

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»
Уральский энергетический институт
Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

На правах рукописи



Полякова Ольга Юрьевна

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ
ДЕФИЦИТНОГО ЭНЕРГОРАЙОНА С ПГУ НА
ИЗОЛИРОВАННУЮ РАБОТУ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Паздерин Андрей Владимирович

Екатеринбург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ С ПГУ	12
1.1 Распространение ПГУ	12
1.2 Особенности конструкции ПГУ и систем регулирования.....	16
1.2.1 Общие сведения	16
1.2.2 Описание процессов в газовой турбине	17
1.2.3 Описание процессов в котле-утилизаторе	19
1.2.4 Описание процессов в паровой турбине	20
1.2.5 Описание систем регулирования.....	20
1.2.6 Влияние внешних условий на работу ПГУ	22
1.3 Требования к участию ПГУ в регулировании частоты.....	22
1.3.1 Нормативные требования к участию ПГУ в регулировании частоты в ЕЭС России.....	23
1.3.2 Нормативные требования к ПГУ в других странах	25
1.4 Проблемы, возникающие при эксплуатации ПГУ в условиях отклонения частоты	26
1.5 Опыт решения проблемы снижения мощности ПГУ при снижении частоты	31
1.6 Выводы по первой главе	37
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОПРОСОВ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ	39
2.1 Обзор моделей газовых турбин	39
2.2 Модель Роуена.....	42
2.2.1 Структура модели	42
2.2.2 Верификация	45
2.3 Модель котла-утилизатора и паровой турбины.....	47
2.4 Выводы по второй главе.....	50

ГЛАВА 3. ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ МОЩНОСТИ ПГУ ПРИ СНИЖЕНИИ ЧАСТОТЫ.....	51
3.1 Реакция ПГУ на снижение частоты	51
3.2 Особенности проведения испытаний по участию ПГУ в регулировании частоты	54
3.3 Действие АЧР при выделении энергорайона с ПГУ	58
3.4 Выводы по третьей главе	60
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ОТКЛОНЕНИЯ ЧАСТОТЫ ПРИ ОТДЕЛЕНИИ ЭНЕРГОРАЙОНА С ПГУ	62
4.1 Форсировка мощности ПГУ	62
4.1.1 Принцип действия форсировки мощности	62
4.1.2 Выбор формы сигнала форсировки мощности	65
4.1.3 Эффект от форсировки мощности	67
4.1.4 Общее описание алгоритма форсировки мощности	68
4.1.5 Описание блоков алгоритма форсировки мощности	70
4.1.6 Влияние форсировки мощности на объем отключаемой нагрузки ..	79
4.2 Регулирование напряжения в энергорайоне	80
4.3 Выбор пусковых факторов для разработанных алгоритмов	88
4.4 Сравнение алгоритма форсировки мощности с существующими мерами предотвращения снижения мощности ПГУ	95
4.5 Тестирование алгоритма форсировки мощности при работе ПГУ с другими типами установок	98
4.6 Выводы по четвертой главе	105
Заключение	107
Список терминов и сокращений	109
Список литературы	110
Приложение А. Основные уравнения и константы для модели ГТ.....	119
Приложение Б. Блоки MATLAB Simulink.....	122

Введение

Актуальность темы исследования. Частота напряжения электропитания является одним из важнейших показателей качества электрической энергии [1]. Требуемые значения частоты обеспечиваются с помощью автоматического и оперативного регулирования частоты.

Иерархически структура регулирования частоты делится на системы первичного, вторичного, третичного регулирования частоты. В случае возникновения больших небалансов мощности в действие вступает противоаварийная автоматика ограничения повышения/снижения частоты.

Изменение частоты возникает вследствие небаланса между мощностью, потребляемой нагрузкой, и мощностью, вырабатываемой электрическими станциями. При возникновении небаланса все системы регулирования частоты действуют на восстановление баланса мощности. Системы первичного, вторичного и третичного регулирования частоты реализуют резервы генерации, которые есть в энергосистеме. Противоаварийная автоматика действует на отключение генерации в случае повышения частоты или на отключение нагрузки в случае, когда частота снижается.

Первичный резерв реализуется одним из первых при возникновении небаланса мощности, тем самым препятствуя развитию аварии. Первичное регулирование частоты осуществляется с помощью частотных корректоров энергоблоков. Первичное регулирование подразделяется на общее (ОПРЧ) и нормированное (НПРЧ) регулирование частоты. В соответствии с СТО «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России» [2] все генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ. Для участия в НПРЧ выделяют некоторые электростанции. Участие в НПРЧ является системной услугой.

В связи с высокой степенью важности регулирования частоты АО «Системный оператор Единой энергетической системы» предъявляет жесткие требования к генерирующему оборудованию, участвующему в

первичном и вторичном регулировании частоты. Для проверки соответствия требованиям проводятся испытания генерирующего оборудования и определяется адекватность реакции на отклонение частоты. Однако, не всегда данные испытания позволяют выявить, как поведет себя установка в реальных условиях при достаточно больших отклонениях частоты. Таким образом, необходимо подробно изучать дополнительную информацию о генерирующем оборудовании, работающем в Единой энергосистеме (ЕЭС) России, особенно если это оборудование обеспечивает большую долю генерирующей мощности.

В настоящее время в энергосистеме России появляется большое количество новых генерирующих установок, среди них - парогазовые установки (ПГУ), газотурбинные установки (ГТУ), различные установки на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Таким образом, доля ПГУ и ГТУ с каждым годом неуклонно растет, постепенно заменяя традиционные паротурбинные установки, причем наиболее распространены обладающие более высокой эффективностью ПГУ.

Хотя первые энергетические ГТУ появились в середине XX века, на протяжении всего XX столетия паротурбинные установки (ПТУ) оставались самыми распространенными генерирующими установками. В процессе развития этих двух типов установок наметилась тенденция к комбинированию двух циклов: парового и газового. В 60-х годах XX века началась практическая эксплуатация ПГУ [3].

Многие развитые страны постепенно переходят на возобновляемые источники энергии, но, тем не менее, по-прежнему наблюдается рост мощностей, работающих на газе. Так, в соответствии с отчетами европейского системного оператора ENTSO-E, в 2016 – 2018 годах этот рост составил в сумме величину порядка 10 ГВт [4], [5].

В России активное внедрение ГТУ и ПГУ началось позже, чем в зарубежных странах. Это в первую очередь объясняется тем, что в СССР недооценивали возможности ГТУ и делали акцент на увеличении мощностей

ПГУ. Таким образом, уже в начале 90-х годов отмечалось значительное отставание технологий отечественного газотурбостроения от зарубежного. После перестройки большая часть промышленных предприятий остановилась, что привело к резкому снижению потребления, в связи с этим не было потребности в новых генерирующих мощностях. В настоящее время в России наращивание новой генерирующей мощности ведется по большей части за счет ПГУ и ГТУ [6].

В ЕЭС России паросиловые установки, которые исчерпали свой эксплуатационный срок, как правило, заменяют на ГТУ и ПГУ. Ввод дополнительных мощностей также осуществляется при помощи данных установок. Ввод в эксплуатацию установленной мощности генерирующего оборудования на основе газотурбинных и парогазовых установок в 2009 и 2010 годах составил 607 МВт и 1678 МВт (48% и 58% от общей величины введенной установленной мощности соответственно [7], [8]). В 2012, 2013 и 2014 годах ввод установленной мощности ПГУ и ГТУ составил 53%, 76% и 61% от общей введенной установленной мощности [9]–[11]. В 2015, 2016 и 2017 годах - 47%, 52% и 83% соответственно [12]–[14]. В 2018 году - 33% [15]. Таким образом, в России установленная мощность ПГУ на конец 2019 года достигла 26,3 ГВт, что составляет около 16% от установленной мощности тепловых станций в ЕЭС России [16] и более 10% от установленной мощности всех станций ЕЭС России. Также на перспективу до 2025 года планируется ввод новых крупных энергоблоков ПГУ с единичной мощностью 200 МВт и выше суммарной установленной мощностью около 1 ГВт [15].

