



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МОНТАЖ И НАЛАДКА

### Повышение надежности электроснабжения районных тепловых станций с помощью газотурбинных установок

Александров А. С., инж.

ОАО «Институт «Энергосетьпроект»», Москва

Жуков В. В., доктор техн. наук

НИУ «МЭИ», Москва

Кузьмичев В. А., канд. техн. наук

ОАО «Фирма ОРГРЭС», Москва

Рассмотрены проблемы внедрения газотурбинных установок (ГТУ) электростанций малой мощности. На примере внедрения ГТУ на РТЭС ОАО «МОЭК» показано, что основным путем повышения живучести может быть выделение комплекса РТС-ГТЭС на автономную работу, а также запуск станции «с нуля» без нарушения теплоснабжения потребителей. Испытания по запуску потребителей собственных нужд от устройства частотно-регулируемого привода показали возможность обеспечения автономного разворота РТС «с нуля» от дизель-генераторной установки в послеаварийной ситуации. Разработанные мероприятия по повышению надежности электро- и теплоснабжения с помощью ГТУ могут быть рекомендованы для реализации на других РТС.

**Ключевые слова:** энергосистема, электростанция, газовая турбина, дизель-генератор, котел-утилизатор.

Газотурбинные установки, большая часть которых используется в России для выработки электроэнергии и теплоты или работы в составе парогазовых установок, имеют следующие преимущества по сравнению с паротурбинными: меньшие капиталовложения, небольшие сроки сооружения, более высокий КПД. К тому же они проще в эксплуатации.

Наряду с крупными ГТУ в энергосистемах широкое распространение получают газотурбинные электростанции (ГТЭС) с агрегатами сравнительно небольшой мощности (6 – 25 МВт), создаваемые на базе газотурбинных двигателей, используемых в авиационной и судостроительной промышленности. Такие станции расположены в северных районах нашей страны, на Северном Кавказе, Урале и в Западной Сибири.

Реформирование отрасли привело к росту цен на электроэнергию за последние 5 лет больше чем в 2 раза без улучшения при этом надежности и качества обслуживания потребителей. Это обусловило готовность многих крупных потребителей отсоединяться как от тепловых, так и от электрических сетей и

строить собственные тепловые и генерирующие мощности. При сооружении ГТЭС для электроснабжения крупных предприятий возникают проблемы, требующие дополнительных исследований и принятия соответствующих решений:

оценка роста уровней тока КЗ, возникающего при подключении к схеме электроснабжения дополнительных источников (генераторов) электрической энергии, и выбор способов их ограничения;

разработка мероприятий, направленных на обеспечение необходимой надежности электроснабжения потребителей промышленного предприятия, маневренности и живучести генераторного оборудования, требуемой скорости набора и снижения нагрузки ГТУ и возможности запуска ГТЭС «с нуля».

Решение указанных проблем рассмотрено ниже на примере исследований и выдачи рекомендаций по повышению надежности электроснабжения и живучести ГТЭС одной из РТС Москвы.

В энергетической отрасли еще с прошлых лет помимо производства электроэнергии

осуществлялась выработка тепловой энергии для нужд промышленности и коммунально-бытового потребителя. Основным источником тепловой энергии служили теплоэлектроцентрали и пиковые котельные. Раньше котельные для энергосистемы являлись узлами потребителей 1-й (или 2-й) категории. Поэтому основные решения, касающиеся пиковых котельных, были направлены на обеспечение надежного электроснабжения технологической нагрузки от энергосистемы.

Реформирование российской энергетики привело к тому, что электроснабжение пиковых котельных Москвы и других крупных городов, получивших статус РТС, должно было стать не зависимым от других отраслей. В период 1995 – 2005 гг. это привело к бурному росту строительства (как на территории существующих, так и на вновь создаваемых РТС) отдельных источников электроснабжения — газотурбинных установок (как правило,  $2 \times 6$  МВт). Они предназначались для компенсации потребностей в электроэнергии собственной технологической нагрузки РТС и продажи ее излишков на рынке через сеть Мосэнерго. При этом решались две основные экономические задачи: обеспечение финансовой независимости электроснабжения РТС от энергосистемы и получение дополнительной прибыли от продажи электроэнергии. До 2005 г. именно они и определяли организацию и режим работы созданных на территории РТС новых ГТЭС.

