийном управлении, в том числе: первичном регулировании частоты, регулировании напряжения и реактивной мощности, а также в обеспечении устойчивости синхронных машин при нормативных возмущениях типа короткого замыкания, отключении электрических связей и т.п.

Ключевые слова:

распределенная генерация, распределительные сети, интеграция в энергосистему, противоаварийное управление, контроль перегрузки, регулирование напряжения

* Статья подготовлена на основе доклада, представленного на прошедшей в Париже 45-й сессии Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения — СИГРЭ (Conseil International des Grands Réseaux Électriques — CIGRE).

Как элемент распределительных сетей нового поколения, которые обладают свойствами Smart Grid — самодиагностикой, самовосстановлением и другими, РГ предоставляет возможность обеспечить надежное электро- и теплоснабжение потребителей в выделенной на изолированный режим работы части электрической сети. При этом режимные параметры в отделившейся части сети должны находиться в допустимом диапазоне значений для обеспечения качества электрической и тепловой энергии у потребителей. Данная возможность является одним из ключевых элементов в концепции microGrid [1].

В настоящее время одним из широко используемых видов управляющих воздействий (УВ) при проектировании, в том числе локальных устройств или комплексов противоаварийной автоматики (ПА), является отключение нагрузки (ОН) потребителей электрической энергии, хотя оно должно применяться в порядке исключения, при недостаточности сетевых мероприятий. При этом наиболее просто технически реализуемым УВ является именно ОН, что и послужило одной из основных причин его широкого применения. В связи с этим у ряда промышленных и непромышленных потребителей возникают претензии к электросетевым компаниям, которые, по причине недостаточности сетевого резервирования, отключают электроустановки потребителей от ПА при повреждениях отдельных элементах сети или при возникновении перегрузок отдельных трансформаторов и линий электропередачи, локальных снижениях напряжения в узлах нагрузки и т.п.

В статье рассматриваются основные условия достижения вышеперечисленных целей, в том числе исследуется возможность привлечения газотурбинных (ГТЭС) и газопоршневых (ГПЭС) электростанций к противоаварийному управлению энергосистемой. Большая маневренность газотурбинных установок (ГТУ), по сравнению с крупными тепловыми электростанциями с паровым циклом, позволяет оперативно использовать их мощности, чтобы полностью отказаться в ряде схемно-режимных ситуаций от отключения потребителей устройствами ПА или в значительной степени минимизировать объемы и длительность таких отключений для введения режима в допустимую область.

При реализации алгоритмов противоаварийного управления (ПАУ) распределительных сетей целесообразно использовать потенциал генерирующих установок распределенной генерации для следующих видов противоаварийной автоматики [2]:

- автоматики ограничения перегрузки линий (АОПЛ);
- автоматики ограничения перегрузки трансформаторов (АОПТ);
- автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН).

Устройства АОПЛ и АОПТ являются частными случаями автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) и имеют разные внутренние алгоритмы, с учетом особенностей и технических характеристик ЛЭП и трансформаторов.

Автоматика ограничения перегрузки линий

Автоматика АОПЛ предназначена для выявления недопустимой по величине и длительности термической перегрузки линии электропередачи и ее предотвращения посредством формирования и реализации оптимальных и достаточных управляющих воздействий по ее разгрузке. АОПЛ должна действовать только в недопустимых режимах работы, не ограничивая пропускную способность линии.

Используемые ранее в электрических сетях устройства ограничения перегрузки линий содержали только токовый реагирующий орган и осуществляли противоаварийное управление в зависимости от значения токовой загрузки (величины тока). Условия нагрева и охлаждения провода при этом не учитывались ввиду сложности определения тепловых параметров. Алгоритм устройства АОПЛ, используемый в последнее время, основан на определении термической перегрузки (перегрева) линии и осуществлении ПАУ в зависимости от степени перегрева. По сравнению с традиционными решениями такое решение является принципиально более совершенным и позволяет уточнить и в конечном счете уменьшить объем реализации УВ.