Как показал опыт эксплуатации, в аварийных ситуациях с глубоким снижением частоты могут возникать проблемы, связанные с регулированием мощности ПГУ. В ряде случаев это связано с тем, что реакция газовых турбин отлична от реакции традиционных паротурбинных установок и при управлении ЭС это необходимо учитывать.

В настоящее время распространены установки, где компрессор расположен на одном валу с силовой турбиной. Одной из основных

особенностей таких установок является зависимость объема подачи воздуха в камеру сгорания, а следовательно, и мощности ПГУ от частоты сети. В случае снижения частоты снижается подача воздуха в камеру сгорания, а значит, снижается и максимальная мощность, выдаваемая установкой. Если при возникновении дефицита мощности ПГУ работала на уровне, близком к максимальному, это может привести к снижению выдаваемой установкой мощности, что еще больше увеличит дефицит.

Так как ЕЭС России является мощной и инерционной энергосистемой, глубокие снижения частоты, при которых проявляется данное явление, как правило, не возникают. Однако в ходе развития аварии нередко происходит отделение какой-либо части энергосистемы, вследствие чего в ней может произойти глубокое снижение частоты.

Настоящая работа посвящена исследованию реакции ПГУ на глубокое снижение частоты и разработке мер для предотвращения лавинообразного развития аварии в такой ситуации. В работе на основе математических моделей элементов энергосистемы рассмотрены различные схемно-режимные ситуации работы ПГУ на выделившийся дефицитный энергорайон. Предложен алгоритм форсировки мощности, который позволяет в первые секунды аварии поддержать частоту, тем самым не допуская перегрева и последующего снижения мощности ПГУ.

Степень научной разработанности темы исследования. Первыми вопросы реакции ПГУ на отклонение частоты начали поднимать зарубежные ученые. Наибольший вклад в исследование вопросов реакции ПГУ на отклонение частоты внесли такие ученые, как В. Роуен, Л. Меегахалола, Д. Флинн, П. Повербек, Д. Лэйлор. Также большие работы в этой части проводились научными группами таких организаций, как IEEE (Институт инженеров электротехники и электроники) и CIGRE (Международный совет по большим электрическим системам).

В отечественной науке на данный момент тоже было выполнено достаточно много исследований, направленных на изучение динамических

процессов в ПГУ и ГТУ. Наиболее крупные работы сделаны А.В. Давыдовым, Ю.А. Радиным, Н.В. Зорченко, А.С. Александровым, С.Р. Хуршудяном, А.С. Герасимовым, А.Н. Смирновым, С.Ю. Бурцевым, О.В. Бахмисовым. Однако в отечественных работах вопросам выделения ПГУ на изолированную работу при глубоких отклонениях частоты уделялось мало внимания, хотя с точки зрения сохранения бесперебойного электроснабжения потребителей это актуальная тема.

Цель исследования – разработка мер по поддержанию частоты в выделенном дефицитном энергорайоне с ПГУ.

Задачи исследования:

- Анализ изменения частоты и баланса мощности при отделении дефицитного энергорайона с генерацией в виде ПГУ;
- Разработка алгоритма предотвращения лавинообразного снижения частоты за счет форсировки мощности ПГУ;
- Разработка схемы изменения уставки автоматического регулятора возбуждения (АРВ) в целях снижения небаланса мощности при глубоких снижениях частоты в энергорайонах с ПГУ;
- Тестирование предложенных в работе мер для предотвращения глубокого снижения частоты при помощи вычислительных экспериментов в программном комплексе (ПК) MATLAB;
- Выбор необходимых пусковых факторов для реализации разработанных алгоритмов;
- Сравнение разработанных алгоритмов с существующими мерами, предназначенными для предотвращения глубокого снижения частоты в дефицитных энергорайонах с ПГУ;
- Анализ эффективности работы предложенных алгоритмов при выделении ПГУ на энергорайон с традиционными паросиловыми установками.

Объектом исследования являются энергорайоны с ПГУ, подверженные риску выделения на изолированную работу с дефицитом мощности.

Научная новизна работы:

- Обоснована необходимость учета возможного действия регулятора температуры, препятствующего набору мощности, при проведении испытаний ПГУ на участие в регулировании частоты;
- Предложена форсировка мощности ПГУ в качестве меры по предотвращению лавинообразного снижения частоты при выделении дефицитного энергорайона с ПГУ на изолированную работу;
- Разработан алгоритм форсировки мощности ПГУ при выделении дефицитного энергорайона с ПГУ на изолированную работу;
- Предложено применение алгоритма регулирования напряжения с целью снижения небаланса мощности в выделившемся энергорайоне, имеющем генерацию в виде ПГУ.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в разработке алгоритмов для снижения небаланса мощности и регулирования частоты в дефицитном энергорайоне с ПГУ. Данные алгоритмы позволяют не допустить лавинообразного развития аварии при выделении дефицитного энергорайона с ПГУ на изолированную работу и сократить объем нагрузки, отключаемой от автоматической частотной разгрузки.

Методы исследования. В ходе выполнения работы использовались методы теоретических основ электротехники; методы математического моделирования, параметрической оптимизации, методы моделирования и анализа электромеханических и тепломеханических переходных процессов. Для расчетов использовались программные комплексы MathCAD, MATLAB Simulink, RastrWin.

Основные положения диссертации, выносимые на защиту:

1. Результаты сравнения изменения мощности ПГУ при проведении испытаний с подачей имитирующего сигнала на частотный корректор и при моделировании изменения частоты в энергосистеме.
2. Алгоритм форсировки мощности ПГУ при выделении установки в составе дефицитного энергорайона на изолированную работу.
3. Алгоритм регулирования напряжения при выделении ПГУ в составе дефицитного энергорайона на изолированную работу.

Личный вклад автора заключается в разработке и тестировании алгоритмов регулирования ПГУ при выделении установки в составе дефицитного энергорайона на изолированную работу.

Достоверность полученных выводов подтверждена результатами вычислительных экспериментов, проведенных на математических моделях, признанных научным сообществом.

Апробация результатов работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, в период с 2015 по 2019 год, а также на 8 конференциях, в том числе:

1. Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» - Казань-2016, 2018, Самара-2017, Иркутск-2019.
2. Всероссийская конференция «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России» – Чебоксары, 2017.
3. The 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering, ICITEE 2017, Phuket, Thailand, 2017.
4. 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2018, Riga, Latvia.

5. 2019 16-th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Varna, Bulgaria, 2019.

Публикации

По результатам работы всего опубликовано 12 работ, в том числе в 6 изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Web of Science.

Структура работы

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 110 наименований и 2 приложений. Содержит 122 страницы, 56 рисунков и 5 таблиц.

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ С ПГУ

В данной главе представлены результаты анализа установленных генерирующих мощностей, свидетельствующие о широком распространении ПГУ в России и в мире. Кратко описана конструкция ПГУ. Более детально рассмотрены системы регулирования, влияющие на изменение мощности ПГУ при отклонении частоты. Представлены основные нормативные требования к участию ПГУ в регулировании частоты. Рассмотрены крупные аварийные ситуации, которые возникали в связи с некорректной работой ПГУ при отклонении частоты, приведен обзор литературы по проблеме снижения мощности ПГУ при снижении частоты. Также представлена информация об отделениях энергорайонов с ПГУ на изолированную работу в ЕЭС России, приведена статистика таких событий.

