

На правах рукописи

Першин Павел Иванович

**РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
МНОГОАГРЕГАТНОЙ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ
ИССЛЕДОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ**

Специальность 05.14.02 – Электростанции
и электроэнергетические системы

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург-2006

Работа выполнена на кафедре «Электрические системы и сети» государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор Смоловик Сергей Владимирович

Официальные оппоненты - доктор технических наук, профессор
Абрамович Борис Николаевич

кандидат технических наук, доцент
Семёнов Константин Николаевич

Ведущая организация - Специализированное управление
«ЛЕНОРГЭНЕРГОГАЗ» ДООО
«ОРГЭНЕРГОГАЗ» ОАО «ГАЗПРОМ»

Защита состоится «__»_____2006 года в 10 часов заседании диссертационного Совета К 212.229.02 при государственном образовательном учреждении «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» по адресу: 195251, С.-Петербург, Политехническая ул., д.29, Главное здание, ауд.325.

С диссертацией можно ознакомиться в Фундаментальной библиотеке университета.

Автореферат разослан «__»_____2006 г.

Учёный секретарь
Диссертационного Совета К 212.229.02
к.т.н., доцент

Попов М.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Широкое применение в энергетике природного газа открыло дорогу для использования новых технологий производства энергии с применением газотурбинных и парогазовых установок. Внедрение газотурбинных электростанций является перспективным направлением в энергетике в связи с высоким КПД использования топлива на таких электростанциях, учитывая также, что доля газа среди других видов органического топлива в энергетике является доминирующей. Конструкция и состав оборудования электростанций обеспечивают их работу как автономно, так и параллельно с другими источниками электроэнергии, а также параллельно с энергосистемой. Использование таких газотурбинных электростанций (ГТЭС) позволяет получить независимость от внешних поставок и повысить надёжность тепло- и электроснабжения.

Современный этап развития нефтегазовых промыслов характеризуется их значительным удалением от энергетических и транспортных центров, возрастанием требований к источникам электрической и тепловой энергии, появлением специфических требований к обустройству месторождений со стороны экологического законодательства России.

Наличие собственного попутного нефтяного газа открывает перед нефтяными компаниями перспективу энергообеспечения месторождений на основе собственных ресурсов, путем создания локальных газотурбинных электростанций. Это направление создает дополнительный способ утилизации попутного нефтяного газа, одновременно обеспечивая значительную экономию финансовых затрат в условиях повышения тарифов на транспортировку газа и на подачу электроэнергии, вырабатываемой предприятиями РАО "ЕЭС России".

Для управления газотурбинной электростанцией применяются системы автоматического управления, для синтеза которых требуется подробное комплексное моделирование ГТЭС с учётом её термодинамических и электромеханических особенностей.

К важнейшим теоретическим проблемам развития систем автономного энергоснабжения на основе газотурбинных установок следует отнести разработку:

- математических моделей, позволяющих идентифицировать физические процессы в переходных режимах;
- математических моделей процессов в системах автономного энергоснабжения при значительной доле потребителей с нелинейной нагрузкой;
- оптимизационных математических моделей для различных режимов работы газотурбинных электростанций;
- методик прогнозирования качества электроэнергии при изменении состава и структуры потребителей;

- методик расчётов оптимального энергетического баланса для минимизации капитальных затрат и потерь электроэнергии в различных режимах функционирования.

Несмотря на то, что системы автономного электроснабжения имеют достаточно длительный период развития, до настоящего времени ни одна из перечисленных проблем не имеет законченного целостного решения. Преобладает весьма упрощённый подход, сводящийся к тому, что для любой части системы, требующей увеличения надёжности электроснабжения, достаточно обеспечить подключение дополнительного энергоисточника с необходимым временем включения и набора нагрузки, эквивалентного по мощности вводу от большой системы. Такие решения в лучшем случае сопровождаются неоправданными материальными затратами, в худшем случае формирует систему, в которой присутствуют скрытые дестабилизирующие факторы, устранять которые приходится в процессе эксплуатации.

Актуальной задачей является разработка и совершенствование математической модели ГТЭС, алгоритмов управления (оптимальное распределения активной и реактивной мощности, синхронизация) и способов регулирования частоты вращения силовой турбины.

Целью диссертационной работы является разработка и совершенствование математической модели ГТЭС, алгоритмов управления (оптимальное распределения активной и реактивной мощности, синхронизация) и способов регулирования частоты вращения силовой турбины, реализация и отработка разработанных алгоритмов на математической модели для исследования поведения газотурбинной установки и многоагрегатной газотурбинной электростанции в целом при различных режимах работы станции с учётом особенностей регулирования газовых турбин.

Для достижения поставленных целей потребовалось:

- разработка приближенной математической модели газовой турбины и топливного регулятора на основе обработки экспериментальных характеристик их элементов;
- исследование особенностей поведения газовой турбины при установившихся режимах работы и влияния на её работу внешних воздействий;
- математическое описание элементов электроэнергетической системы (ЭЭС) с газотурбинной электростанцией, таких как: синхронный генератор, асинхронный двигатель, статическая нагрузка, автоматический регулятор возбуждения;
- создание обобщённой модели одноагрегатной газотурбинной электростанции (двигатель-генератор);
- разработка алгоритмов синхронизации и оптимального распределения мощности между агрегатами электростанции;

- выполнение комплексного исследования режимов работы газотурбинной электростанции на математической модели на основе разработанных алгоритмов;
- исследование переходных процессов при различных видах возмущений;

Научная новизна диссертационной работы определяется следующими позициями:

- разработана приближенная математическая модель газотурбинной установки, на основе которой выполнено моделирование электромеханических переходных процессов многоагрегатной газотурбинной электростанции различной сложности;
- исследованы особенности поведения газовой турбины при установившихся режимах работы в условиях внешних воздействий;
- создана модель многоагрегатной газотурбинной электростанции на языке математического моделирования Modelica, в среде Dymola;
- разработаны алгоритмы синхронизации и оптимального распределения мощности;
- выполнено комплексное исследование переходных процессов и динамики регулирования газотурбинной электростанции на математической модели с использованием разработанных алгоритмов.

