

Выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в ЭЭС

БАХМИСОВ О.В., КУЗНЕЦОВ О.Н.

Рассмотрены модели газотурбинных и парогазовых установок для моделирования процессов в ЭЭС. Представлены результаты сопоставления моделей на основе экспериментов, которые позволяют выбрать модель для решения задач исследования ГТУ и ПГУ в ЭЭС. Проведенный анализ дает возможность обоснованно упростить модель, что приобретает решающее значение в условиях дефицита исходных данных, а также выявить условия, когда необходимо увеличить уровень детализации. Приведена оценка точности существующих моделей ГТУ и ПГУ на базе одновальных ГТ большой мощности при воспроизведении больших возмущений и последовательности аварийных событий в ЭЭС. На основании проведенных модельных экспериментов в тестовых схемах даны рекомендации по выбору структуры и характеристик моделей газовых турбин в зависимости от задач исследования и схемно-режимных ситуаций в электроэнергетической системе. Сделаны выводы относительно точности применяемых на практике моделей газовых турбин и представлены способы их уточнения.

Ключевые слова: энергосистема, газовая турбина, парогазовая установка, динамическое моделирование

Моделирование различных типов генерации стало необходимой задачей из-за возросшей неопределенности регулировочных характеристик генерирующих агрегатов электроэнергетической системы (ЭЭС), включая установки распределенной генерации и возобновляемые источники энергии.

В условиях либерализованного энергетического рынка невозможен скоординированный выбор типов и мест расположения новых станций. Высокий КПД крупных газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ, ПГУ) является стимулом строительства энергоблоков данного типа для генерирующих компаний. Однако насыщение Единой энергетической системы (ЕЭС) России электрическими станциями на базе газовых турбин (ГТ) большой мощности требует воспроизведения свойств таких установок в энергосистеме. Точное отражение динамических характеристик ГТУ и ПГУ особенно актуально в связи с массовыми отключениями потребителей, произошедшими в Калининградской области в 2011 и 2013 гг. [1], а также в Малайзии в 2005 г., где 29% генерирующих мощностей представлено ГТУ и ПГУ [2]. Использование подходящих моделей ГТУ и ПГУ становится важной задачей [3], решение которой позволит обеспечить высокое качество управления переходными режимами и нивелировать возможное негативное влияние генерирующих агрегатов этого типа на устойчивость работы ЭЭС.

Особенности моделирования ГТУ и ПГУ в ЭЭС. В исследованиях ЭЭС наибольший интерес представляют режимы параллельной работы электрической станции с энергосистемой. Исключив из мо-

дели регулятора алгоритмы, связанные с пуском и работой ГТ до синхронизации агрегата с энергосистемой, появляется возможность упростить модель ГТ и регулятора. После синхронизации основным режимом работы системы регулирования ГТ является режим поддержания мощности с коррекцией по частоте, дополнительным – режим регулирования скорости вращения [4]. В более современных системах регулирования могут быть заложены отдельные алгоритмы работы ГТ на изолированную нагрузку [5].

Скорость сброса и набора мощности ограничивается регуляторами допустимой температуры, ускорения и скорости вращения с заданными ограничениями темпа и пределами изменения параметров. В статье рассматриваются базовые модели ГТУ и ПГУ, структурные схемы и описания которых можно найти в открытых публикациях [6–10] и библиотеках программных комплексов для расчета режимов ЭЭС.

Поскольку любой генерирующий агрегат имеет свои индивидуальные характеристики, параметры моделей должны актуализироваться для каждого моделируемого агрегата. Дефицит необходимых для моделирования ГТУ и ПГУ исходных данных связан, в основном, с неполной информацией о системах регулирования ГТ иностранного производства. В случае, когда структурные схемы регуляторов ГТ, котла-утилизатора (КУ) и паровой турбины (ПТ) не предоставляются производителем, требуется идентификация характеристик оборудования по результатам натурных экспериментов. Определение параметров и верификация моделей ГТ может про-

водиться по данным измерений с использованием прогнозирующих моделей [11, 12].

Проводимая модернизация агрегата или изменение алгоритмов управления должны найти отражение в модели. Например, установка быстродействующего входного направляющего аппарата (ВНА) приводит к росту темпа изменения мощности и должна обязательно учитываться, то же относится к повышению производительности компрессора. Впрыск воды или пара для увеличения массового расхода рабочего тела дают возможность кратковременного увеличения мощности, а значит, изменяют динамические характеристики ГТ.