1.1 Распространение ПГУ

Во всем мире наблюдается устойчивый рост применения ПГУ. Распространение настоящих установок с каждым годом возрастает, их выбор обусловлен несколькими важными факторами: в отличие от установок на основе ВИЭ они являются стабильными в выработке мощности, а в сравнении с традиционными ПТУ - более эффективными и экологичными.

На сегодняшний день ПГУ имеют коэффициент полезного действия (КПД) порядка 60%. Есть перспективы получить КПД 65% и даже выше [17]. В случае с ПТУ при решении существующих научных проблем наиболее реальным представляется получение КПД не более 46 – 49%, что значительно ниже, чем у ПГУ. Если сравнивать стоимость строительства ПТУ и ПГУ, то у ПТУ она окажется выше приблизительно в 2-4 раза.

Экологические аспекты очень важны в современном мире. В настоящее время во всех странах отмечается непрекращающийся рост потребления электроэнергии. В связи с этим делается упор на возобновляемую электроэнергетику. Существует много проблем и вопросов, связанных с ВИЭ.

Стоимость электроэнергии от ВИЭ с каждым годом становится ниже, но, тем не менее, она все еще выше, чем у традиционных установок. Кроме того, существует большое количество вопросов, связанных с управлением режимами при большом объеме мощности, вырабатываемой ВИЭ, из-за стохастического характера их выработки. По этим причинам, несмотря на большой объем ВИЭ во всем мире, основой выработки электроэнергии остается традиционная генерация. ПГУ и ГТУ являются одними из наиболее экологичных генерирующих установок традиционного типа.

Рисунок ниже отражает данные из годового отчета европейского системного оператора ENTSO-E [18]. Как можно заметить, несмотря на значительный рост установленной мощности ВИЭ, возникший в последнее время, установки на сгораемом топливе составляют более 40%.

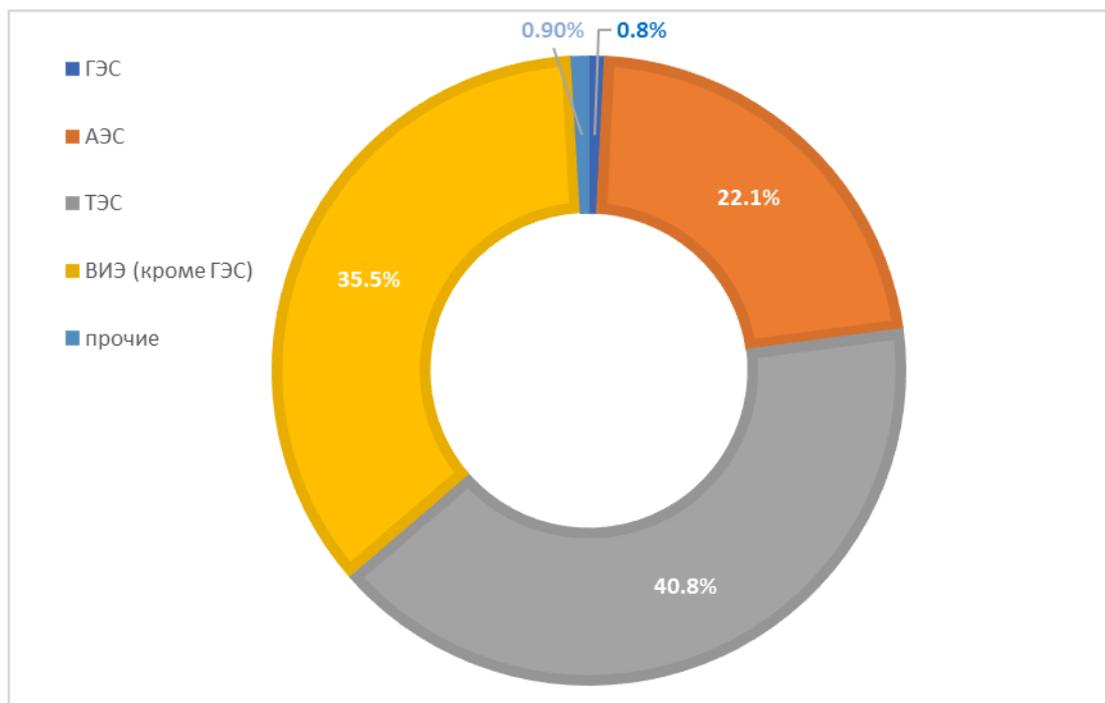


Рисунок 1.1 – Структура установленной мощности в Европе на конец 2018 года

В целом, во всем мире помимо перехода на возобновляемые источники идет перевод тепловых станций с угля на газ. При переходе на газ предпочтение отдается ПГУ [19].

Установки на основе газовых турбин (ГТ) обладают лучшими маневренными характеристиками по сравнению с ПТУ, поэтому они могут работать в часы пиковых нагрузок. На рисунке 1.2 представлены

характеристики маневренности ГТ [20]. Из рисунка видно, что ГТ может набрать достаточно большой объем мощности за несколько секунд. Стандарты в области первичного регулирования частоты регламентируют объем, который необходимо набрать ПГУ за определенное время (см. раздел 1.3). В связи с тем, что из-за большой инерции котла-утилизатора паровая турбина (ПТ) набирает мощность медленно, в первые моменты основной объем мощности набирается за счет ГТ, а затем, по мере увеличения мощности ПТ, мощность ГТ снижается.