Практическая ценность и реализация результатов работы.

Разработанное программное обеспечение, алгоритмы управления, полученные выводы и рекомендации могут быть использованы в проектных и эксплуатационных организациях при проектировании автоматизированных систем управления газотурбинных электростанций, при выполнении исследований электромеханических процессов, при доводке газотурбинных агрегатов на заводах-производителях, при оптимизации показателей переходных процессов при авариях, а также для исследования алгоритмов управления. Разработанное программное обеспечение использовано в научной работе кафедры «Электрические системы и сети» СПбГТУ при решении задач анализа и оптимизации установившихся режимов работы существующих и перспективных ГТЭС, анализа протекания аварий в локальных энергосистемах ОАО «Газпром». Выработанные в процессе исследований приемы анализа и расчетные методики могут использоваться при рассмотрении перспективных вопросов проектирования газовых турбин, использующихся в качестве первичного двигателя для синхронных генераторов.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на научных семинарах кафедры «Электрические системы и сети», на VII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей

школы «Фундаментальные исследования в технических университетах» (Санкт-Петербург 2003), и на других научно-технических конференциях и симпозиумах, проводимых в СПбГПУ. По теме диссертации опубликовано четыре печатные работы.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы их **63** наименований. Содержание работы изложено на **155** страницах, иллюстрируется **62** рисунками **6** таблицами.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении анализируется современное состояние систем энергоснабжения на основе газотурбинных электростанций. Обосновывается актуальность и направленность темы диссертационной работы. Формируется цель и задачи исследования диссертационной работы.

В первой главе рассказывается об истории и перспективах развития газотурбинных технологий в мире, приводится ряд научно-технических и методологических проблем создания систем энергоснабжения на основе газотурбинных установок. Дается классификация разновидностей газотурбинных установок, и рассматриваются вопросы управления и регулирования процессов в них.

Во второй главе работы приведено описание газотурбинной электростанции (ГТЭС) на примере блочно-модульного газотурбинного агрегата «Урал-4000», производства ОАО «Пермский моторный завод». Приводятся основные параметры, показатели и характеристики данного агрегата. В качестве объекта управления описывается реальная проектируемая электростанция для компрессорной станции КС-3 Комсомольского линейно-путевого управления магистрали газа (ЛПУ МГ) ООО «Тюментрансгаз», предназначенная для электроснабжения технологического и вспомогательного оборудования, бытовых потребителей КС-3 и прилегающей территории, а также выдачи мощности сторонним потребителям. Представлена структурная схема многоагрегатной газотурбинной электростанции (рис. 1).

Данная электростанция включает в себя

- газотурбинные энергоблоки (ГТЭБ) – 5 шт.;
- общестанционное закрытое распределительное устройство ЗРУ - 10 кВ;
- РУСН 0,4 кВ (трансформаторы собственных нужд ТСЗС – 10,5/0,4 кВ мощностью 1000 кВА, шкафы комплектных трансформаторных подстанций собственных нужд КТП СН – 0,5);
- оборудование щита постоянного тока ЩПТ 220В с подзарядными агрегатами;
- главный щит управления электростанции (ГЩУ);

- система подачи и распределения топливного газа;
- система учета электрической энергии;

В состав газотурбинного энергоблока входит следующее основное оборудование:

- турбогенератор синхронный с воздушным охлаждением и картерной системой смазки подшипников ГТ-4-2РУХЛЗ;
- газотурбинная установка ГТУ-4П;
- система управления возбуждением генератора (СУВГ);
- система автоматического управления энергоблоком (САУ ЭБ);

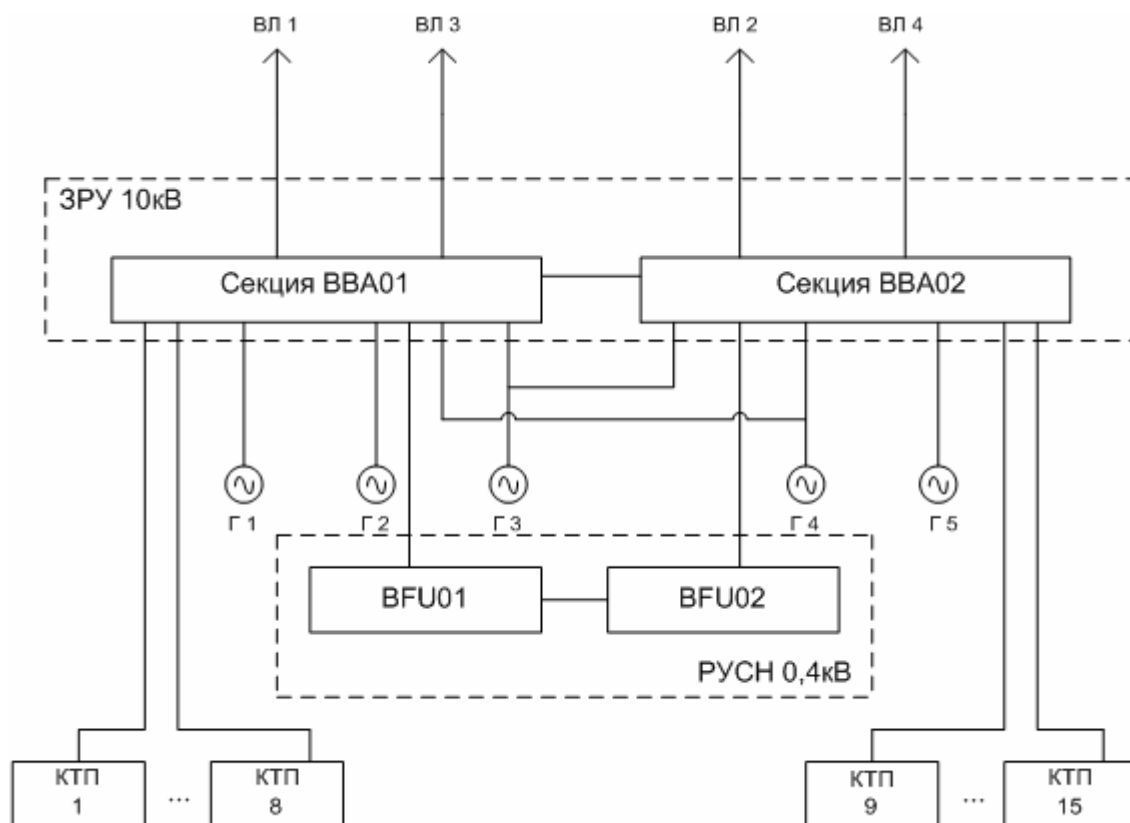


Рис. 1. Структурная электрическая схема станции.