Ряд работ [13–16] посвящен исследованию зависимости характеристик ГТ от частоты. При понижении частоты в энергосистеме производительность ГТ падает из-за уменьшения потока воздуха, создаваемого компрессором. Эта особенность ГТ усиливает начальное снижение частоты в ЭЭС и может служить причиной развития аварийной ситуации.

В отдельных случаях увеличение производительности компрессора при повышении частоты вращения ротора турбины из-за быстрого сброса нагрузки приводит к срыву факела, а перевод турбины в режим регулирования скорости вращения — к его погасанию из-за резкого закрытия топливного клапана и недостаточной устойчивости горения [17].

Для увеличения надежности работы ЭЭС существует практика определения нормативных требований к установкам на базе ГТ. Такие требования обычно заключаются в поддержании более высокой мощности ГТ при пониженных частотах по сравнению с естественной характеристикой мощности, как показано на рис. 1. Производители улучшают маневренные характеристики оборудования для соответствия этим требованиям [18]. При

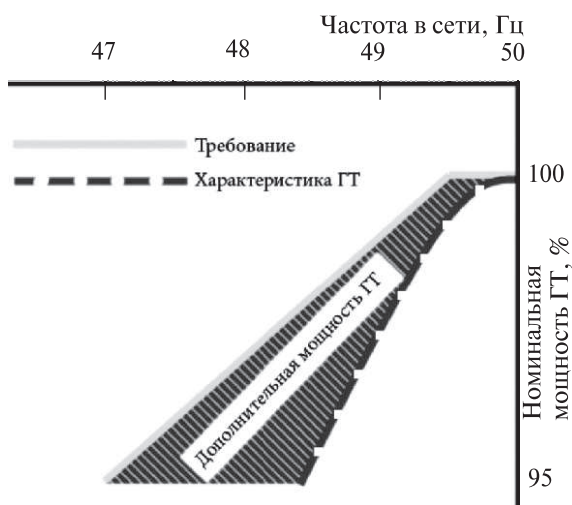


Рис. 1. Нормируемый частотный диапазон работы ГТ в ЭЭС [19]

отсутствии установленных требований генерирующие компании не стремятся улучшать маневренные характеристики ГТ, если дополнительные вложения не компенсируются при оказании услуг по поддержанию системной надежности. Пример естественной зависимости мощности ГТ от скорости вращения представлен в [8].

Наибольший объем информации накоплен по характеристикам энергоблоков ГТУ и ПГУ, которые участвуют в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности. Скорость отработки управляющих воздействий по частоте и активной мощности проверяется в ходе аттестационных испытаний.

Для экспериментальных исследований были выбраны модели GAST, GAST2A и GGOV1. Подробный анализ моделей и классификация задач исследований представлены в [20–23].

Модель GAST является одной из самых простых моделей ГТ для исследования процессов в ЭЭС и не содержит регуляторов температуры и ускорения, которые имеются в GAST2A. При использовании модели GAST2A пренебрегают влиянием ВНА и принимают постоянной уставку температурного регулятора. Главным преимуществом модели GGOV1 является возможность моделирования различных систем регулирования, включая пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор по сигналу рассогласования скорости. Также модель GGOV1 позволяет учитывать зависимость максимальной мощности ГТ от параметров атмосферного воздуха, которые влияют на максимальную мощность ГТ [9].

Модель ГТ является основным блоком модели ПГУ. Наиболее часто встречающийся в управлении ПГУ режим скользящего давления прост для моделирования, поскольку отсутствует необходимость моделирования регулирующей арматуры ПТ. Очевидно, что в этом случае из-за большой постоянной времени КУ изменение мощности ПТ будет оказывать влияние только в длительных процессах порядка минут и десятков минут. Пример зависимости мощности ПТ от мощности газовых турбин приведена в [1]. Более подробно принципы моделирования ПГУ рассмотрены в [2, 8, 15].

Мощность ПТ в работе принята линейно-пропорциональной мощности газовых турбин, учтена постоянная времени КУ и постоянные времени частей высокого (T_1) и низкого (T_2) давления ПТ. Принципиальная схема модели ПТ показана на рис. 2. При моделировании ПГУ с несколькими ГТ, работающими на общий паровой тракт, необходимо ограничивать мощность ПТ при отключении одной из ГТ [1].

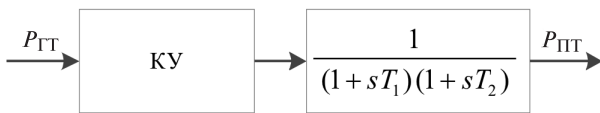


Рис. 2. Принципиальная схема модели паровой турбины ПГУ

Экспериментальное сравнение моделей ГТ. На первом этапе проводится сравнение реакции моделей на различные по значению управляющие воздействия и тестовые возмущения, что позволяет проверить соответствие основных характеристик объекта и модели.