При этом наиболее прогрессивным и перспективным направлением развития систем АОПЛ ВЛ является переход от косвенного метода расчета температуры провода, с учетом температуры окружающей среды и солнечной радиации, к использованию непосредственных измерений температуры проводов ВЛ с помощью датчиков специальной конструкции. Повышенная надежность работы устройства АОПЛ-Т по отношению к надежности устройства АОПЛ объясняется усовершенствованными алгоритмами контроля достоверности значений величины температуры провода путем постоянного сравнения фактических и вычисленных значений температуры провода ВЛ, а также возможностью перехода устройства АОПЛ-Т в режим работы АОПЛ только по вычисляемому значению температуры провода ВЛ, например, при отказе датчиков температуры провода, устанавливаемых непосредственно на ВЛ, или при отказе связи GPS между устройствами АОПЛ-Т и датчиками [3].

Возможна быстрая ликвидация термической (токовой) перегрузки ЛЭП с помощью автоматического запуска и набора мощности ГТУ, причем требования к скорости набора мощности зависят от термических свойств элементов сети. В разработанных и реализованных проектах АОПЛ для ЛЭП московской энергосистемы показана возможность и эффективность использования при аварийной перегрузке оборудования ВЛ и КЛ автоматической загрузки генераторов (АЗГ) мобильной ГТЭС, подключенных к шинам подстанции.

На рис. 1 приведена зависимость времени допустимого нагрева провода на ВЛ 110 кВ до длительно допустимой температуры 90 °С, с учетом исходной нагрузки провода и кратности токовой перегрузки, при пуске двух агрегатов мощностью 22,5 МВт типа Mobile Pac MP25 серии FT8-3 с газогенератором GG8 и силовой турби-

ной РТВ производства Pratt & Whitney Power Systems CIS мобильной ГТЭС с набором нагрузки. На рис. 1 также приведены две точки, соответствующие минимальной скорости набора мощности (5 МВт/мин) при максимальной и минимальной исходной нагрузке провода ($I_{нач}/I_{доп}$).

Одна генерирующая установка рассматриваемой мобильной ГТЭС может осуществлять набор номинальной активной мощности 22,5 МВт с четырьмя возможными скоростями (5, 10, 20 и 100 МВт/мин), а время с момента получения УВ до пуска принято не более одной минуты. С учетом времени пуска при минимальной скорости набора мощности, соответствующей 5 МВт/мин, одна генерирующая установка может набрать номинальную активную мощность (22,5 МВт) за 5,5 минуты, а при максимальной скорости набора мощности 100 МВт/мин — за 74 секунды.

Из рис. 1 видно, что при минимальной скорости набора мощности (5 МВт/мин) и при двух генерирующих установках мобильной ГТЭС автоматическая загрузка генераторов позволит ликвидировать токовую перегрузку ЛЭП в зависимости от ее исходной нагрузки следующим образом:

- при исходной максимальной нагрузке провода ($I_{нач}/I_{доп} = 1,0$) максимальная кратность ликвидируемой токовой перегрузки составляет 1,37 о.е. В случае, если возникшая аварийная перегрузка ЛЭП превышает указанную кратность, ввода генерирующей мощности мобильной ГТЭС недостаточно, и необходимо отключать нагрузку. В случае, если перегрузка меньше указанной кратности, то термическая перегрузка может быть ликвидирована АЗГ мобильной ГТЭС;
- при исходной нулевой нагрузке провода ($I_{нач}/I_{доп} = 0,0$) максимальная кратность токовой перегрузки, ликвидируемой с помощью АЗГ, составляет 1,63 о.е. [4].

В основе работы газопоршневых генерирующих установок лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания (ДВС). У мощных двигателей внутреннего сгорания — и дизельных, и газопоршневых — имеется известная особенность, состоящая в том, что скачкообразный наброс активной мощности на генератор, не вызывающий перегрузки генератора, может тем не менее приводить к перегреву ДВС и к его отключению технологическими защитами, то есть быть недопустимым. Такая хорошо известная особенность мощных ДВС связана с тем, что большей отдаваемой мощности (и, соответственно, большей подаче топлива в двигатель) должно соответствовать увеличение подачи воздуха в двигатель от компрессора. Однако нет возможности очень быстро увеличивать скорость вращения компрессора и, соответственно, его производительность. Это обстоятельство лимитирует величину скачкообразных набросов мощности [5].