Предусмотрено распределительное устройство ЗРУ 10 кВ, состоящее из двух секций.

– К первой секции ЗРУ 10 кВ подключаются три генератора, ко второй – два, при этом по одному генератору каждой секции подключаются также и к соседней секции. Выдача мощности осуществляется по четырем линиям.

Кроме того, к секциям ЗРУ 10 кВ подключаются потребители КС-3 Комсомольского ЛПУ МГ ООО «Тюментрансгаз».

Для электроснабжения потребителей собственных нужд электростанции предусматриваются две секции 0,4 кВ, запитанные по схеме неявного резерва от двух трансформаторов мощностью 1000 кВА. Мощность каждого трансформатора обеспечивает подключение к нему в аварийном режиме

нагрузок обеих секций. Трансформаторы подключаются к разным секциям ЗРУ 10 кВ.

Создание алгоритмов предназначено для автоматизированного управления технологическими процессами газотурбинной электростанции (АСУ ТП ЭС) во всех режимах ее работы. Созданная на основе алгоритмов управления АСУ ТП ЭС должна взаимодействовать с системой автоматического регулирования энергоблока (САР ЭБ) при решении общестанционных задач (пуск и останов ЭБ, автоматическая и ручная синхронизация, регулирование активной и реактивной мощности при работе энергоблоков параллельно с сетью, регулирование напряжения и частоты, распределение активной и реактивной мощности, при работе нескольких энергоблоков и отсутствии связи с сетью).

Третья глава посвящена вопросам комплексного математического моделирования элементов электрической части электростанции.

Математическая модель синхронного генератора для анализа электромеханических переходных процессов разработана на основе уравнений Парка-Горева. Представлены в развернутом виде уравнения переходных процессов синхронной машины, имеющей на роторе, кроме обмотки возбуждения n демпферных контуров в продольной оси и m контуров в поперечной.

Выполнена разработка комплексной математической модели, включающей математическую модель асинхронного двигателя и нагрузки.

Нагрузка электрической системы определяется бытовыми, промышленными, тяговыми и другими потребителями. Необходимая полнота учета характеристик нагрузки зависит от целей исследования. При рассмотрении поведения нагрузки или ее определяющего воздействия на характер переходного процесса необходимо моделировать конкретные уравнения, описывающие работу того или иного потребителя. Нагрузка крупных энергосистем может быть представлена лишь обобщенными характеристиками различных составляющих ее потребителей. При записи уравнений такой нагрузки она либо вся представляется некоторыми эквивалентными статическими характеристиками по напряжению или постоянными сопротивлениями, либо разбивается на части, каждая из которых описывается соответствующими уравнениями.

Динамические характеристики электрической системы, обусловленные асинхронной и синхронной нагрузками, учитываются по уравнениям некоторых эквивалентных синхронного и асинхронного двигателей. При исследовании автономных электрических систем средней мощности, когда нагрузка может оказать определяющее воздействие на характер переходного процесса, а также при исследовании непосредственно переходных процессов в нагрузке необходим наиболее полный учет характеристик последней.

Принятая математическая модель асинхронного двигателя (АД) в рассматриваемой системе электроснабжения аналогична модели синхронной машины, работающей параллельно с мощной ЭЭС, за исключением уравнений обмотки возбуждения и автоматического регулятора возбуждения.

Построение математической модели унифицированного автоматического регулятора возбуждения (АРВ) выполнено на основе набора передаточных функций его отдельных элементов.

В четвёртой главе описываются допустимые режимы работы газотурбинной установки (ГТУ), а также проведён анализ всех ограничивающих факторов. Выполнено математическое описание структурной схемы ГТУ, разработаны термодинамическая модель, модель топливного регулятора и комплексная модель агрегата. Предложен способ регулирования частоты вращения силовой турбины на основе использования фильтров высокой и низкой частоты.

Наряду с большим количеством преимуществ газотурбинная установка обладает определенными особенностями эксплуатации, следующими из физической сути протекающих в ней процессов.

Главным ограничением является температура в камере сгорания. Температура в камере сгорания зависит, главным образом, от соотношения потока (массы) атмосферного воздуха, поступающего в камеру сгорания и количества (массы) сжигаемого топлива.

Особенностью динамики ГТУ является и то, что при ступенчатом воздействии на дозатор топлива температура резко возрастает, так как расход топлива увеличивается в соответствии с постоянной времени перемещения дозирующего клапана (около 0.1 с), а расход воздуха – в соответствии с увеличением частоты вращения компрессора, а этот процесс протекает значительно медленнее (постоянная времени разгона ротора на среднем режиме работы около 1-2 с), что приводит к быстрому изменению соотношения воздух-топливо и росту температуры. Такой скачок температуры недопустим при эксплуатации, так как он приводит к большим тепловым нагрузкам на камеру сгорания и турбину, что сокращает ресурс двигателя.

При запуске газотурбинного двигателя ограничение по температуре газов особенно актуально, так как розжиг камеры сгорания всегда сопровождается броском температуры. Запуск осуществляется следующим образом: перед тем, как в камеру сгорания подать топливо, турбину приводят во вращение стартером. При достижении определённого потока воздуха в камеру сгорания подаётся топливо, которое поджигается. Для устойчивого розжига без большого броска температуры необходимо строго выдерживать соотношение воздух-топливо. Обычно розжиг производится путем ступенчатого открытия топливного клапана при определенной частоте вращения, при этом величина ступеньки должна корректироваться в соответствии с температурой окружающего воздуха. Это обусловлено различной плотностью воздуха при различной температуре и, соответственно, различным массовым расходом воздуха при одинаковой частоте вращения ротора.