В качестве примера рассмотрена модель GAST2A, поскольку является наиболее простой моделью, которая воспроизводит физику процесса регулирования турбины.

Был проведен анализ модели турбины при изменении уставок по частоте и активной мощности.

На рис. 3 и 4 представлены изменения частоты вращения и мощности турбины при увеличении уставки по частоте на 1 Гц. Значение изменения мощности (рис. 4) определяется заданным статизмом регулятора скорости, а скорость изменения мощности должна соответствовать параметрам, установленным производителем. Поскольку ГТ обладает малой инерционностью, то изменение ее мощности начинается через 0,2 с после подачи на регулятор управляющего сигнала.

Моделирование изменений задания по мощности энергоблока позволяет проверить, насколько правильно модель воспроизводит заданный производителем темп снижения и набора мощности. На рис. 5 показан график изменения активной мощности газовой турбины при увеличении уставки по мощности на 0,1 отн. ед.

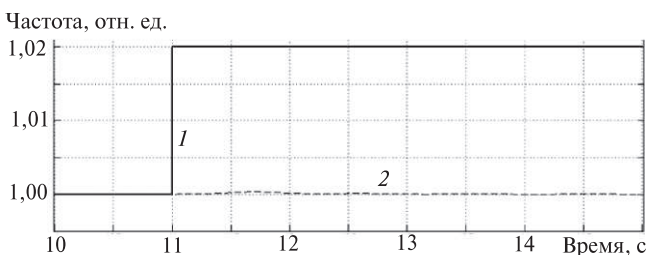


Рис. 3. Уставка по частоте (1) и частота вращения ГТ (2)

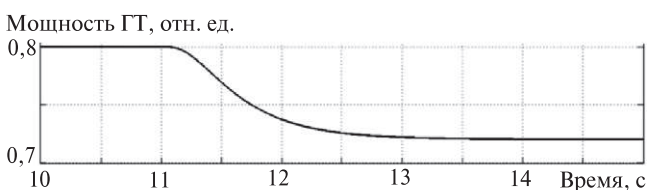


Рис. 4. Изменение мощности ГТ при изменении уставки по частоте

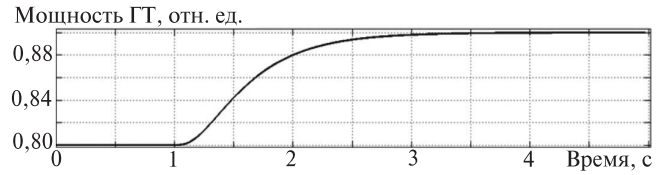


Рис. 5. Изменение мощности ГТ при изменении уставки по мощности

Аналогичные эксперименты проводятся для ряда заданных изменений уставок по частоте и активной мощности. Такая проверка является базовой при выборе и настройке модели, тогда как моделирование процессов в ЭЭС с помощью расчетных программ позволяет выявить различия в функциональных характеристиках моделей. Эксперименты с использованием упрощенных моделей ГТУ и ПГУ могут проводиться на этапе предварительного выбора технических решений, их результаты позволяют уточнить технические условия на поставку оборудования.

Расчеты переходных процессов различной длительности в ЭЭС с ПГУ и ГТУ при изменениях нагрузки и приложении нормативных аварийных возмущений проводился в программном комплексе DIgSILENT Power Factory. Сопоставление сигналов отдельных контуров управления для разных моделей не всегда возможно в силу различий в структурных схемах, поэтому основное внимание уделено сравнению электрических параметров режима ЭЭС при использовании различных моделей турбин.

При проведении исследований использовалась модель синхронного генератора с регулятором возбуждения сильного действия. Модель системы возбуждения построена на базе модели типа EXELI. Модели ГТ устанавливаются на генерирующий агрегат в тестовой схеме поочередно, чтобы избежать взаимного влияния на динамические характеристики. Настройки регуляторов ГТ выбраны идентичными. Расчеты проводились без учета работы установленной в ЭЭС противоаварийной автоматики, например, автоматики предотвращения нарушения устойчивости и автоматики ограничения снижения частоты, чтобы избежать искажения действий регуляторов станции.

Для сравнения характеристик моделей GAST и GAST2A проведено сопоставление динамики регулирования ГТ при изменении нагрузки агрегата. Результаты представлены на рис. 6.