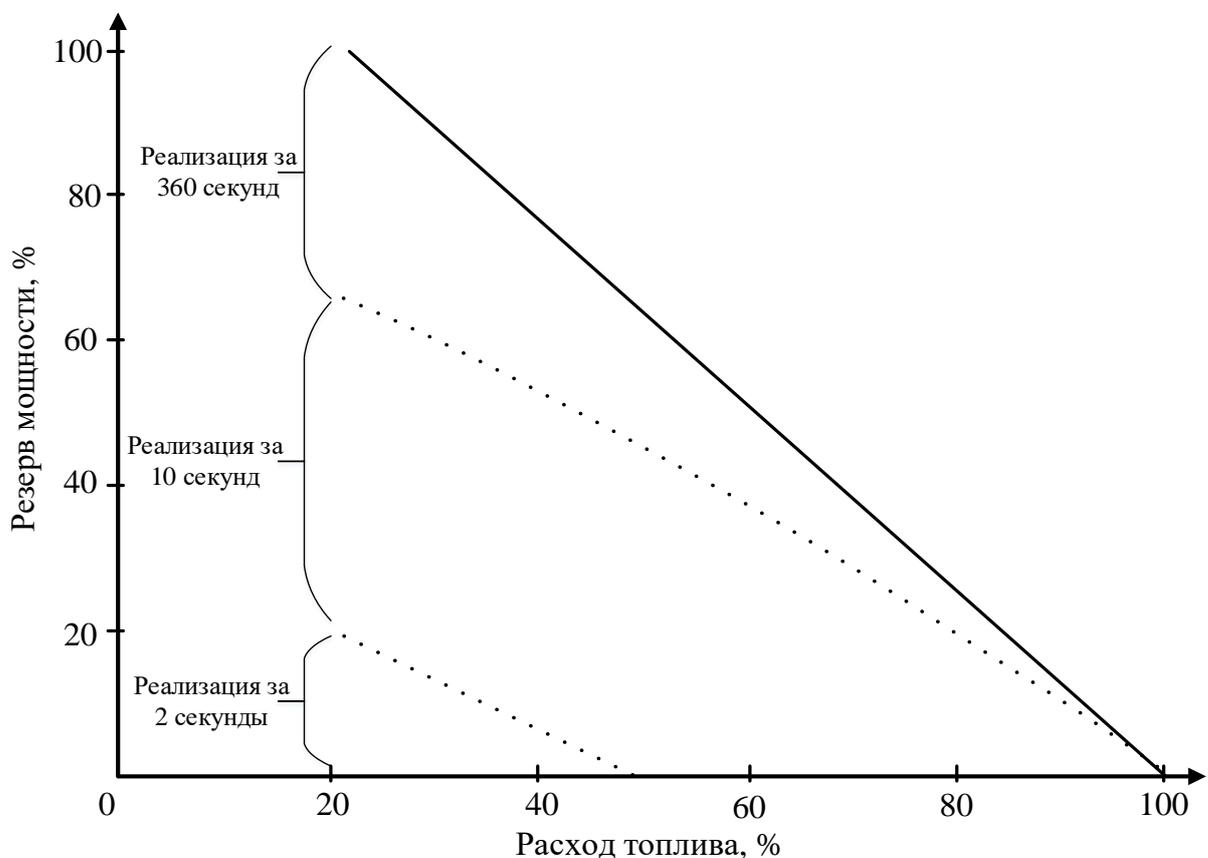


Рисунок 1.2 – Скорость реализации первичного резерва ГТ

Такие преимущества ПГУ привели к тому, что на конец 2019 года их установленная мощность в России составляла около 26,3 ГВт [16].

Графики, иллюстрирующие объем вводов ПГУ в ЕЭС России, приведены на рисунках 1.3, 1.4 [16], [21]–[27].



Рисунок 1.3 – Объем ввода мощностей ПГУ в ЕЭС России по годам



Рисунок 1.4 – Объем ввода мощностей ПГУ в ЕЭС России относительно суммарной введенной мощности по годам

Как видно из приведенных графиков объем ввода мощностей в виде ПГУ в России составлял 1-3 ГВт, что в процентном соотношении составляет примерно 50% от общей вводимой мощности. Данное значение является еще более существенным, если принять во внимание, что большую часть остальной введенной генерации составляют ВИЭ, коэффициент использования установленной мощности которых приблизительно равняется 15%, в то время как для тепловых электростанций он составляет

более 50%. Таким образом можно заключить, что ПГУ вырабатывают всё более значительную долю мощности в ЕЭС России.

Такой значительный объем установленной мощности приводит к тому, что влияние поведения данных установок на работу энергосистемы становится существенным и требует особого внимания.

1.2 Особенности конструкции ПГУ и систем регулирования

1.2.1 Общие сведения

Простейшая парогазовая установка состоит из газовой турбины, паровой турбины, котла-утилизатора и электрического генератора. В установке может быть различное количество газовых турбин, котлов-утилизаторов и генераторов.

Основными типами конструкции ПГУ являются [28]:

- одновальные моноблочные (1 ГТ+ 1 ПТ, турбины находятся на одном валу с генератором);
- двухвальные моноблочные (1 ГТ+1 ПТ, каждая турбина работает на свой генератор);
- дубль-блочные (2 ГТ + 1 ПТ, каждая турбина работает на свой генератор);
- три-блочные (3 ГТ + 1 ПТ, каждая турбина работает на свой генератор).

В России наибольшее распространение получили двухвальные моноблочные и дубль-блочные установки, где турбины находятся на своих валах и работают каждая на свой генератор. Поэтому далее будут рассматриваться установки именно такого типа. Принципиальная схема ПГУ двухвального моноблочного типа показана на рисунке 1.5. Представленная установка состоит из ГТ и ПТ. Подробное описание процессов, происходящих в каждой ее части, приведено в следующих подразделах.

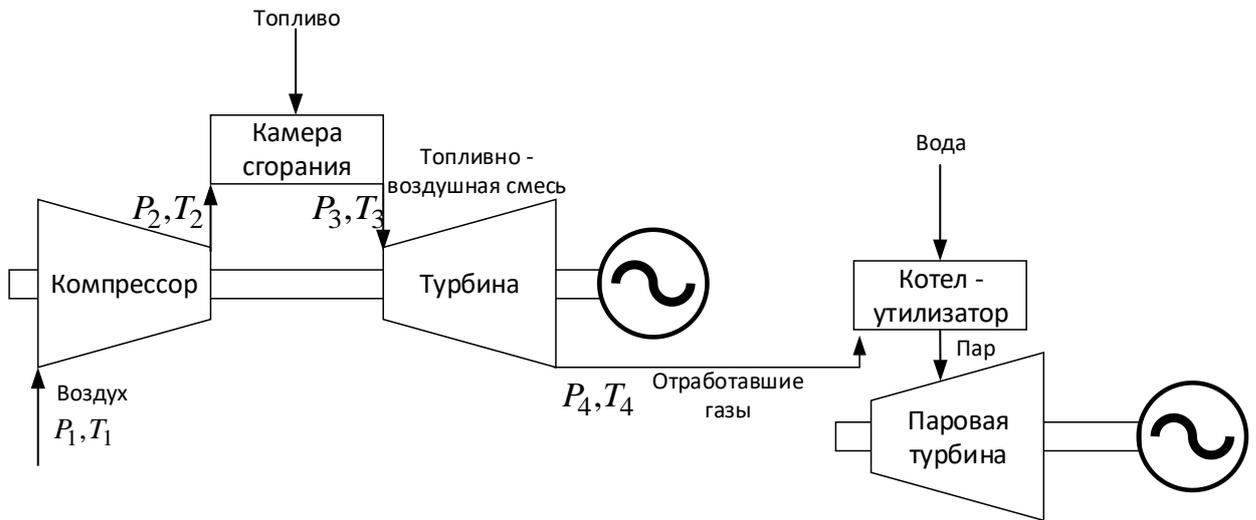


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема ПГУ

Как уже было отмечено, основным преимуществом ПГУ является высокий КПД, который значительно выше, чем КПД паротурбинных установок. Высокий уровень эффективности достигается за счет большего использования энтальпии, образующейся при процессе горения, посредством комбинации цикла Брайтона в ГТ и цикла Ренкина в ПТ. Если газотурбинные установки с одним циклом обладают КПД 30-35%, то ПГУ обладают КПД, превышающим 55%.

Таким образом, ПГУ представляют собой интеграцию двух циклов: высокотемпературного цикла (цикл Брайтона) и низкотемпературного цикла (цикл Ренкина). Эти два цикла связаны посредством передачи энергии от высокотемпературного к низкотемпературному циклу, эта передача осуществляется через котел-утилизатор (КУ).

1.2.2 Описание процессов в газовой турбине

ГТ состоит из компрессора, камеры сгорания и турбины, работающей по циклу Брайтона. Кроме того, ГТ оснащается системой подачи воздуха, системой выхлопа, вспомогательными устройствами и системами регулирования.

Идеальный цикл Брайтона показан на рисунке 1.6 фигурой 1 – 2 – 3 – 4 - 1 [29].