С учетом данных обстоятельств в проектах противоаварийной автоматики должно предусматриваться одновременное применение ОН потребителей и АЗГ ГПЭС (ДВС), так как реализация УВ на отключение нагрузки выполняется быстрее, чем АЗГ ГПЭС (ДВС). По мере запуска и набора мощности генерирующими установками должно предусматриваться включение части отключенной на-

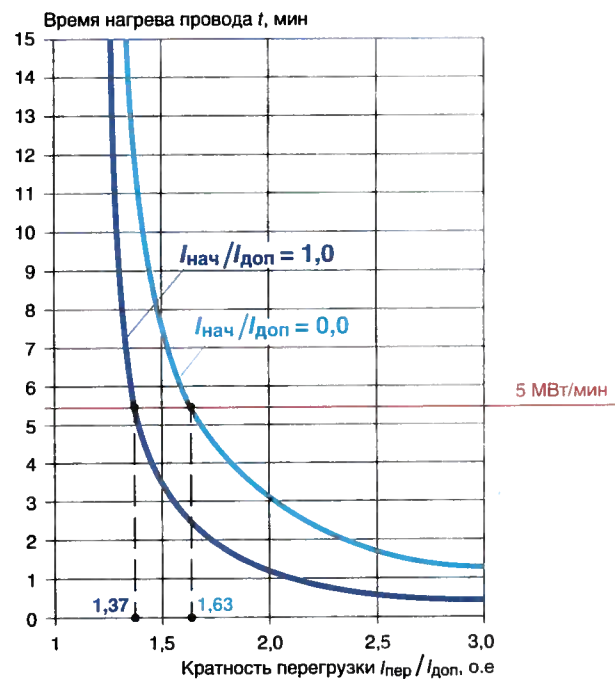


Рис. 1. Время допустимого нагрева провода и пуска агрегатов мобильной ГТЭС с набором нагрузки

грузки в объеме набранной мощности генерирующими установками. Для этой части потребителей отключение электроэнергии становится непродолжительным, что позволяет снизить величину ущерба за счет минимизации времени отключения.

Помимо рассмотрения всех преимуществ внедрения АОПЛ с АЗГ генерирующих установок РГ необходимо обратить внимание на следующее:

- установка АОПЛ требует установки и других устройств (элементов) ПА на прилегающих объектах электрической сети;
- система АОПЛ охватывает несколько объектов и требует организации системы связи;
- система АОПЛ требует стыковки с существующими устройствами ПА и обеспечение возможности интеграции в перспективные устройства ПА;
- необходимо обеспечить взаимодействие системы АОПЛ с диспетчером, в чьем оперативном управлении находится защищаемая ЛЭП.

Автоматика ограничения перегрузки трансформаторов

Следует отметить, что у каждого силового трансформатора, находящегося в эксплуатации, происходит постепенное старение примененных при изготовлении материалов, в том числе и изоляционных. При неполной загрузке силового трансформатора скорость старения его изоляции снижается. За счет этого допускается в отдельные периоды перегрузка трансформатора, которая не сокращает нормативный срок его работы. При перегрузке трансформаторов сверх допустимой дежурный персонал обязан применять меры к его разгрузке, действуя в соответствии с местной инструкцией.