Аварийное отключение электроснабжения в Москве 24 мая 2005 г. потребовало более глубокого рассмотрения вопросов предназначения районных тепловых и электрических станций (РТЭС), включающих РТС и ГТУ. Его итоги нашли отражение в постановлении правительства Москвы от 09.08.2005 г. № 588-ПП “Об аварийном отключении электроснабжения в городе Москве 24 – 26 мая 2005 года и мерах по совершенствованию городского электроснабжения”, в соответствии с которым РТЭС должны оснащаться независимыми источниками аварийного электроснабжения. Согласно указанному постановлению предусматривалось проведение работ по обеспечению автономного электроснабжения РТЭС в случае возникновения аварийной ситуации в электрических сетях Мосэнерго. К тому же к 2006 г. в результате проведенных в энергетике реформ была организована Московская объединенная энергетическая компания (МОЭК), в ведении которой оказались тепловые сети и ряд РТЭС Москвы.

Во исполнение постановления в период с 2006 по 2007 г. на ряде РТЭС МОЭК пытались осуществить автономный “разворот”

при отсутствии связи с энергосистемой. Все эксперименты закончились по разным причинам неудачно, хотя некоторые из них были почти доведены до конца. Однако полностью обеспечить автономную работу РТЭС так и не удалось.

С целью продолжения работ в данном направлении решили разделить их на несколько частей:

1) проведение обследования РТЭС, разработка мероприятий по повышению их живучести и анализ принципиальных возможностей осуществления автономного “разворота” станции от существующей на ней ГТЭС;

2) выполнение серии экспериментов для проверки предложенных в 1-й части мероприятий по повышению живучести станции и осуществлению автономного режима РТЭС;

3) разработка необходимых рекомендаций для других РТЭС в случае получения положительных результатов при реализации первых двух частей.

Проведенные исследования позволяют предварительно определить пути и методы повышения надежности электроснабжения и живучести станции, выявить принципиальную возможность осуществления ее автономного режима работы. Однако в дальнейшем обязательно потребуется экспериментальное подтверждение указанного, поэтому ниже приводится перечень необходимых работ, без выполнения которых невозможно окончательно решить данную задачу.

**Описание электрической схемы РТЭС.** Она состоит из двух основных частей:

собственно схемы РТС (рис. 1), осуществляющей централизованное теплоснабжение близлежащих районов, и схемы ГТЭС (рис. 2), реализующей следующие функции: выработку электроэнергии для электроснабжения технологической нагрузки РТС; генерацию дополнительной электроэнергии для продажи через сеть Мосэнерго; участие в выработке дополнительной тепловой энергии с помощью котлов-утилизаторов с целью обеспечения горячего водоснабжения близлежащего района.

От РП 10 кВ получает питание вся технологическая нагрузка РТС, к которой в том числе относятся наиболее мощные:

восемь сетевых насосов по 630 кВт;

четыре дымососа и четыре дутьевых вентилятора по 400 кВт.

Остальная технологическая нагрузка — двигатели напряжением 0,4 кВ единичной мощностью от 0,25 до 160 кВт.