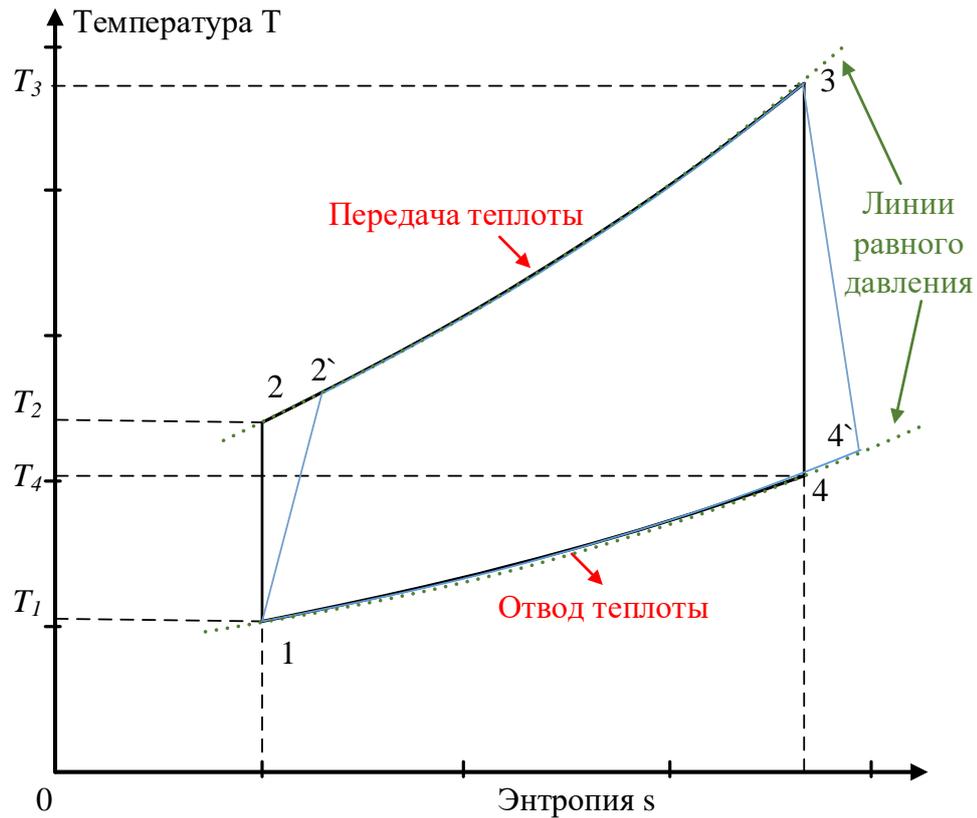


Рисунок 1.6 – Цикл Брайтона на T, s – диаграмме

Воздух поступает в компрессор при давлении P_1 и температуре T_1 (рисунок 1.5), где сжимается адиабатически, проходя через ряды подвижных и неподвижных лопаток. На каждом ряду вращающиеся лопатки добавляют кинетическую энергию воздуху, нагревая его до температуры T_2 , в то время как неподвижные лопатки преобразуют кинетическую энергию в потенциальную энергию посредством увеличения давления воздуха до величины P_2 . Воздух, выходящий из компрессора, смешивается с топливом, в результате чего происходит процесс горения. Горение происходит при постоянном давлении. Горячие газы, образующиеся в результате процесса горения, входят в турбину при давлении P_3 и температуре T_3 . Там они расширяются в турбине, которая вращает генератор и компрессор. Постепенно газы расширяются до конечного давления P_4 , близкого к атмосферному, охлаждаются до температуры T_4 . В результате расширения газов происходит вращение турбины и выработка электрической мощности.

Уходящие газы и их температура непосредственно влияют на мощность паровой части. Расход топлива соответствует мощности ГТ. Соотношение расхода топлива и расхода воздуха определяют температуру газов на выходе из камеры сгорания. Поток топлива и поток воздуха регулируются на основе измерения температуры уходящих газов и давления воздуха перед компрессором для поддержания температуры на заданном уровне.

Поток воздуха может изменяться путем коррекции положения лопаток входного направляющего аппарата. При снижении потока воздуха температура уходящих газов остается на необходимом уровне даже при снижении загрузки. При эксплуатации требуется поддерживать достаточно высокий уровень температуры по условию наибольшей эффективности котла-утилизатора. Когда загрузка ГТ близка к номинальной, лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) полностью открыты. Поток воздуха является функцией от угла лопаток ВНА, температуры наружного воздуха, атмосферного давления и скорости вращения вала.

1.2.3 Описание процессов в котле-утилизаторе

КУ является связывающим звеном между процессами, протекающими в газовой и паровой турбинах. КУ разделяют на две основных категории:

- КУ без дополнительного дожигания.

В данном типе КУ не происходит дополнительного сжигания топлива, то есть вся энергия, производимая ПТ, полностью зависит от ГТ. Большинство ПГУ, эксплуатирующихся в настоящее время, используют именно этот тип КУ.

- КУ с дополнительным дожиганием.

Дополнительное дожигание используется на тех ПГУ, где загрузку ПТ необходимо регулировать независимо от ГТ.

Задачей КУ является преобразование энергии уходящих газов в пар. После подогрева в экономайзере вода поступает в барабан, где несколько охлаждается. Из барабана она идет в испаритель и в качестве пароводяной смеси возвращается обратно в барабан, где пар отделяется от воды.

Насыщенный пар проходит из барабана в пароперегреватель, где достигает максимальной температуры. Более современные КУ имеют прямоточную конструкцию.

1.2.4 Описание процессов в паровой турбине

В зависимости от мощности ПТ может быть с одним цилиндром или с несколькими цилиндрами.

В составе ПГУ ПТ может работать в двух разных режимах: в режиме со скользящим давлением и в режиме с постоянным давлением. На практике данные режимы работы переключаются в зависимости от текущей загрузки.

В режиме со скользящим давлением дроссельные или регулирующие клапаны находятся в полностью открытом состоянии. Давление пара зависит от массы потока пара, входящего в турбину. Таким образом, загрузка ПТ зависит от массы потока и не контролируется напрямую. То есть в данном режиме загрузка ПТ может регулироваться только посредством изменения загрузки ГТ или дополнительного дожигания, если такая возможность присутствует. В большинстве случаев при эксплуатации вблизи номинальной мощности ПГУ работает в режиме со скользящим давлением.

При работе в режиме с постоянным давлением положение регулирующих клапанов изменяется, чтобы перекрыть поток пара для поддержания давления на желаемом уровне. Путем частичного перекрытия потока пара можно достигнуть большей эффективности при неполной загрузке ПТ.

1.2.5 Описание систем регулирования

Основными системами регулирования, которые влияют на мощность ПГУ, являются частотный корректор и регулятор температуры.

Частотный корректор

Принцип действия корректора частоты ПГУ не отличается от принципа действия регулятора обычной паротурбинной установки. Частотный корректор дает уставку на изменение подачи топлива в зависимости от отклонения частоты от номинального значения.

При параллельной работе с энергосистемой генерирующие установки, как правило, работают в режиме статического регулирования. Коэффициенты статизма определяют распределение небаланса между генерирующими установками.

Регулятор температуры

Основная цель регулятора температуры состоит в том, чтобы поддерживать на заданном уровне температуру газов на входе в турбину, а также на выходе из нее. Это обеспечивается с помощью измерения температуры газов на выходе из турбины (T_2 на рисунке 1.5) и сравнения этой величины с допустимым значением. Температура уходящих газов контролируется в связи с тем, что она значительно ниже, чем температура газов на входе в турбину, поэтому на выходе из турбины значительно проще установить термомпару. Таким образом, температура на входе в турбину контролируется через уравнения взаимосвязи величин температур газов на входе и выходе из турбины.

В нормальном режиме температура уходящих газов поддерживается на номинальном уровне по условию наибольшей эффективности котла-утилизатора. Температура в камере сгорания зависит от соотношения подачи воздуха и топлива. При увеличении подачи топлива температура увеличивается и наоборот. При увеличении подачи воздуха температура снижается и наоборот. Таким образом, температура может регулироваться либо за счет изменения подачи топлива, либо за счет изменения подачи воздуха. В первую очередь стремятся действовать на изменение подачи воздуха, так как изменение подачи топлива приводит к изменению мощности установки. Поэтому сигнал на изменение подачи топлива формируется со значительно большей выдержкой времени, чем сигнал на изменение подачи воздуха.