Частоту вращения агрегата турбокомпрессора нужно ограничивать как сверху, так и снизу. Большие значения частот вращения приводят к большим нагрузкам на турбину и компрессор. Большие значения частот вращения

также могут привести к срыву пламени из области горения. При слишком низких частотах вращения (нормальная величина зависит от конструкции конкретного двигателя) снижается эффективность компрессора и турбины, до определенной частоты вращения двигатель вообще не может работать без стартера, так как компрессор потребляет большую мощность, чем вырабатывает турбина.

Частота вращения силовой турбины ограничивается только нагрузкой, приложенной к валу силовой турбины. При отсутствии нагрузки силовая турбина набирает обороты вплоть до её разрушения.

При построении системы автоматического управления для реального ГТУ все выше указанные ограничения учитываются. В ГТУ по всему тракту должны быть установлены датчики температур и давлений, и специализированные блоки следят за основными параметрами ГТУ. В случае недопустимых режимов происходит либо корректировка управляющего воздействия (расхода топлива G_T) таким образом, чтобы плавно вывести двигатель в нормальный режим, либо аварийная остановка ГТУ. Также ведётся контроль за соотношением подаваемого топлива и объёмом (массой) проходящего воздуха.

При построении модели необходимо учитывать особенности динамики ГТУ для возможности анализа нештатных режимов и отладки САУ, осуществляющей ограничительные функции.

На рис. 2 показана структурная схема стационарной газотурбинной установки.

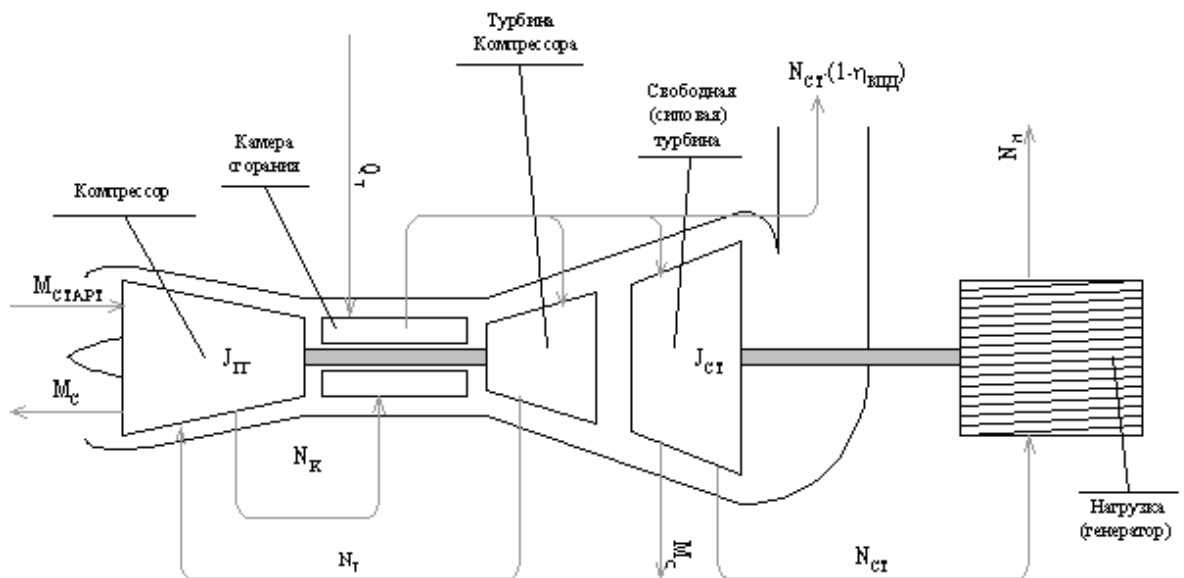


Рис. 2. Структурная схема моделируемого объекта.

Для составления уравнений динамики был рассмотрен баланс моментов роторов турбокомпрессора и СТ, а также энергетические потоки.

При разработке математической модели введены следующие допущения:

Процессы в компрессоре и турбине являются адиабатическими, в процессе сжатия и расширения не учитывается теплообмен.

Процесс в камере сгорания является изобарным, потери давления при протекании через камеру сгорания невелики.

Расход воздуха постоянен $G_B = const$ по всему тракту двигателя; воздух не сбрасывается, а топливо не прибавляет массу, т.е. установка работает без перепуска воздуха. (в действительности, топливо по массе составляет менее 10% от воздуха)

Моменты сопротивления в подшипниках постоянны (не зависят от частоты вращения). Это обусловлено тем, что по абсолютной величине эти моменты невелики, и их влияние нужно учитывать только при моделировании запуска и остановки двигателя, а на рабочих режимах это влияние несущественно.

Процессы, происходящие в турбине, носят линейный характер и зависят только от изменения расхода топлива.

Поскольку при построении модели не учитывается температура газов в камере сгорания, то принимается, что массовый расход воздуха прямо пропорционален расходу топлива.

Справедливость указанной системы допущений обосновывается сопоставлением экспериментальных характеристик газотурбинного двигателя с результатами, полученными на основе использования приведённых ниже передаточных функций

С учётом приведённых допущений уравнения, описывающие поведение системы могут быть записаны в следующем виде.

Мощность, потребляемая компрессором:

$$N_K = R \frac{k}{k-1} G_B T_{BHK} (e_K - 1) \frac{1}{\eta_K},$$

где R – газовая постоянная;

G_B – массовый расход воздуха через двигатель;

$$e_K = \left(\frac{P_{\text{вхк}}}{P_{\text{вхк}}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \text{ — степень сжатия воздуха в компрессоре;}$$

$$k = \frac{c_p}{c_v} \text{ — показатель адиабаты;}$$

$T_{\text{вхк}}$ – абсолютная температура на входе компрессора, К;

η_K – КПД, учитывающий неидеальность компрессора.