ГТЭС (см. рис. 2) представляет собой отдельный энергетический комплекс, состоящий из двух энергоблоков, каждый из которых включает в себя турбогенератор (6 МВт),

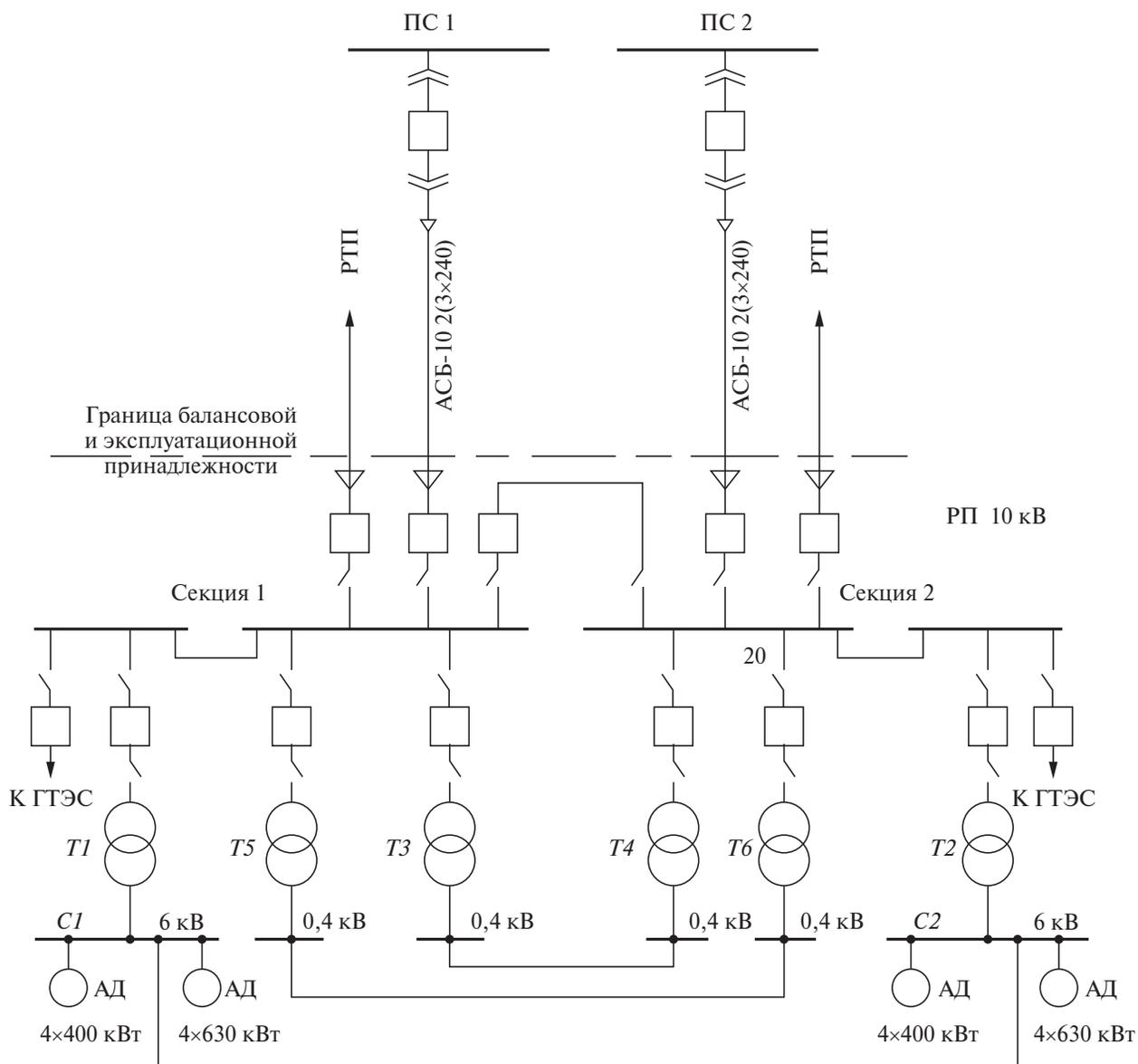


Рис. 1

газотурбинную установку, переделанную из авиадвигателя, котел-утилизатор, модуль дожимной компрессорной станции. Каждый блок генератор — трансформатор подключен к одной из двух секций РУ 10/0,4 кВ ГТУ. Электрическая связь схем ГТЭС и РТС осуществляется на напряжении 10 кВ с помощью двух кабелей.