Для моделирования процессов, сопровождающихся значительными отклонениями частоты в ЭЭС, применение точных моделей ГТУ и ПГУ особенно важно. Должны применяться модели, отражающие зависимость производительности ГТ от

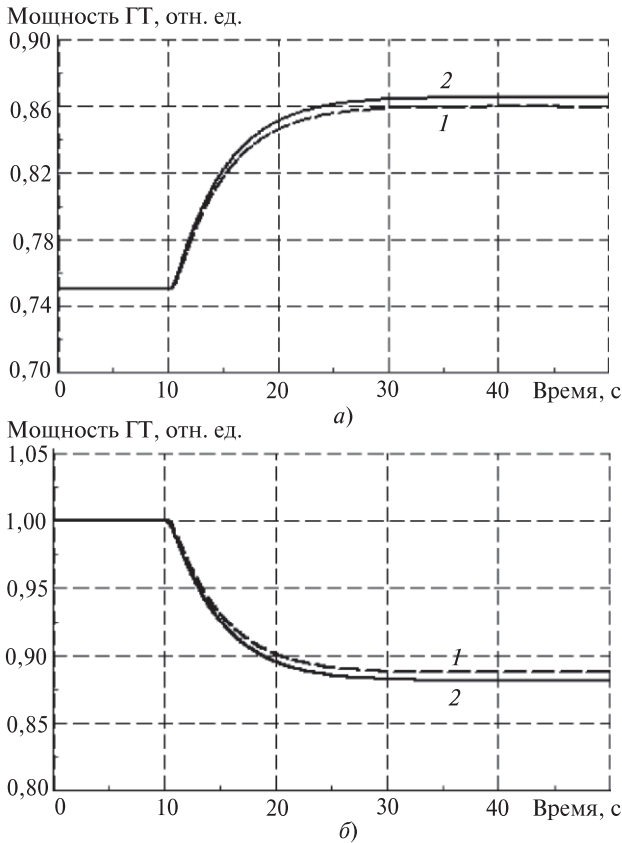


Рис. 6. Изменение активной мощности ГТУ: а – при повышении нагрузки; б – при сбросе нагрузки; 1 – GAST2A; 2 – GAST

частоты. На рис. 7 и 8 показаны изменения частоты вращения, мощности и температуры отходящих газов ГТ при изменении частоты в сети.

Из рис. 7,б и 8,б видно, что характер изменения активной мощности агрегатов различается, что обусловлено динамикой изменения температуры отходящих газов ГТ, показанной на рис. 7,в. Применение модели GAST в этом случае дает неверный результат. Стандартная модель GAST2A в программном комплексе DiGILENTPowerFactory не содержит контура регулирования по ускорению, который может ограничивать впуск топлива при

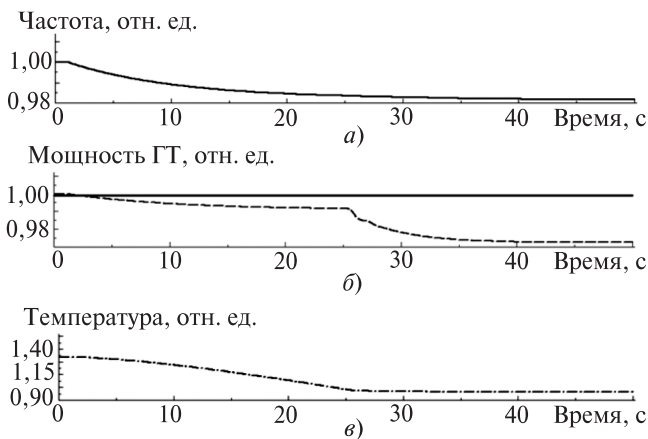


Рис. 7. Для модели GAST2A – изменение частоты вращения (а), мощности и уставка по мощности (б), температуры отходящих газов ГТ (в) при понижении частоты в сети

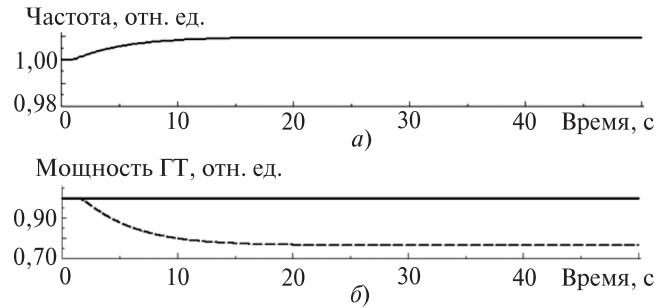


Рис. 8. Для модели GAST изменение: а – частоты вращения ГТ при понижении частоты в сети; б – мощности и уставки по мощности ГТ при повышении частоты

сбросах нагрузки, отсутствует ограничение положения топливного регулятора.