Горение топлива в камере сгорания ГТУ происходит изобарно, т.е. при постоянном давлении, т.е.

$$P_{\text{вхт}} = P_{\text{вхк}},$$

$$T_{\text{вхт}} = T_{\text{вхк}} = e_K T_{\text{вхк}} + M_U \frac{G_T}{G_B} \frac{1}{c_p},$$

где G_T – массовый расход топлива, в кг/с;

M_U – теплотворная способность топлива, в Дж/кг;

$$\dot{\omega}_{\Gamma\Gamma} = \frac{N_T - N_K}{\omega_{\Gamma\Gamma} J_{\Gamma\Gamma}} + \frac{M_{\text{СТАРТЕРА}} - M_{\text{СТГ}}}{J_{\Gamma\Gamma}},$$

где $\dot{\omega}_{\Gamma\Gamma}$ – угловая скорость вращения турбины компрессора, рад/сек.;
 $J_{\Gamma\Gamma}$ – момент инерции ротора турбокомпрессора;
 $M_{\text{СЗЗ}} = \text{const}$ – момент сопротивления вала турбокомпрессора;

$$M_{\text{СТАРТЕРА}} = \begin{cases} 0, & \text{при выключенном стартере} \\ \text{const}, & \text{при включенном стартере} \end{cases}$$

$$N_{\text{СТ}} = R \frac{k}{k-1} G_B T_{\text{ВХСТ}} \left(1 - \frac{1}{e_{\text{СТ}}} \right),$$

$$N_H = k \omega_{\text{СТ}}^2$$

Температура газа, входящего в силовую турбину, вычисляется исходя из температуры газа, поступающего на турбину компрессора и коэффициента расширения газа на турбине компрессора.

$$T_{\text{ВХСТ}} = \frac{T_{\text{ВХТ}}}{e_T}, \quad k = \text{const}.$$

Ускорение силовой турбины найдём через баланс мощностей: $N_{\text{СТ}}$, развиваемой силовой турбины и мощности N_H нагрузки.

$$\dot{\omega}_{\text{СТ}} = \frac{N_{\text{СТ}} - N_H}{\omega_{\text{СТ}} J_{\text{СТ}}} - \frac{M_{\text{СТ}}}{J_{\text{СТ}}}.$$

Внутренняя мощность газовой турбины:

$$N_i = (h_{\text{вх}} - h_{\text{вых}}) \psi (G_B + G_T - G_{\text{П}})$$

где, $h_{\text{вх}}, h_{\text{вых}}$ – энтальпия газов, которую при температурах на входе и выходе газовой турбины, приближенно можно определить по выражению:

$$h_B = 579 + 1.12(t_B - 300)$$

ψ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние сжигаемого топлива на состав газов, для природного газа $\psi = 1.027 - 1.030$

Электрическая мощность ГТУ, кВт:

$$N_s = (N_i - N_K) \eta_m \eta_g,$$

где $\eta_m \eta_g \approx 0,98$.

При проектировании систем управления, особенно многомерных, какими являются системы управления газотурбинного двигателя, в линейной области широко используется аппарат передаточных функций, что и было использовано при построении приближенной модели ГТУ.

Передаточные функции двигателя получены на основе анализа и обработки его поэлементной математической модели.

В итоге была получена передаточная функция, характеризующая соотношение числа оборотов от подачи топлива на топливный клапан двигателя:

$W_g^{n_{cm}} = k_6 \frac{(T_4 p + 1)}{(T_1 p + 1) \cdot (T_5 p + 1)} = \frac{k_6 (T_4 p k_6 + 1)}{T_1 T_5 p^2 + T_1 p + T_5 p + 2}$ - передаточная функция газовой турбины.

Далее приведён ряд функций топливного регулятора и описан известный в теории автоматического управления вычислительный блок – пропорциональный интегрально-дифференциальный регулятор, осуществляющий преобразование входной величины в выходную по закону

$$y(t) = K_n \cdot x(t) + K_d \cdot \frac{dx(t)}{dt} + K_u \cdot \int_0^t x(t) dt,$$

где x – входная величина, y – выходная, t – время, K_n , K_u , K_d – коэффициенты усиления пропорциональной, интегральной и дифференциальной составляющей соответственно.

В зависимости от значений коэффициентов усиления соответствующих составляющих ПИД-регулятор может преобразовываться в П- или ПИ-регулятор.

Для получения математической модели, описывающей динамику ротора генератора ГТЭС, рассмотрено уравнение второго закона Ньютона для вращательного движения и выражены моменты через мощности.

$$\dot{\omega} = \frac{M_{\text{дв}} - M_{\text{сomp}}}{J}, \quad \dot{\omega} = \frac{P_{\text{дв}} - P_{\text{нагр}}}{\omega_0 \cdot J}.$$

Здесь $P_{\text{дв}}$ - мощность двигателя, которая может быть рассчитана как функция $P_{\text{дв}}(\omega_{\text{ГТ}})$ от частоты вращения ротора турбокомпрессора ГТУ. Динамика ротора компрессора достаточно хорошо описывается апериодическим звеном первого порядка, которое может быть представлено в виде передаточной функции:

$$W_{\omega_{\text{ГТ}}}^{G_m} = K_{\omega} \cdot \frac{1}{\tau_{\text{ГТ}} \cdot p + 1}.$$

Путем линеаризации можно ввести передаточную функцию по мощности:

$$W_{P_{\text{дв}}}^{G_m} = K_P \cdot \frac{1}{\tau_{\text{ГТ}} \cdot p + 1},$$

где K_P получается путем умножения K_{ω} на коэффициент наклона зависимости $P_{\text{дв}}(\omega_{\text{ГТ}})$ в данной точке $\omega_{\text{ГТ}}$.