**Определение роли ГТУ в комплексе РТЭС.** Установлено, что энергоустановки ГТЭС предназначены для:

увеличения надежности электроснабжения и обеспечения высокой живучести теплоснабжения РТС;

повышения маневренности управления тепловыми потоками РТС в зимнем и летнем сезонах с помощью котлов-утилизаторов ГТЭС;

выдачи в сеть МОЭСК излишков электроэнергетики.

Главной внутренней технической задачей комплекса РТС-ГТЭС является сохранение заданного режима теплоснабжения при любых авариях в сети МОЭСК. Ее можно решить либо предупреждением аварийного останова РТЭС при любых авариях и аномальных режимах в сетях МОЭСК, либо ликвидацией уже случившегося аварийного останова путем “разворота” РТЭС с “нуля”.

Возможность достаточно быстрого выявления аномальных режимов в энергосистеме, влияющих на режимы РТЭС, позволяет устранять их, отключая выключатели на линии связи с МОЭСК и удерживая ГТУ в нормальной работе на нагрузке РТС. После восстановления в сети 10 кВ МОЭСК нормального режима комплекс РТЭС должен заново синхронизироваться с этой сетью на выключателях линий связи 10 кВ.

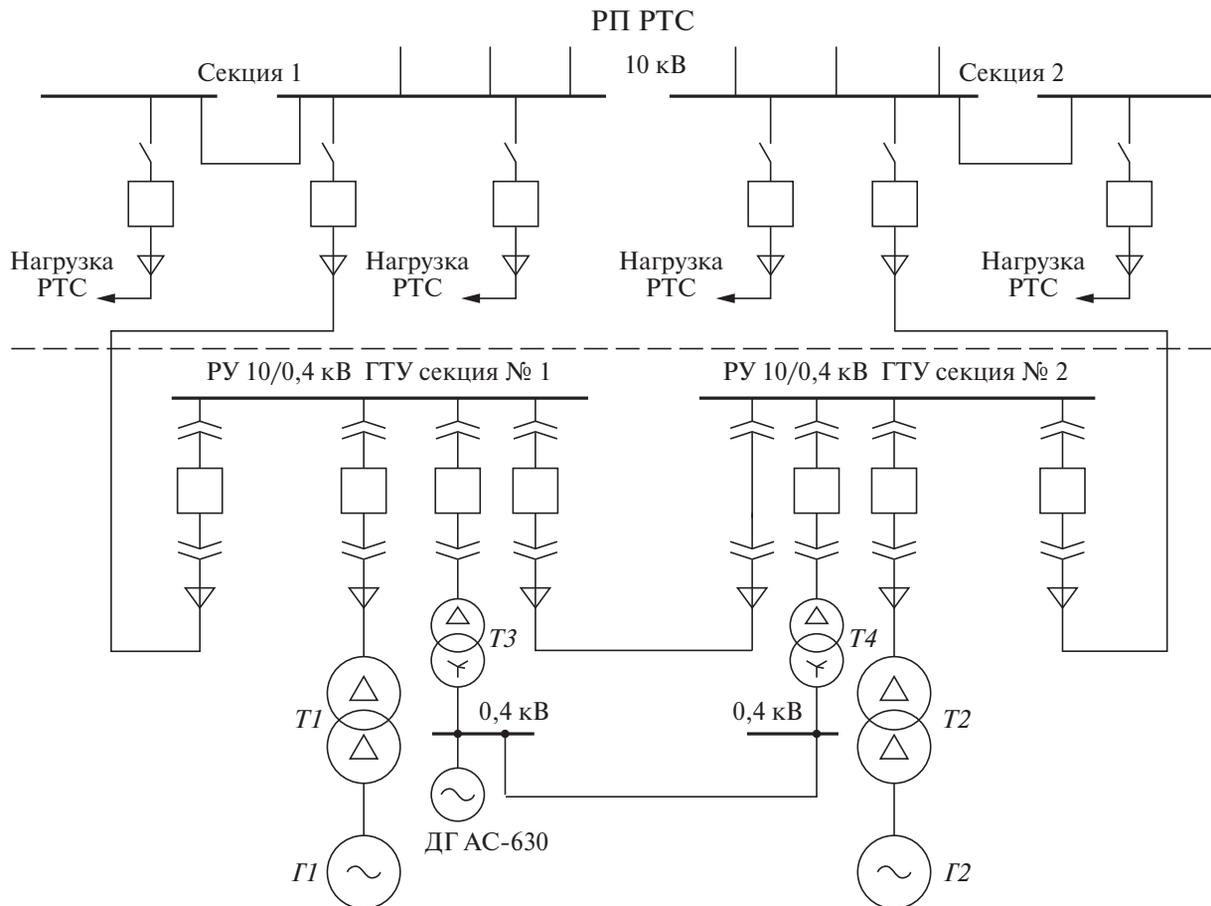


Рис. 2

Рассмотрение комплекса РТЭС-ГТЭС как единого энергообъекта требует изменения основных положений и существующих режимов работы оборудования:

а) линия раздела между МОЭК и МОЭСК должна проходить по кабелям питающих подстанций МОЭСК (см. рис. 1), как это делается для всех прочих потребителей последней. Генераторы ГТЭС, выполняющие функции повышения надежности эксплуатации самой РТС, не должны находиться в оперативно-диспетчерском управлении МОЭСК и на них не должны распространяться правила, которым подчиняются прочие генераторы энергосистемы;