Изменение подачи воздуха производится за счет изменения положения лопаток ВНА. Регулирование их положения производится с помощью пропорционально-интегрального регулятора, который реагирует на

отклонение температуры от уставки. В современных ГТ может быть до трех рядов лопаток ВНА, что позволяет снижать загрузку ГТ до 40% без снижения температуры. Если загрузка снижается ниже 40%, температура газов также понижается, потому что нет возможности снижать подачу воздуха далее.

1.2.6 Влияние внешних условий на работу ПГУ

Внешние условия существенно влияют на производительность ПГУ. Как правило, ПГУ рассчитывается на номинальные внешние условия: температуру наружного воздуха 15°C, атмосферное давление 1,013 бар, относительную влажность 60%. При любых других условиях производительность установки изменяется. Из перечисленных факторов наибольшее влияние оказывают изменения температуры наружного воздуха и атмосферного давления.

Увеличение наружной температуры или снижение атмосферного давления приводит к снижению плотности воздуха, а значит, уменьшает поток воздуха, поступающего в компрессор. Вследствие того, что снижается поток воздуха, снижаются давление в турбине и вырабатываемая мощность. Это основная причина изменения мощности ПГУ. Изменение давления оказывает аналогичное действие на эффективность работы ПГУ, так как при снижении давления снижается плотность воздуха, поступающего в компрессор.

При увеличении относительной влажности воздуха мощность ПГУ тоже увеличивается. Это связано с тем, что высокая влажность приводит к большей величине падения энтальпии и, следовательно, к большей производительности котла-утилизатора [30].

1.3 Требования к участию ПГУ в регулировании частоты

ПГУ являются достаточно маневренными установками. Вследствие этого они могут вносить значительный вклад в регулирование частоты. В связи с особенностями их конструкции есть ряд моментов, которые необходимо учитывать при привлечении ПГУ к регулированию частоты. К примеру, при повышении частоты установка должна снизить мощность. Наиболее эффективным в этом плане будет закрытие регулирующего клапана

ПТ, так как при этом достигается быстрое снижение мощности установки за счет уменьшения подачи пара. Снижение подачи топлива на ГТ является более длительным процессом.

При снижении частоты процесс регулирования должен идти наоборот. ПТ в этом случае не может набрать мощность в первые моменты времени в связи с тем, что она работает на скользящих параметрах, и, следовательно, ее мощность полностью зависит от энергии газов, поступающих в котел утилизатор из ГТ. С другой стороны, в рассматриваемых условиях мощность ГТ можно достаточно быстро увеличить. Таким образом, в первые моменты снижения частоты всю необходимую первичную мощность берет на себя ГТ, а затем снижает ее по мере набора мощности ПТ. Стоит заметить, что набор мощности ПТ занимает несколько минут из-за большой инерции ПТ.

Далее показано, что особенности работы ПГУ при отклонениях частоты в существующих отечественных требованиях напрямую не обозначены и не отражены в методике испытаний в отличие от требований, действующих в европейских странах.

1.3.1 Нормативные требования к участию ПГУ в регулировании частоты в ЕЭС России

Использовать ПГУ в целях регулирования частоты в ЕЭС России начали относительно недавно. Основные исследования в этой области проводились около 8-10 лет назад [28], [31].

В соответствии с требованием СТО «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России» [2] в первичном регулировании должно участвовать все генерирующее оборудование за исключением некоторых энергоблоков атомных электростанций (АЭС). Для всех генерирующих блоков в части ОПРЧ установлены общие требования по коэффициенту статизма, величине зоны нечувствительности и т.п. Также существуют требования по динамике реализации требуемой первичной мощности. В них для ПГУ предъявляются более строгие требования, чем для теплоэлектростанций (ТЭС) с другими установками.

Для участия в ОПРЧ характеристики ПГУ должны удовлетворять следующим требованиям:

1. При отклонении частоты, вызвавшем необходимость реализации первичной мощности, установка должна гарантированно реализовать первичную мощность в объеме до 10% от номинальной мощности установки в пределах регулировочного диапазона.
2. Динамика реализации первичной мощности:

Требуемая первичная мощность, о.е., от номинальной мощности установки	Максимальное время реализации, с
2,5	15
5	30
10	120

3. Если требуемая первичная мощность превышает 10% от номинальной мощности установки, то 10% должно быть реализовано за время не более 120 с.

Более жесткие требования предъявляются к установкам, участвующим в НПРЧ. Парогазовые установки начали участвовать в НПРЧ в 2013 году. В соответствии с СТО «Нормы участия парогазовых и газотурбинных установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности» [32] ПГУ (ГТУ), участвующие в НПРЧ, должны держать резерв на загрузку (разгрузку) не менее 5%. Динамика реализации данного резерва такая же, как для установок, участвующих в ОПРЧ. Основные требования к ПГУ в части ОПРЧ и НПРЧ сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1. – Требования к ПГУ в части ОПРЧ и НПРЧ

Наименования критерия	ОПРЧ	НПРЧ
Величина зоны нечувствительности	Не более 0,05 Гц – электрогидравлические регуляторы. Не более 0,15 Гц – гидравлические регуляторы.	Не более 0,02 Гц
Величина мертвой полосы	Не более 0,075 Гц.	Не более 0,02 Гц с возможностью ее расширения до величины не менее 0,075 Гц
Величина статизма по мощности	4-5%	4-6%
Величина резерва первичного регулирование	Не нормируется	±5%
Динамика изменения мощности при изменении частоты, вызывающем необходимость реализации 10% (для ОПРЧ) или 5% (для НПРЧ) номинальной мощности генерирующего оборудования	1. реализация первичной мощности в объеме 2,5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 15 с; 2. реализация первичной мощности в объеме 5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 30 с; 3. реализация первичной мощности в объеме 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 2 мин.	1. реализация первичной мощности в объеме 2,5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 15 с; 2. реализация первичной мощности в объеме 5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 30 с.

Допуск оборудования к участию в ОПРЧ и НПРЧ производится после испытаний. Испытания проводятся путем подачи сигнала, имитирующего изменение частоты, на датчик частоты.

1.3.2 Нормативные требования к ПГУ в других странах

Документы европейского системного оператора ENTSO-E освещают проблему снижения мощности ПГУ, которая будет более подробно рассмотрена в следующих разделах. Сейчас же упомянем недавно изданный документ «Максимально допустимое снижение активной мощности при снижении частоты» [33], который носит руководящий характер. Цель данного

документа заключается в том, чтобы помочь определить основные критерии для создания требований в части допустимого снижения мощности при снижении частоты, которые должны разрабатываться на национальном уровне в европейских странах.

Для выработки адекватных требований в этом документе сформулированы цели и даны пояснения по согласованию с другими требованиями в части регулирования частоты. Также приведены внешние факторы, связанные с особенностями выработки электроэнергии на электростанциях. Как раз среди данных факторов прописаны особенности ПГУ при снижении частоты. В качестве решения данной проблемы предлагается регулировать ВНА и расширить температурный диапазон.

1.4 Проблемы, возникающие при эксплуатации ПГУ в условиях отклонения частоты

Частота является одним из важнейших параметров качества электроэнергии. Значение частоты определяется балансом мощности в энергосистеме. В случае отклонения мощности генерации от мощности нагрузки происходит изменение частоты. Уровень отклонения частоты определяется относительной величиной возникшего небаланса.