В дальнейших рассуждениях рассмотрены, проанализированы и сделаны выводы по трём режимам работы, характерным для ГТЭС: работа на холостом ходу (без подключения генератора к энергосистеме), работа на выделенную нагрузку (один генератор обеспечивает электроэнергией определенное количество потребителей), и работа в энергосистеме (генератор вырабатывает электроэнергию, работая в общей сети, мощность которой по отношению к данному генератору можно считать бесконечной).

Ввиду того, что частота вращения свободной силовой турбины и частота тока связаны между собой жёстко, а частота вращения СТ в свою очередь зависит от величины подачи топлива, то предлагается вариант регулирования СТ, основанный на определении отклонения частоты тока от 50 Гц с использованием фильтров НЧ, ВЧ и компаратора.

Основными элементами схемы являются фильтры низких и высоких частот (ФНЧ и ФВЧ).

Суть работы фильтра низких частот заключается в том, что осуществляется пропуск амплитуд входного сигнала с низкой частотой и подавление амплитуд того же сигнала с высокой частотой. В результате, на выходе фильтра имеем только сигнал в диапазоне низких частот. Этот спектр частот, который был пропущен фильтром, называют полосой пропускания. Аналогично работает фильтр высоких частот. Только он, в свою очередь, пропускает лишь входные сигналы высоких частот, соответствующие его амплитудно-частотной характеристике.

После ФВЧ установлен инвертор входного сигнала, что обеспечивает позже разность выходных сигналов ФНЧ и ФВЧ на сумматоре. Без установки этого блока, сумматор только суммировал бы входные сигналы. Так же, для обеспечения корректной разности сигналов, после ФНЧ и ФВЧ установлены устройства выпрямления тока.

В результате анализа результатов исследований можно сделать заключение о действенности данного метода регулирования. Недостатком является тот факт, что он теряет эффективность с потерей возбуждения, а также при возникновении асинхронного хода.

В пятой главе описаны алгоритмы, использующиеся в подсистеме режимного управления электротехническим оборудованием электростанции (ЭС):

- Алгоритм определения режима работы энергоблоков и секций ЭС;
- Алгоритм синхронизации энергоблоков и секций ЭС;
- Алгоритм оптимального распределения активных мощностей между энергоблоками ЭС;
- Алгоритм оптимального распределения реактивных мощностей между энергоблоками ЭС.

Структурная схема электростанции приведена на рисунке 1.

Все разработанные алгоритмы были реализованы и исследованы на математической модели. В работе приведены графики исследований: синхронизации (рис. 4.), ресинхронизации (рис. 3.), пуск асинхронного двигателя мощностью соизмеримо с мощностью генератора (рис. 5. и рис. 6.), трёхфазное короткое замыкание на шинах станции и его воздействие на устойчивость системы и на асинхронный двигатель большой мощности.

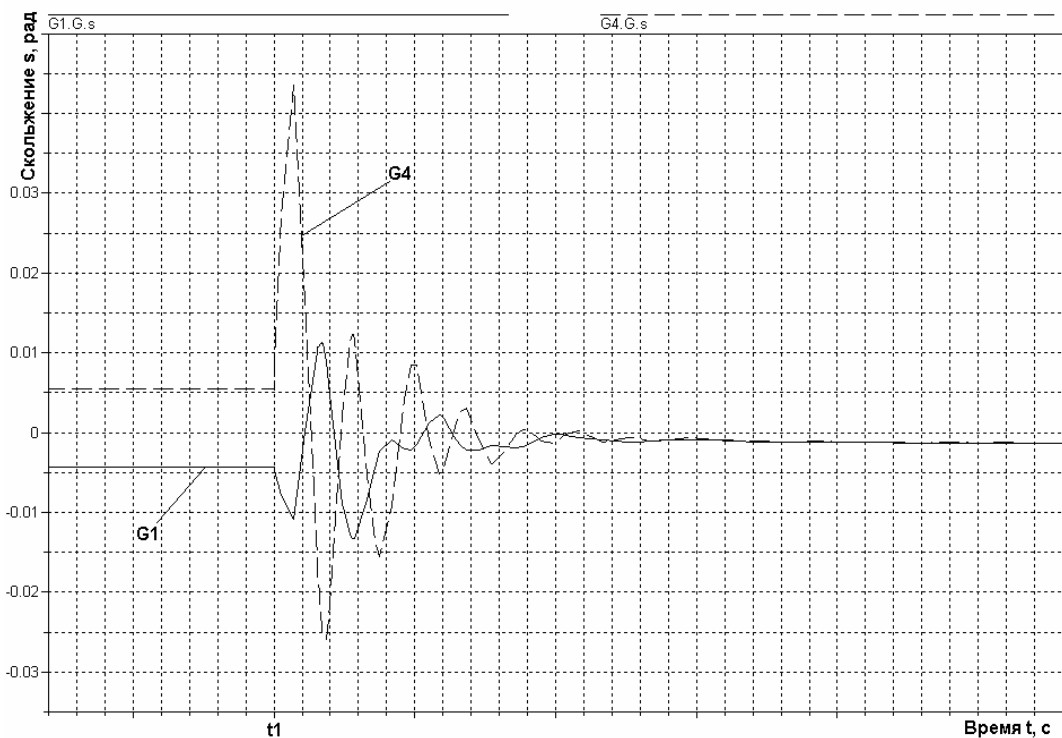


Рис. 3. Скольжения роторов генераторов при включении толчком на параллельную работу в момент t_1

- - - - - —скольжение ротора генератора G4, включаемого на параллельную работу;
- — — — — —скольжение ротора генератора G1, находящегося под нагрузкой.

На разработанной математической модели многоагрегатной газотурбинной электростанции был проведён опыт отключения генератора с последующим его включением в общую систему методом ресинхронизации (рис. 3.).

Для подтверждения адекватности системы регулирования реализованной в приближённой математической модели целесообразно показать графики скольжения роторов s генераторов и подачи топлива G_t синхронизируемого генератора G4 в процессе синхронизации (рис. 4). Время отключения генератора G4 от нагрузки t_1 , время включения синхронизации t_2 , время включения генератора G4 в параллельную работу с генератором G1, находящимся под нагрузкой t_3 .