б) требование МОЭСК относительно раздельной работы генераторов ГТЭС в сети 10 кВ должно выполняться только в режиме включения обеих основных линий связи 10 кВ. При отключении хотя бы одной из них всю внутреннюю сеть комплекса РТС-ГТЭС следует объединять автоматически или вручную (это требование надежности эксплуатации);

в) генераторы комплекса РТЭС не должны обеспечивать энергией аварийные режи-

мы в МОЭСК, они выдают туда только излишки энергии в рабочих режимах;

г) поскольку шины 10 кВ РТС и ГТЭС в нормальном режиме эксплуатируются раздельно, при отключении любой линии связи необходимо принять меры для обеспечения нормального питания отключившейся части схемы. Если на отключившуюся секцию шин РТС работает генератор ГТЭС, его турбина должна обеспечить переход в автономный режим с частотой, близкой к 50 Гц. Если генератор не работает, то без выдержки времени должен включиться секционный выключатель распреустройства РТС 10 кВ. Если в работе находились оба генератора, персонал (или автоматика) должен обеспечить синхронизацию генераторов на общую нагрузку либо отключить один из них и затем включить секционный выключатель.

Стратегической задачей для МОЭК и РТЭС может быть поиск стороннего потребителя, подключение которого к шинам РТС позволит:

удерживать в работе ГТУ (осуществлять успешный сброс нагрузки) при исчезновении питания со стороны энергосистемы, а соответственно — повысить живучесть РТЭС.

Однако следует отметить, что максимальная мощность подключаемой внешней балансовой нагрузки при решении задачи надежности РТЭС не должна превышать значение максимального перетока в систему при максимальной нагрузке РТС:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ГТУ}} - P_{\text{РТС}} = 2 \cdot 6 - 4 = 8 \text{ МВт};$$

продавать избыточную электроэнергию, вырабатываемую ГТУ, непосредственно конкретному потребителю, построив на его территории отдельную подстанцию для электрообеспечения близлежащего района, что позволит получать предприятию более высокую прибыль.