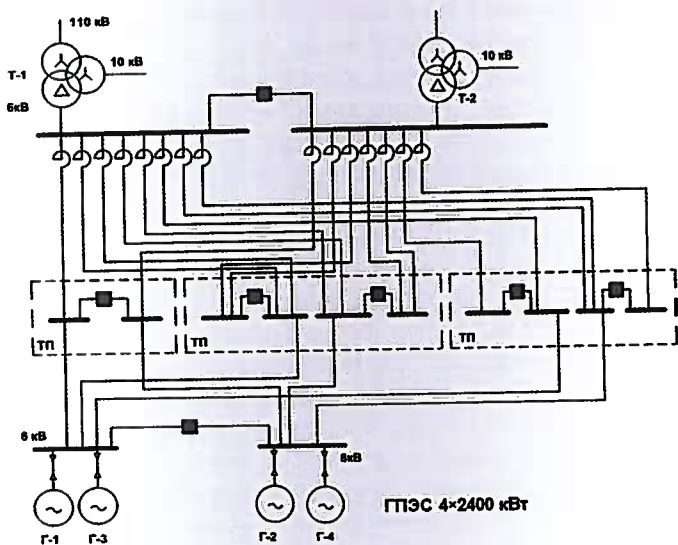


Рис. 2. Схема подключения ГПЭС к распределительной сети 6 кВ

Согласно требованиям НТД, все перегрузки оборудования по току, допустимая продолжительность которых превышает 20 минут, должны ликвидироваться диспетчерским персоналом вручную. Противоварийная автоматика должна действовать только в тех случаях, когда перегрузка оборудования достигает такого значения, при котором она допустима меньше чем 20 минут. С учетом опережающих темпов роста электропотребления по отношению к темпам нового строительства и реконструкции электросетевой инфраструктуры количество трансформаторов, которые необходимо оснащать устройствами АОПТ, ежегодно возрастает.

В планах развития оперативно-технологического управления в распределительных сетевых компаниях в качестве целевой модели выбрана концепция сети с подстанциями 35–110 кВ без постоянного обслуживающего персонала, с организацией их обслуживания оперативно-выездными бригадами. При этом организация контроля над перегрузками трансформаторов и принятием своевременных мер по их устранению представляется труднореализуемым мероприятием, без применения средств автоматизации.

Учитывая данный подход, возможна установка устройств АОПТ или модернизация существующих с действием первых ступеней не на ОН, а на АЗГ РГ, в тех энерго районах, где генерирующие установки непосредственно подключаются к сетям 6–20 кВ, что становится характерным для московского региона.

Схема подключения ГПЭС к распределительной сети 6 кВ в московской энергосистеме приведена на рис. 2.

Автоматика ограничения снижения напряжения

На объектах РГ в последнее время используются генерирующие установки не только малых, но и средних мощностей, при этом становится реальным расширение возможностей повышения напряжения в сети за счет перевода генерирующих установок в режим синхронного

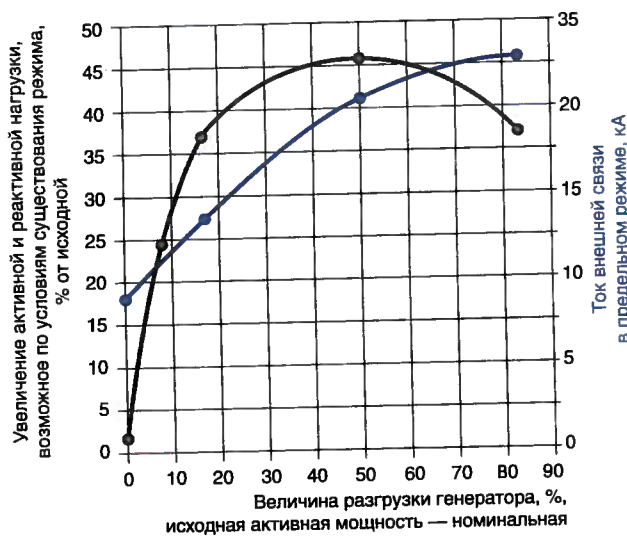


Рис. 3. Зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки генератора по активной мощности

компенсатора (СК). Для усиления эффекта регулирования напряжения на выбранном участке сети возможно дополнительно обеспечивать подачу напряжения контролируемого узла на вход устройства автоматического регулятора возбуждения (АРВ) генератора. Реализация данного мероприятия позволит либо полностью отказаться от действия АОСН на отключение нагрузки, либо минимизировать объемы ОН.

При этом необходимо модернизировать существующие устройства АОСН, предусмотрев в качестве первоочередных следующие управляющие воздействия:

- разгрузку генераторов по активной мощности, чтобы при сохранении ограничений по току увеличивать выдачу реактивной мощности для повышения напряжения в прилегающей сети;
- перевод генераторов в режим СК (допустимость данного режима должна быть оговорена в заказе на генерирующее оборудование или согласована заводом-изготовителем).