В результате проведенного исследования, можно сделать заключение о том, что управление для синхронизации отработало успешно. Генератор был включен в момент, когда угол между скольжениями генераторов был равен нулю, а значит, включение генератора в сеть сопровождалось незначительным изменением напряжения и допустимым скачком тока. В итоге вся система стабилизировалась и пришла в устойчивое состояние в течение 5-ти секунд.

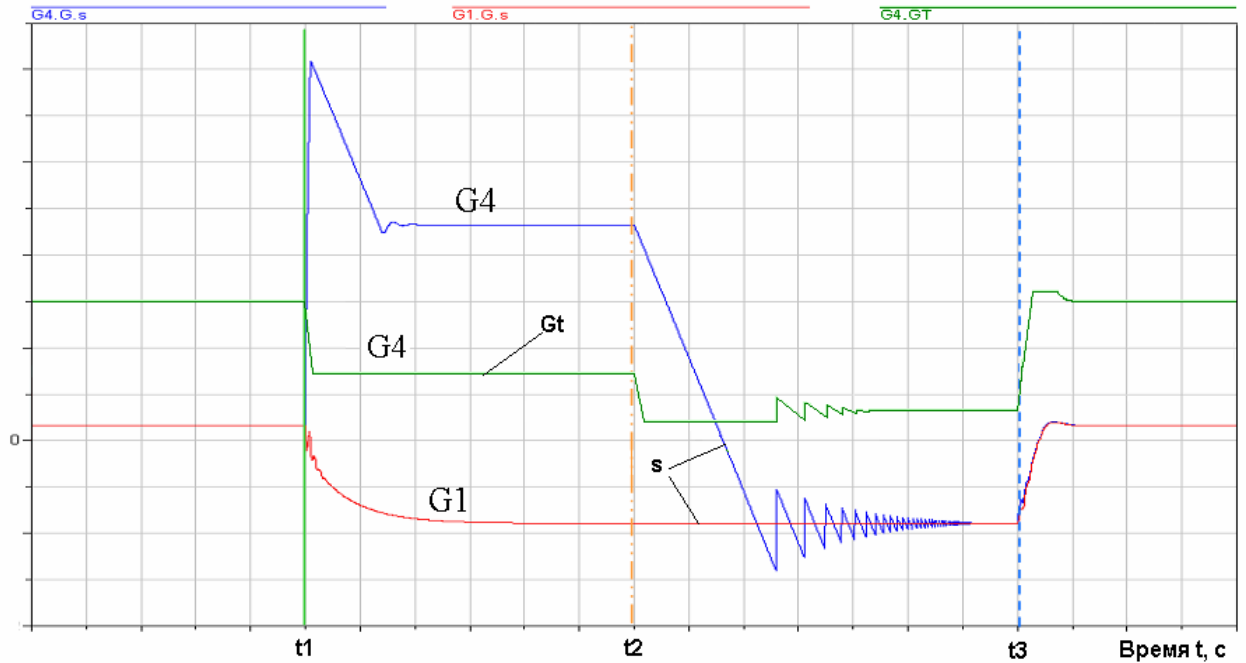


Рис. 4. Скольжения s роторов генераторов G1 и G4, подача топлива Gt генератора G4 при точной синхронизации.

На рис. 5 показано изменение напряжения во время пуска асинхронного двигателя большой мощности (соизмеримой с мощностью генератора). Включение двигателя происходило во время t_1 .

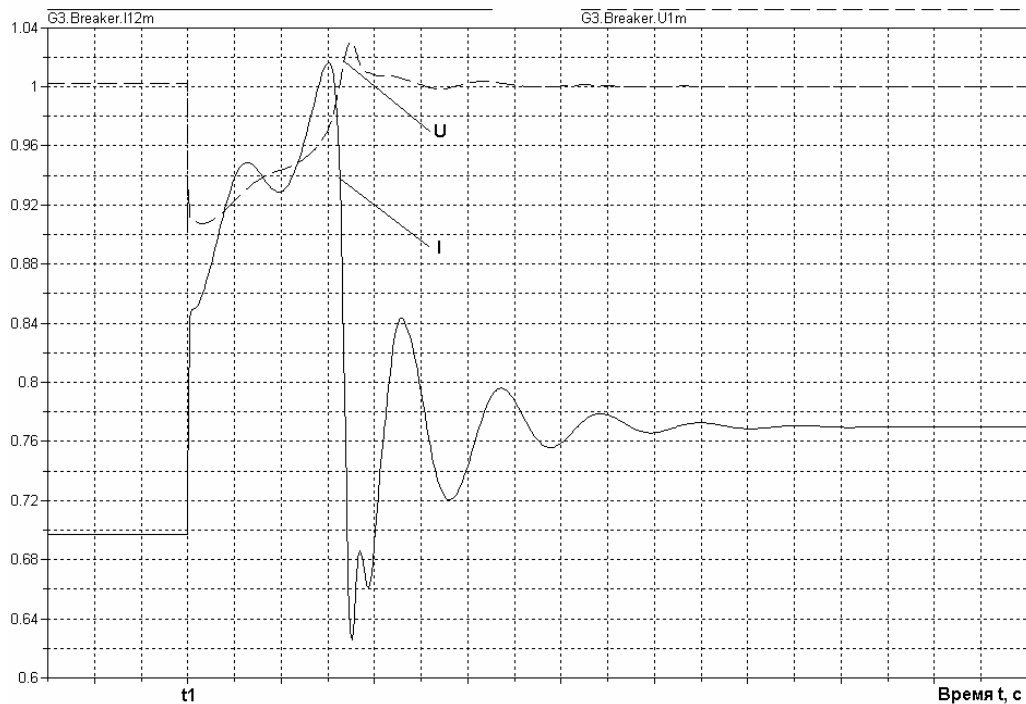


Рис. 5. График изменения напряжения U и тока I на генераторе во время пуска асинхронного двигателя, имеющего мощность соизмеримую с мощностью генератора; t_1 – время включения двигателя.