**Результаты обследования электрической части РТЭС.** Рассматривалась и анализировалась работа первичной электрической схемы (в том числе с точки зрения уровня токов КЗ), релейной защиты блока генератор — трансформатор, частотно-регулируемых приводов, дизель-генераторной установки, системы синхронизации, системы возбуждения генератора. При этом выявляли возможность функционирования оборудования в режиме КЗ, в нормальном режиме, режиме сброса нагрузки и осуществления “разворота” РТЭС “с нуля” в зимний и летний периоды работы станции.

Проблему, связанную с увеличением тока КЗ в схеме электроснабжения потребителей РТС при подключении генераторов ГТЭС, решали путем установки на ГТЭС блочных разделительных трансформаторов. При прямом подключении генераторов к сети 10,5 кВ значение тока КЗ от них увеличилось бы примерно на 12 кА. Подключение же через специальный блочный трансформатор привело к его снижению примерно до 4 кА, что оказалось приемлемым для электрооборудования схемы РТС. Трансформатор представляет собой агрегат трансформатор — реактор с повышенным значением напряжения КЗ ( $u_k = 20,3 \div 26,1 \%$ ). Для регулирования  $u_k$  предусмотрено устройство ПБВ, регулирующее индуктивное сопротивление токоограничивающего реактора отдельно по каждой фазе. Ограничению тока КЗ способствует также раздельная работа энергоблоков при отключенном секционном выключателе.

При нормальном режиме работы РТЭС электроснабжение осуществляется по двум питающим кабельным линиям, связывающим РТС с подстанциями Мосэнерго (см. рис. 1, 2), с резервированием по двум резервным кабельным линиям. Отпуск генерирующей мощности от турбогенераторов Г1 и Г2 в энергосистему осуществляется последователь-

но через шины РУ 10/0,4 кВ ГТУ, далее через шины 10 кВ РП РТС по двум основным кабельным линиям. Запрещается работа двух ГТУ параллельно друг с другом, так как каждая линия, связывающая РУ ГТУ с РП РТС, способна пропустить нагрузку (6,15 МВ·А) только одного генератора.

Средняя технологическая (электрическая) нагрузка РТС определяется сезонным периодом и соответственно составом работающего оборудования:

в зимний период (отопительная тепловая нагрузка) —  $3 \div 4$  МВт, т. е. 1,5 — 2 МВт на каждую секцию;

в летний период (в основном тепловая нагрузка котлов-утилизаторов ГТЭС) — примерно 0,8 — 1,0 МВт, т. е. 0,4 — 0,5 МВт на каждую секцию.

Анализ настройки релейной защиты блока генератор — трансформатор (а именно: продольной дифференциальной защиты, общей продольной дифференциальной токовой защиты генератора и трансформатора, защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора и ротора, УРОВ генераторного выключателя, максимальной токовой защиты от внешних замыканий, защиты от асинхронного режима при потере возбуждения, защиты от обратной активной мощности, защиты от симметричных перегрузок, делительной защиты по частоте) показал, что она соответствует требованиям ПУЭ и завода — изготовителя генератора. Однако исполнение защиты от снижения напряжения приводит к существенному уменьшению надежности работы ГТЭС и всей РТС в целом, так как изменение режима сети МОЭСК (особенно по напряжению) влечет за собой отключение ГТУ и соответственно потерю своих генерирующих мощностей при отсутствии аварии на самой РТС-ГТЭС, что недопустимо. Для устранения этого вместо данной защиты предлагается выполнить защиту на двух секциях РП РТС, установив специальные реле контроля внешнего сопротивления.

Анализ документации дизель-генераторной установки позволяет утверждать, что дизельная электростанция АС-630 имеет широкий спектр настроек системы управления, позволяющий теоретически осуществить автономный запуск РТЭС “с нуля”. Это предположение подтверждается многочисленными опытами запуска различных РТС ОАО “МОЭК”, проводимыми разными организациями.