На рис. 9 приведено сравнение изменения механической мощности ГТ для моделей GAST и GAST2A в переходном процессе при проходящем коротком замыкании (КЗ) длительностью 0,25 с.

Как видно из рис. 9, несмотря на то, что GAST является одной из самых простых моделей, она демонстрирует хорошее соответствие с моделью GAST2A. Однако GAST не отражает физические процессы ГТ, что влияет на моделирование более длительных процессов, где требуется учесть влияние температурного регулятора или быстрого разгона–торможения, в которых заметно влияние ограничения ускорения. Отметим, что модели GAST и GAST2A дают похожий результат при работе в режимах, близких к установившимся, однако ни одна из моделей не отражает зависимость мощности ГТ от изменения частоты в системе.

В кратковременных переходных процессах динамические характеристики ГТ не могут оказать существенного влияния на переходный процесс, поскольку обладают малой скоростью регулирования. Основным сигналом регулирования является рассогласование по скорости вращения, которая значительно отклоняется от номинального значения только при затяжных КЗ, возникающих при

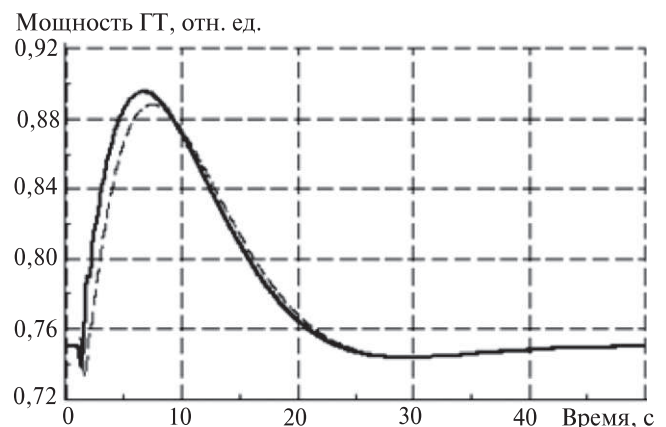


Рис. 9. Изменение активной мощности в моделях турбин GAST (—) и GAST2A (- - -) при проходящем КЗ длительностью 0,25

отказах коммутационного оборудования или неправильной работе релейной защиты и автоматики.

Как показано ранее, для изменения мощности ПТ требуется существенное время, поэтому можно принять допущение, что ПТ не оказывает влияния на ход кратковременных переходных процессов и динамику ГТ. Воздействие на регулирующие клапаны паровой турбины в экспериментах не моделировалось, однако управление паровой турбиной и поддержание дополнительного резерва мощности ПТ в энергоблоке ПГУ может быть эффективным средством для компенсации небалансов мощности. Дополнительные затраты на поддержание такого резерва компенсируются через рынок системных услуг. Таким образом, сравнение динамики изменения мощности ПГУ возможно провести, сопоставляя модели ГТ.

При исследовании работы конкретной станции необходимо рассматривать нормативные возмущения в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем. В рамках статьи более целесообразно по сравнению с моделированием спектра возмущений воссоздание характерных сочетаний электрических параметров, в которых проявляются значительные признаки моделей. Результаты расчетов переходных процессов приведены на рис. 10 и 11.