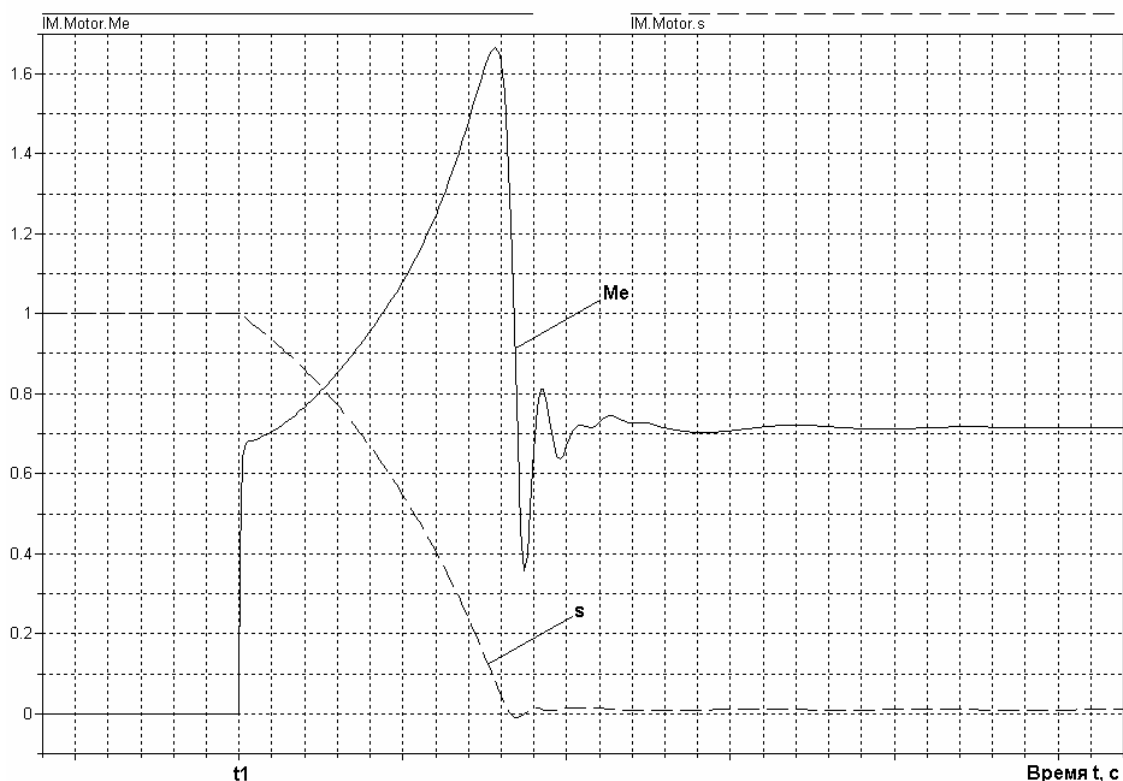


Рис. 6. График изменения момента и скольжения асинхронного двигателя во время его пуска; t_1 – время включения двигателя.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЕ

1. Разработана методика моделирования газотурбинного агрегата, на примере газотурбинного двигатель - генератора «Урал-4000» производства ОАО «Пермский моторный завод».
2. На основе математического описания элементов электростанции и приближенной термодинамической модели газотурбинной установки разработана комплексная модель много агрегатной газотурбинной электростанции учитывающая связь с энергосистемой. Данная модель построена на основе языка моделирования «Modelica», позволяющего реализовать моделирование электромеханических переходных процессов электростанции. Сходимость данной модели является гарантированной за счёт использования отработанных методов интегрирования.
3. На модели были исследованы следующие режимы работы электростанции:
 - аварийное отключение генератора;
 - автоматическое управление синхронизацией;
 - короткие замыкания;

- сброс и набор нагрузки;
 - пуск асинхронного двигателя большой мощности и т.д.
4. Предложен и исследован способ регулирования частоты вращения силовой турбины (СТ) с помощью вывального элемента на основе фильтров высокой и низкой частоты. Данный алгоритм регулирования частоты вращения (СТ) является действенным и обеспечивает надёжное регулирование газотурбинной установки в моменты изменения нагрузки.
 5. Рассмотрен ПИД – регулятор в качестве модели топливного регулятора. Сделан анализ и выводы по трём режимам работы, характерным для ГТЭС, при использовании ПИД-регулятора: работа на холостом ходу (без подключения генератора к энергосистеме), работа на выделенную нагрузку (один генератор обеспечивает электроэнергией определенное количество потребителей), и работа в энергосистеме (генератор вырабатывает электроэнергию, работая в общей сети, мощность которой по отношению к данному генератору можно считать бесконечной).
 6. Разработаны и исследованы алгоритмы распределения реактивной и активной мощности между агрегатами станции и алгоритм синхронизации газотурбинного блока. Исследования показали, что данные алгоритмы являются приемлемыми для управления работой многоагрегатной газотурбинной электростанции.

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

1. Першин П.И., Сирота С.В., Смоловик С.В. Математическая модель газотурбинной энергетической установки в составе САР // Труды СПбГПУ. Фундаментальные исследования в технических университетах: Материалы VII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы / 20-21 июня 2003 года, Санкт-Петербург. - СПб: Издательство СПбГПУ, 2003.
2. Першин П.И. Энергосбережение за счёт применения газотурбинных технологий для производства электроэнергии // Сборник докладов и тезисов политехнического симпозиума "Молодые ученые промышленности Северо-западного региона", 2005 г. / Спб.: Издательство СПбГПУ, 2005.
3. Першин П.И., Смоловик С.В. Регулирование газотурбинных установок в автономных системах энергоснабжения // Труды СПбГПУ. Фундаментальные исследования в технических университетах: Материалы IX Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы / 18-19 мая 2005 года, Санкт-Петербург. - СПб: Издательство Политехнического университета, 2005.
4. Першин П.И., Смоловик С.В., Павлов Г.М. Способы регулирования частоты вращения силовой турбины газотурбинных установок в автономных системах энергоснабжения // Журнал «Энергомашиностроение» 5/2005.