ЕЭС России является крупной энергосистемой, ее установленная мощность на конец 2018 года составила 243 243,2 МВт [27]. В такой крупной энергосистеме отключение даже самого мощного генератора не вызовет значительных отклонений частоты, так как доля этой генерации в составе установленной мощности невелика. Отклонение частоты можно приблизительно определить по следующей формуле (без учета регулирующего эффекта нагрузки):

$$\Delta f = \frac{\Delta P \cdot f_{\text{НОМ}} \cdot s}{P_{\text{НОМ}}}, \quad (1.1)$$

где ΔP – величина небаланса мощности, $f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота (для ЕЭС России 50 Гц), s – величина статизма, $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генерации.

Как правило, коэффициент статизма на электростанциях составляет около 5%. Самый крупный блок в ЕЭС России имеет мощность 1200 МВт, таким образом, отклонение частоты, даже если в работе находится 100 тыс. МВт генерации, составит:

$$\Delta f = \frac{1200 \cdot 50 \cdot 0,05}{100\,000} = 0,03 \text{ Гц.}$$

Однако значительное отклонение частоты может возникнуть при отделении энергорайона от ЕЭС. В этом случае отделяющийся энергорайон, как правило, имеет небольшую установленную мощность. Тогда уже сравнительно небольшой дефицит мощности может привести к провалу частоты. Так для энергорайона с установленной мощностью 300 МВт дефицит мощности 100 МВт приведет к снижению частоты на 0,8 Гц.

Таким образом, для ликвидации небалансов мощности в ЕЭС России обычно достаточно средств ОПРЧ, НПРЧ и вторичного регулирования. При выделении энергорайона на изолированную работу с небалансом мощности в большинстве случаев начинает отрабатывать автоматика. При выделении на избыток – автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), на дефицит – автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), а именно автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотная делительная автоматика (ЧДА).

Вопросам выделения энергорайонов на изолированную работу уделяется достаточно большое внимание. В таблице 1.2 представлено количество выделений энергорайонов на изолированную работу в ЕЭС России и их продолжительность по времени [11]. Из таблицы видно, что разделения случаются не редко и необходимо быть к ним готовыми, чтобы предотвратить погашение выделившегося энергорайона и как можно быстрее восстановить его синхронную работу.

Таблица 1.2. – Время изолированной работы различных энергорайонов ЕЭС России

Квартал, год	Количество	Суммарное время изолированной работы
3 кв 2019	14	8 ч 50 мин
2 кв 2019	11	42 ч 5 мин
1 кв 2019	4	8 ч 15 мин
4 кв 2018	10	47 ч 14 мин
3 кв 2018	3	37 мин
2 кв 2018	15	7 ч 48 мин
1 кв 2018	7	16 ч 37 мин
4 кв 2017	2	1 ч 34 мин
3 кв 2017	11	36 ч 35 мин
2 кв 2017	8	4 ч 44 мин
1 кв 2017	0	0 ч 0 мин
4 кв 2016	1	6 ч 19 мин
3 кв 2016	14	33 ч 38 мин
2 кв 2016	3	2 ч 0 мин
1 кв 2016	16	223 ч 20 мин
4 кв 2015	6	12 ч 3 мин
3 кв 2015	5	152 ч 23 мин
2 кв 2015	10	6 ч 26 мин
1 кв 2015	5	9 ч 32 мин

ПГУ имеют существенные отличия от традиционных ПТУ. Эти отличия влияют на реакцию ПГУ при отклонении частоты от номинального значения.

В нормальных условиях ГТ работают с избыточной подачей воздуха в камеру сгорания. Это связано с тем, что при низком расходе воздуха температура в камере сгорания будет слишком высокой, что удорожает конструкцию. Кроме того, такой режим позволяет работать с достаточно низким выбросом оксида азота в атмосферу [34]. При этом соотношение топливо/воздух должно быть таким, чтобы поддерживать температуру на выходе из турбины на номинальном уровне по условию наибольшей эффективности работы котла-утилизатора.

Такие условия работы могут привести к ряду проблем при отклонениях частоты. Отклонение частоты влечет за собой изменение скорости вращения компрессора и, как следствие, изменение объема подачи воздуха на турбину. Увеличение частоты может привести к срыву пламени, а снижение частоты - к

перегреву. Причем данные явления более характерны для ПГУ, чем для ГТУ, так как ГТУ не требуется поддерживать температуру в камере сгорания на определенном уровне.

Если в ПГУ отсутствует дополнительное дожигание топлива в котле-утилизаторе, то при снижении частоты регулирование производится преимущественно ГТ. ПТ всегда следует за ГТ.

После изменения загрузки ГТ загрузка ПТ изменяется автоматически с задержкой по времени в несколько минут, зависящей от времени реакции котла-утилизатора. Иногда предлагается независимая система регулирования загрузки газовой и паровой турбин. Но такая система потребует постоянного дроссельного регулирования ПТ, что приведет к снижению эффективности работы установки. Так как ГТ генерирует примерно две трети суммарной мощности установки, предпочтительно регулировать мощность только посредством ГТ, тем более, что современные ГТ быстро реагируют на изменение частоты и могут компенсировать задержку реакции ПТ [30].

Все рассмотренные далее негативные процессы в основном относятся к тем установкам, где компрессор расположен на одном валу с силовой турбиной (такой тип установок наиболее распространен). В этих установках скорость вращения компрессора, а значит и объем подачи воздуха, связаны с частотой сети.

При увеличении частоты частотный корректор реагирует снижением уставки на подачу топлива. В связи с тем, что частота выросла, скорость компрессора увеличивается, что приводит к увеличению подачи воздуха в камеру сгорания. Из-за снижения подачи топлива и увеличения подачи воздуха снижается температура в камере сгорания. ПГУ обладает регулятором положения лопаток ВНА, поэтому закрытием данных лопаток снижается подача воздуха. У ГТУ отсутствует данный регулятор, поэтому устанавливается более значительное отклонение температуры.

Таким образом, при значительных повышении частоты соотношение топливо/воздух может снизиться до недопустимых значений и привести к

срыву пламени [34]. Исследования показывают, что при увеличении загрузки ПГУ увеличивается и допустимая скорость снижения частоты, при которой не происходит срыва пламени.

При коротких замыканиях скорость изменения частоты выше, чем при отключении нагрузки. После отключения короткого замыкания частота начинает восстанавливаться. В связи с этим восстанавливается частота вращения компрессора и, как следствие, подача воздуха в камеру сгорания. Из-за того, что регулирование подачи воздуха у ПГУ имеет инерционный характер, при восстановлении частоты температура повышается свыше номинального значения, в то время как у ГТУ она постепенно стремится к номинальному значению.

Таким образом, в результате действия регулятора положения лопаток входного направляющего аппарата изменение температуры происходит в более широком диапазоне, чем у ГТУ.

При коротком замыкании вероятность срыва пламени зависит от текущей загрузки ПГУ. При увеличении загрузки «размах» колебаний температуры увеличивается, а значит, увеличивается и вероятность срыва пламени. Естественно, вероятность срыва пламени зависит от скорости изменения частоты, а следовательно, от инерционных характеристик генератора и нагрузки. Кроме того, зависимость нагрузки от напряжения также влияет на возможность возникновения срыва пламени. Если нагрузка в большой степени зависит от напряжения, то при коротком замыкании она резко снизится. Это приведет к увеличению небаланса, и как следствие, к более резкому росту частоты.

В качестве возможных мер по предотвращению негативных последствий предлагается ввод задержки на повторное открытие лопаток ВНА при резких колебаниях частоты. Также предлагается вывод действия сигнала регулятора температуры на изменение подачи топлива, если фиксируется большая скорость изменения частоты или температуры.