Как показали расчеты, область эффективного снижения активной мощности генераторов, работающих в распределительной сети, характеризуется следующими закономерностями:

- зависимость величины положительного эффекта от глубины разгрузки имеет максимум при разгрузках на 20–50%;
- к разгрузке целесообразно прибегать, если генераторное напряжение снижено на 5–10% и более;
- в длительных режимах, когда электропотребление может рассматриваться независимым от напряжения, эффект разгрузки возрастает.

Возможность разгрузки генераторов по активной мощности лимитируется ростом токов в сети, питающей рассматриваемый энерго район, при этом рост тока во внешней связи монотонен, и чем глубже разгрузка, тем больше переток активной мощности от внешней сети к потребителю.

Регулирующие эффекты нагрузки в некоторой мере влияют на величину эффекта от разгрузки генераторов

по активной мощности. Повышение напряжения благодаря такой разгрузке увеличивает активную нагрузку и повышает дефицит мощности, то есть уменьшает эффект разгрузки. Поэтому в районах с преобладанием промышленных предприятий, то есть в условиях малых регулирующих эффектов по напряжению по сравнению с бытовой нагрузкой, эффект разгрузки генераторов местных электростанций более значительный.

На рис. 3 представлена зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки генератора по активной мощности.

Как правило, вводимые в настоящее время в России объекты РГ не оснащаются со стороны заводов-изготовителей необходимыми средствами автоматизации. Поэтому для реализации указанных выше возможностей РГ требуется как минимум:

- полностью автоматизировать процесс пуска агрегатов электростанции по команде от внешних устройств;
- обеспечивать возможности выдачи дискретной и цифровой информации в локальные устройства ПА и/или иерархические системы ПАУ;
- оснастить электростанции средствами приема команд в центральное устройство управления станции для приема и реализации управляющих воздействий ПА;
- обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности генерирующих установок на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку в необходимом объеме ЛЭП и/или трансформаторов.

Делительная автоматика

Параметры делительной автоматики, обеспечивающей выделение электростанции на автономное электроснабжение ближайших потребителей и/или собственных нужд (СН) при аварийном состоянии энергосистемы, должны быть согласованы с процессами, характерными для используемых генерирующих установок и крупных промышленных потребителей в рассматриваемом энергорайоне.

Традиционно частотная делительная автоматика (ЧДА) рассчитывается в первую очередь на случаи плавного понижения частоты при сохранении допустимых уровней напряжения. Именно такие процессы имеют место, если в энергосистеме или в большей ее части возникает аварийный дефицит мощности. Величины дефицита мощности в таких случаях не бывают слишком большими, даже при отключении крупной электростанции.

Но необходимо иметь в виду и другой возможный алгоритм развития аварии, когда отделяется небольшой энергорайон, в котором дефицит мощности может быть как угодно велик. В этом случае, как правило, имеют место значительные понижения напряжения, которые могут создавать как большие сбросы нагрузки, резко улучшающие протекание аварии, так и лавины напряжения, ведущие к полному нарушению работы и потребителей, и электростанций. Оба эти возможные следствия возникновения большого дефицита мощности и ведут к значительной разгрузке генераторов, и авария может развиваться без понижения частоты или даже с ее повышением.

Следовательно, в таких случаях АЧР не является эффективной противоаварийной мерой [6].

Если возможны случаи, когда рассматриваемая электростанция может оказаться вместе с местной нагрузкой, отделенной от ЭЭС, то требуется разработка ПА, действующей при внезапной потере генерации, и мер по ее вводу в работу.

Опыт интеграции РГ в энергосистему Московского региона выявил ряд существенных проблем технического характера, связанных с особенностями конструкций таких объектов генерации, которые частично ограничивают возможности использования РГ для решения вышеперечисленных задач. Применение современных генерирующих установок средней и малой мощности сопряжено с рядом проблем, весьма существенных как для собственников объекта распределенной генерации, так и для распределительных сетей компаний, но рассмотрим главные из них.

1. Известны случаи, когда генерирующие установки получают механические повреждения из-за воздействия ударных электромагнитных моментов в генераторе при возникновении КЗ в той сети, к которой подключена электростанция.