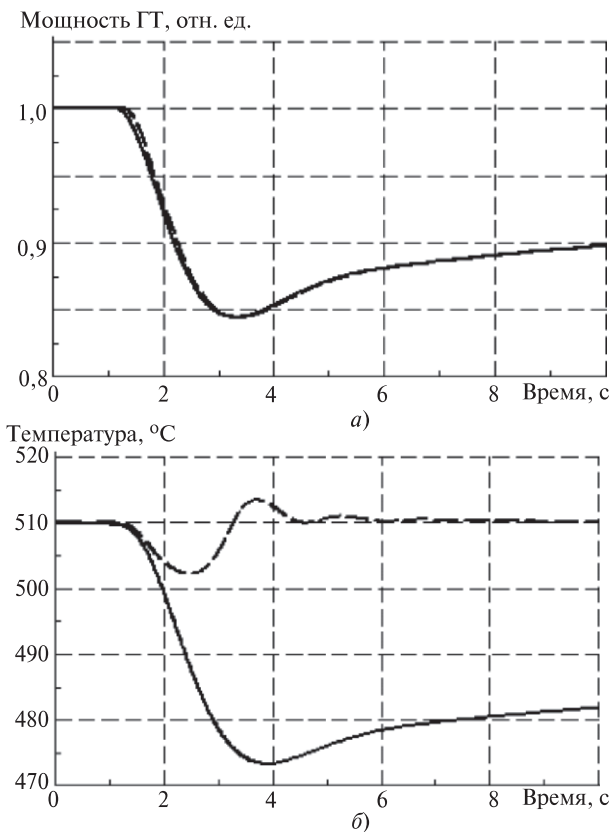


Рис. 10. Изменение мощности ГТ (а) и температуры на выходе из ГТ (б) при повышении частоты в ЭЭС: — — ГТ открытого цикла; - - - — ГТ в ПГУ

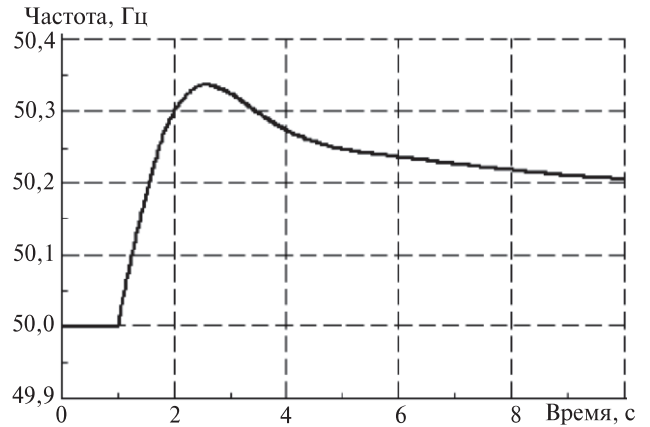


Рис. 11. Изменение частоты в ЭЭС

При моделировании ПГУ требуется учет влияния ВНА. Регулирование расхода воздуха позволяет поддерживать температуру на выходе из ГТ для увеличения эффективности цикла при частичных нагрузках. Несмотря на то что характер изменения мощности идентичен, значение изменения температуры отходящих газов ПГУ изменяется под воздействием регулируемого ВНА, что может приводить к неустойчивому горению при изменении соотношения газ–воздух в результате значительных отклонений частоты.

Для сравнения моделей при больших возмущениях было рассмотрено отключение воздушной линии (ВЛ) устройством резервирования отказа выключателя (УРОВ) при двухфазном КЗ на землю с отказом выключателя. Динамика изменения мощности ГТ в переходном процессе представлена на рис. 12.

Отметим, что более простая модель GAST не отражает возрастание температуры турбины, которое возникает при резком наборе нагрузки и может привести к отключению блока. Модель GAST2A учитывает изменение температуры, однако не отражает алгоритмы работы регуляторов большинства современных ГТ, которые осуществляют перевод газовой турбины в режим регулирования скорости вращения с одновременным отключением от сети

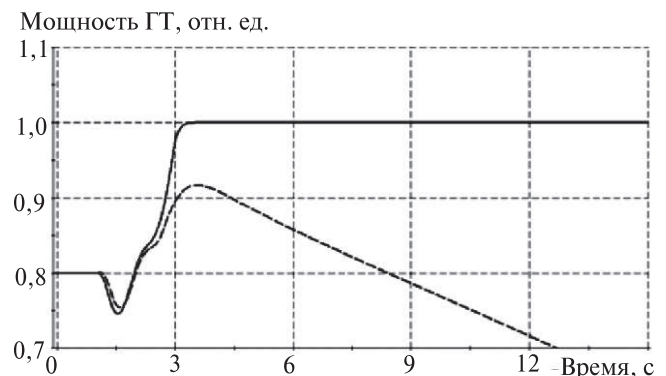


Рис. 12. Изменение мощности ГТ при КЗ с УРОВ: - - - — GAST2A; — — GAST

или перевод в режим работы на изолированный район.

Анализ осциллограмм аварийных процессов показывает, что воздействие на системы регулирования мощных однофазных ГТ не могут оказать существенного влияния на динамическую устойчивость системы, что обусловлено сравнительно низкой скоростью изменения мощности большинства ГТ, установленных в ЭЭС России. Основным влияющим фактором на условия динамической устойчивости системы является инерционная постоянная агрегата.