Система синхронизации станции, выполненная по стандартной схеме подключения генератора к сети, требует модернизации, так как не позволяет подключить шины РТС к

сети МОЭСК после сброса нагрузки на турбине и восстановления нормального режима в энергосистеме. То же относится к синхронизации РТС, запущенной “с нуля”.

Установленная на генераторах бесщеточная система возбуждения может обеспечить стабильную и правильную работу регулятора напряжения как при сбросе нагрузки, так и при работе турбогенератора в автономном режиме на выделенную нагрузку. Таким образом, результаты обследования электрической части РТЭС показали, что установленное оборудование обеспечивает нормальный режим работы РТЭС, однако для выявления аномального режима сети, отделения комплекса РТЭС от энергосистемы и включения его в сеть МОЭСК после восстановления в ней нормального режима, а также обеспечения при необходимости автономного режима работы следует модернизировать электрическую часть РТЭС, а именно:

усовершенствовать существующую систему синхронизации;

обеспечить автоматическое отделение РТЭС от сети МОЭСК;

разработать средства автоматического предотвращения несинхронного включения генераторов ГТУ при работе АПВ линий связи РТЭС с подстанцией Мосэнерго;

модernизировать систему релейной защиты РТЭС.

**Перечень экспериментальных работ, позволяющих оценить повышение живучести РТЭС.** Он должен включать в себя следующие этапы:

1. Испытания ГТУ с целью определения минимальной нагрузки, удерживаемой турбиной при сбросе номинальной нагрузки 6 МВт, а также максимальной нагрузки, при сбросе которой ГТУ удерживается на холостом ходу.

2. Экспериментальную проверку возможности автономного “разворота” РТЭС “с нуля”:

снятие электрических характеристик дизель-генератора в режимах холостого хода и КЗ с целью определения правильности настройки регулятора напряжения;

контроль возможности синхронизации дизель-генератора с генератором 6 МВт ГТУ;

проведение опытов по плавному переводу нагрузки с дизель-генератора на основной агрегат;

проверку (в процессе выполнения автономного режима) работоспособности частотно-регулируемого привода с точки зрения обеспечения им заданного темпа нагрузки.

3. Проверку (после модернизации электрической части РТЭС) надежности работы усовершенствованных систем путем имитации аномальных режимов в сети МОЭСК, а также автономных пусков модернизированного комплекса РТС-ГТЭС.

Разработанные мероприятия по повышению надежности электроснабжения и теплоснабжения с помощью ГТУ требуют дальнейших исследований и могут быть рекомендованы для реализации на других РТС.

### Выводы

1. Использование ГТУ для электроснабжения крупных промышленных предприятий приводит к необходимости проведения исследований по их адаптации к действующим схемам электроснабжения с целью повышения надежности работы.

2. Повысить живучесть РТЭС можно в режиме выделения комплекса РТС-ГТЭС на автономную работу, а также запуска станции “с нуля” без нарушения теплоснабжения потребителей. Выделение должно осуществляться автоматически или вручную при появлении затяжных аварийных событий в сети 10 кВ.

3. Установлено, что практически обеспечить такие режимы можно путем модернизации вторичных электрических схем комплекса РТС-ГТЭС в части синхронизации, релейной защиты и электроавтоматики, экспериментальной проверки сбросов нагрузки ГТУ с удержанием технологической нагрузки РТС, а также экспериментальной проверки возможности реализации автономного режима и пуска “с нуля”.

### Список литературы

1. Федотов М. В., Сиваков Л. И., Медведева Т. Г. Использование аварийной дизельной электростанции для пуска ТЭС “с нуля”. — Газотурбинные технологии, 2009, № 6.
2. Стандарт ОАО “СО ЕЭС” “Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)” ([www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)).
3. Стандарт СТО 59012820.29.240.008—2008 “Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования”. — М.: ОРГРЭС, 2008.
4. Стандарт ОАО “СО ЕЭС” СТО 59012820.29.240.007—2008 “Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем”. — М.: ОРГРЭС, 2008.

Alexandrov\_A@oaoesp.ru