2. Уставки устройств релейной защиты генерирующих установок (особенно на ГПЭС и ДЭС) выбраны заводами-изготовителями такими, что имеют место случаи, когда генераторы отключаются защитами при отсутствии угрозы механического или термического повреждения установки. Внезапное отключение генерации, особенно в режимах максимальных нагрузок сети, может создавать предпосылки для развития опасных каскадных аварий.

3. Значительная часть генерирующих установок (ГПЭС, ДЭС, ГТЭС с разрезными валами или, что то же самое, со свободными силовыми турбинами) обладают механическими моментами инерции, значительно меньшими, чем традиционные паротурбинные генераторы. Следствие — трудности обеспечения динамической устойчивости, при этом переход генераторов в асинхронный режим может оказывать отрицательное влияние на потребителей электроэнергии, так как объекты распределенной генерации электрически близки к нагрузкам.

4. У ряда генерирующих установок имеются трудности с обеспечением регулирования скорости вращения генератора в обоих состояниях: при параллельной работе с сетью и при автономной работе, то есть без связи с энергосистемой. Наличие переключателя (как автоматического, так и оперативного), отображающего эти состояния, нельзя признать удовлетворительным решением.

Для успешного решения вопросов привлечения электростанций РГ к противоаварийному управлению энергосистемой необходимо решение вышеперечисленных проблемных вопросов.

Кроме того, для полноценной реализации потенциала РГ необходимо обеспечить возможность работы генерирующих установок как в изолированном режиме со сбалансированной электрической и тепловой нагрузкой выделенного района или крупного потребителя, так и с возможностью автоматической ресинхронизации с энергосистемой.

Выводы

В целях повышения надежности работы энергосистемы, минимизации объемов и длительности отключения потребителей или полного отказа от такого отключения действием ПА представляется целесообразным:

- при внедрении объектов распределенной генерации предусматривать воздействие первых ступеней АОПЛ и/или АОПТ на пуск и загрузку генерирующих установок ГТЭС и ГПЭС;
- при выполнении и реализации проектов АОСН предусматривать воздействие первых ступеней ПА на разгрузку генераторов по активной мощности и загрузку по реактивной или перевод генерирующих установок РГ в режим синхронного компенсатора.

Для повышения эффективности ПАУ необходимо содействовать решению перечисленных проблемных вопросов, полностью автоматизировать запуск генерирующих установок РГ, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности и реализовать возможность приема команд от устройств ПА в общестанционное устройство управления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Yu. N. Kuchеров, D. N. Yarosh, Yu. G. Fedorov, A. Oudalov. An analysis of technical aspects of smart grid technologies integration into power system of megacity // CIGRE International Symposium «The electric power system of the future – Integrating supergrids and microgrids». Bologna, Italy; 13–15 September 2011.
2. Yu. N. Kuchеров, P. V. Ilyushin, Yu. G. Fedorov. DG Integration into the Distribution Network and the Problem of Reliability Provision in Normal and Emergency Operation // CIGRE SC C6 Colloquium-2013, Yokohama, Japan; 6–9 October 2013.
3. Новые возможности интеллектуальных систем противоаварийной автоматики для распределительных сетей 110 кВ/ Б. У. Баликов, А. Ю. Хостанцев, А. Д. Шмелькин, А. Г. Шейнкман // Автоматизация и IT в электроэнергетике. 2013. №4. С. 2–7.
4. Использование мобильных электростанций для противоаварийного управления в энергосистемах / В. Е. Жмурко, П. В. Илюшин, Л. Н. Кандауров, М. А. Хвоцинская // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 4. С. 46–52.
5. Илюшин П. В. О свойствах энергоустановок с газопоршневыми двигателями // Электрические станции. 2009. № 11. С. 42–45.
6. Илюшин П. В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6–10 кВ // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 6. С. 23–27.

Ю. Н. Кучеров, Ю. Г. Федоров, Д. Н. Ярош (ОАО «СО ЕЭС»);
 П. В. Илюшин (ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»);
 А. З. Жук, Ю. А. Зейгарник, С. А. Некрасов (ФГБУ ОИВТ РАН);
 Ф. В. Веселов, С. П. Филиппов (ИНЭИ РАН)