При анализе переходных процессов длительностью более 1 с необходимо принимать во внимание особенности технологической автоматики и защиты ГТ: критерии перевода ГТ из режима поддержания мощности в режим регулирования скорости вращения, которые не отражены в рассматриваемых моделях. Такими критериями обычно являются текущее значение загрузки генератора, скорость снижения мощности генератора, скорость увеличения частоты вращения [1]. Изменение частоты в системе в широких пределах, а также значительный темп изменения частоты вращения агрегата могут привести к срабатыванию защитной автоматики ГТ, настройки которой предоставляются производителем оборудования. Принцип работы такой защиты от повреждения турбины при повышении частоты, вызванной сбросом нагрузки, изложен в [24].

Заключение. Выбор модели ГТУ и ПГУ является многоступенчатым процессом и требует не только учета конструкции ГТ и алгоритмов работы регулятора, но и количественного анализа результатов расчетов переходных процессов в ЭЭС. Предварительным этапом расчета является проверка соответствия основных характеристик модели каталожным данным объекта. Основным преимуществом последовательного подхода к созданию модели является сокращение требуемого объема исходных данных. Уточнять настройки и увеличивать число рассматриваемых алгоритмов работы систем регулирования требуется только в отдельных случаях. Это уменьшает трудоемкость и сокращает время, необходимое для проверки устойчивости работы станции при всех нормативных возмущениях.

Качественный анализ электромеханических переходных процессов, проведенный на основе представленных экспериментов, показывает, что ГТ может быть представлена постоянной мощностью только при параллельной работе со значительно превосходящей по мощности системой, причем отклонение частоты вращения не должно превышать 1% номинальной. Моделирование генерирующего агрегата без учета модели турбины становится не-

возможным в связи с неуклонным повышением скорости регулирования мощных однофазных газовых турбин [18].

Для моделирования ГТ в ЭЭС при проведении исследования режимов работы электрических станций при их параллельной работе с большой системой, где учет влияния отклонений частоты не требуется, подходят модели GAST, GAST2A и GGOV1. Модели описывают нормальный режим работы ГТ с приемлемой точностью, хотя и не отражают точные характеристики конкретного агрегата. Модель GGOV1 должна использоваться, если необходимо отразить действие современных регуляторов скорости ГТ, при этом отражение процессов в газотурбинном двигателе в моделях GAST, GAST2A и GGOV1 принципиально не отличается. Подробное отражение характеристик ГТУ и ПГУ важно для точного воспроизведения реакции агрегатов на отклонения частоты в ЭЭС. Для моделирования ГТ при значительных изменениях частоты в энергосистеме подходит модель CIGRE [8] и модели, описанные в [14–16].

Моделирование электромеханических переходных процессов при больших возмущениях подтверждает необходимость уточнения модели ГТ для точного отражения свойств объекта в рассматриваемой схеме ЭЭС. Для проведения полной проверки корректности моделирования регуляторов и технологической автоматики ГТУ и ПГУ требуется воспроизведение всего спектра возможных аварийных возмущений в соответствии с рекомендациями по устойчивости энергосистем.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что точность модели должна возрастать с увеличением длительности исследуемого процесса и значений приложенных возмущений, при этом решающее значение имеет адекватное моделирование системы автоматического управления ГТ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Виноградов А.Ю., Герасимов А.С., Козлов А.В., Смирнов А.Н. Моделирование систем регулирования газотурбинных установок для обеспечения их надёжной параллельной работы с ЭЭС России. — Электрические станции, 2015, № 11, pp. 54–60..
2. Llorca G., Ritchie J., Flynn D., and O'Malley M.J. The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control. — IEEE Trans. Power Syst., 2005, vol. 20, No. 3, pp. 1456–1464.
3. Llorca G. and O'Malley M. Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines. — Proc. of 2003 IEEE Bol. Power Tech. Conf., 2003, vol. 4, pp. 228–234.
4. Balaghi Enalou H., and Abbasi Soreshjani E. A Detailed Governor-Turbine Model for Heavy-Duty Gas Turbines With a Careful Scrutiny of Governor Features. — IEEE Trans. Power Syst., 2015, vol. 30, No. 3, pp. 1435–1441.
5. Patent 7457688 US. Method and system for detection and transfer to electrical island operation, 2012.

6. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. — J. Eng. Power, 1983, vol. 105, No. 83, p. 865.
7. Rowen W.I. Simplified mathematical representations of single-shaft gas turbines in mechanical drive services. — Turbo Mach. Int., 1992, vol. 33, No. 5, pp. 26–32.
8. CIGRE Task Force C4.02.25. Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants, December 2003, p. 119.
9. Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies.— IEEE PES Resource Center, 2013, p. 117.
10. Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. Dynamic models for combined cycle plants in power system studies. — IEEE Trans. Power Syst., 1994, vol. 9, No. 3, pp. 1698–1708.
11. Bank Tavakoli M.R., Vahidi B., and Gawlik W. An educational guide to extract the parameters of heavy duty gas turbines model in dynamic studies based on operational data. — IEEE Trans. Power Syst., 2009, vol. 24, No. 3, pp. 1366–1374.
12. Asgari H., Chen X., Menhaj M.B., and Sainudiin R. Artificial Neural Network-Based System Identification for a Single-Shaft Gas Turbine. — J. Eng. Gas Turbines Power, 2013, vol. 135, No. September, p. 92601.
13. Kakimoto N., and Baba K. Performance of gas turbine-based plants during frequency drops. — IEEE Trans. Power Syst., 2003, vol. 18, No. 3, pp. 1110–1115.
14. Kunitomi K., Kurita A., Okamoto H. Modeling Frequency Dependency of gas turbine output. — Power Eng. Soc. Winter Meet. 2001. — IEEE, 2001, vol. 2, pp. 678–683.
15. Kunitomi K., Kurita A., Tada Y., Ihara S., Price W.W., Richardson L.M., and Smith G. Modeling Combined-Cycle Power Plant for Simulation of Frequency Excursions, — IEEE Trans. Power Syst., 2003, vol. 18, No. 2, pp. 724–729.
16. Pourbeik P. Modeling of combined-cycle power plants for power system studies. — 2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. (IEEE Cat. No.03CH37491), 2003, vol. 3, pp. 1308–1313.
17. Meegahapola L., and Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. — IEEE Trans. Power Syst., 2014, vol. PP, No. 99, pp. 1–11.
18. Balling L. Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants. — Mod. Power Syst., 2011, No. January, pp. 35–41.
19. Fallis A.G. Grid requirements on CCGT plants: <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/2a65278599fd0774f23cd0377c2b3809.pdf> (Дата обращения: 01.04.2016).
20. Yee S.K., Milanovic J.V., and Hughes F.M. Overview and comparative analysis of gas turbine models for system stability studies. — IEEE Trans. Power Syst., 2008, vol. 23, No. 1, pp. 108–118.
21. Shalan H., Hassan M., and Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. — Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), 2010, pp. 970–976.
22. Centeno P., Egidio I., and Domingo C. Review of gas turbine models for power system stability studies. — 9th Spanish Port. Congr. Electr. Eng., 2005, pp. 1–6.
23. Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС. — Электричество, 2016, № 5, с. 27–34.
24. Patent 6070405 US. Method of controlling the rotational speed of a turbine during load hedding, 2000.

[11.05.2016]

А в т о р ы : Бахмисов Олег Владимирович, окончил институт электроэнергетики Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» НИУ «МЭИ» в 2012 г. Аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ».

Кузнецов Олег Николаевич окончил электроэнергетический факультет МЭИ в 1999 г. В 2003 г. защитил кандидатскую диссертацию по вопросам применения накопителей электроэнергии для обеспечения динамической устойчивости электроэнергетических систем. Заведующий научно-исследовательской лабораторией кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», доцент.

Elektrichestvo (Electricity), 2016, No. 9, pp. 15–22.

Experimental Comparison and Selection of Models of Gas Turbine Units and Combined Cycle Plants for Investigating Processes in Electric Power Systems

BAKHMISOV Oleg Vladimirovich (National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (NRU «MPEI»)), Moscow, Russia) — Ph. D. Student

KUZNETSOV Oleg Nikolayevich (NRU «MPEI», Moscow, Russia) — Head of the Laboratory, Cand. Sci. (Eng.)

Models of gas turbine and combined cycle plants for simulating processes in electric power systems (EPSs) are considered. Recommendations on selecting the structure and characteristics of gas turbine models (depending on the study objectives and contingencies in an EPS) are suggested based on the model experiments performed for test configurations. Conclusions on the accuracy of the gas turbine models used for practical applications are drawn, and ways for refining them are presented. Results from comparison of the models based on experiments are given, which can be used to select the model for studying gas turbine and combined cycle plants in an EPS. The performed analysis makes it possible to simplify the model on a sound basis, which is becoming of key importance under the conditions of insufficient input data, and to reveal conditions under which a more detailed model is required. The accuracy of the existing models of gas turbine units and combined cycle plants constructed on the basis of high-capacity single-shaft gas turbines is evaluated in simulating large disturbances and sequences of accident events in an EPS.

Key words: power system, gasturbine, combined cycle plant, dynamic modeling