Что касается снижения частоты, то там наблюдается обратная ситуация. Компрессор замедляется вместе с турбиной и, следовательно, падает объем подачи воздуха в камеру сгорания. Это приводит к повышению температуры газов и, как следствие, к действию регулятора температуры на снижение подачи топлива. Более подробно этот вопрос рассмотрен в главе 3.

1.5 Опыт решения проблемы снижения мощности ПГУ при снижении частоты

Исходной точкой для изучения вопросов изменения мощности ПГУ при снижении частоты стала авария в одном из регионов Малайзии в 1996 году [35]. На момент аварии в этом регионе генерация ГТУ и ПГУ составляла приблизительно 67%. Еще 22% вырабатывали обычные паросиловые установки и 11% гидроэлектростанции. Причиной аварии стал отказ выключателя и некорректная работа релейной защиты, что повлекло за собой потерю большого объема генерации. В результате этого частота начала резко снижаться. Как и ожидалось, станции, где был резерв, начали набирать мощность, но уже через 2-3 секунды после начала аварии часть ПГУ стали снижать выработку мощности, что привело к дальнейшему снижению частоты, отключению генерации и полному погашению энергосистемы через 12 секунд после начала аварии.

На тот момент на данную тему не проводилось никаких исследований, но уже дважды было замечено, что за снижением частоты может последовать снижение выработки мощности ПГУ. Однако в предыдущих ситуациях снижение частоты не было таким быстрым, и система восстанавливалась после работы АЧР. После этой аварии было выяснено, что снижение выработки мощности обусловлено снижением подачи воздуха, а также действием регулятора температуры.

В настоящее время в мире данной проблеме уделяется больше внимания. В европейских странах указание величины допустимого снижения мощности при отклонении частоты уже стало обязательным пунктом требований к генерирующему оборудованию, работающему в составе энергосистемы [33].

В основном для установок допускается снижение мощности не более чем на 10% на 1 Гц при их параллельной работе с энергосистемой. Однако, к примеру, для энергосистемы Великобритании и Ирландии определено более жесткое ограничение на уровне 2% на 1 Гц, так как велик риск отделения от остальной энергосистемы. В целом же при отделении на изолированную работу какой-либо части энергосистемы устанавливаются более жесткие ограничения.

Для того чтобы удовлетворить данным требованиям были разработаны различные методы, например, механизм регулирования лопаток ВНА. Также используются допустимые перегревы оборудования.

Первой публикацией, которая подняла вопрос изменения мощности ГТ при изменении частоты, стала статья Роуена [36]. В данной статье приведена диаграмма, которая показывает, что при снижении частоты ограничения температуры не дают загрузить установку до номинального уровня. Однако сперва зависимости выдаваемой мощности ГТУ и ПГУ от частоты не придавали большого значения. Вопрос снижения мощности при снижении частоты стал активно рассматриваться после вышеописанной аварии в Малайзии в 1996 году, когда ПГУ и ГТУ начали снижать мощность, что привело к полному погашению региона.

Практически сразу после аварии в Малайзии рабочей группой CIGRE был издан отчет, содержащий анализ основных аварий с большим отклонением частоты [35]. В этом отчете среди прочих была рассмотрена данная авария и сделан вывод о необходимости заняться проработкой вопроса снижения мощности ГТ, работающих в составе ПГУ, при снижении частоты. В данном документе уже приведены некоторые сведения о зависимости мощности, которую может нести ГТ, от частоты. Во-первых, сказано, что мощность ГТ изменяется пропорционально квадрату частоты. Это связано с тем, что расход воздуха сам по себе пропорционален квадрату частоты. Таким образом, регулятор температуры будет снижать расход топлива пропорционально росту температуры, который, в свою очередь, пропорционален снижению расхода воздуха. Также отмечено, что данные

характеристики изменяются в зависимости от температуры окружающей среды, и при более высокой температуре изменение выдаваемой мощности будет более ярко выражено. Помимо этого в отчете сказано, что ПТ в составе ПГУ, как правило, работает на скользящих параметрах, поэтому ее реакция зависит от ГТ и отстает с постоянной времени, приблизительно равной 120 секундам.

В качестве возможных мер в краткосрочной перспективе авторы отчета предлагали следующее: улучшение рабочих характеристик ГТ, увеличение вращающегося резерва в энергосистеме, снижение вращающегося резерва на ГТУ/ПГУ, модификация характеристик частотных корректоров и проверка их работоспособности в подобных ситуациях, увеличение объемов АЧР. В долгосрочной перспективе авторы рассматривали такой вариант, как предварительный выбор точек выделения энергорайона.

Далее стало появляться большое количество статей, посвященных данной проблеме. Так в статье [37] представлена модель энергосистемы с двумя ПГУ и производится выделение энергорайона с данными установками на изолированную работу. В статье показано, что из-за действия регулятора температуры несмотря на то, что первоначально у станций был достаточный резерв и одна из станций перешла в режим астатического регулирования, частота не восстановилась до номинального уровня.

Вопрос изменения ограничения по мощности ГТ рассматривается в [38]. В данной статье уже на другой модели рассматривается процесс снижения максимальной выдаваемой мощности при снижении частоты. Приведены зависимости для различной температуры окружающей среды, а также приведен расчет изменения выдаваемой мощности во времени при снижении частоты для температуры окружающей среды 15 и 35°C.

В связи с отличием динамики ПГУ от обычных паросиловых установок энергетики разных стран начали проводить исследования для своих энергосистем. Особое внимание этому вопросу стали уделять в «островных» энергосистемах. Так статья [39] посвящена вопросу внедрения ПГУ в

энергосистему Ирландии. В статье рассматривается динамика частоты и мощности генерации при разном процентном отношении генерации ПГУ к общей мощности генерации. Показано, что при увеличении числа ПГУ частота при возникновении дефицита мощности снижается до более низких величин за счет того, что мощность ПГУ снижается при снижении частоты. Продемонстрировано, что с увеличением резерва на ПГУ провал частоты уменьшается. В качестве мер по предотвращению такого развития событий предлагается разрешить перегрев газов при снижении частоты и недогружать ПГУ до номинальной мощности.

Еще одна большая работа по функционированию ГТ представлена рабочей группой CIGRE в 2003 году [40]. Данный документ освещает вопросы моделирования ПГУ. Особое внимание в нем уделяется зависимости максимальной выдаваемой мощности ПГУ от частоты. Затем вышел ряд научных работ, где на различных моделях производится исследование данного явления [41],[42],[43],[44].

Комитеты безопасности стран также обеспокоились проблемой реакции ГТУ и ПГУ на снижение частоты. Например, в [45] совет по надежности штата Техас высказывает опасения по поводу отсутствия адекватных моделей ПГУ, отражающих динамику данных установок при снижении частоты. Они были вызваны тем, что результаты исследования динамики частоты, полученные на модели, довольно сильно отличались от данных измерений, полученных в ходе аварии.

Производители турбин также начали отражать данный вопрос в своих документах. Например, в [46] компания General Electric представила зависимости выдаваемой мощности от частоты. В качестве наиболее очевидного выхода в данном документе предлагается разрешить перегрев при снижении частоты. Этот вопрос рассматривается и в других публикациях. В статье [47] для решения данной проблемы предлагается применение быстро регулируемых лопаток ВНА.

В работе [48] рассматривается изменение коэффициентов систем регулирования в целях улучшения динамики ПГУ при отклонениях частоты. Варьируются коэффициенты регулятора температуры и регулятора лопаток ВНА. Найден оптимальный набор коэффициентов. Также предлагается ввести переменный коэффициент статизма. При небольшом отклонении частоты коэффициент статизма будет постоянным, но, если отклонение частоты составляет более 1%, коэффициент статизма начинает уменьшаться, тем самым частотный корректор быстрее увеличивает сигнал.

Работа [49] раскрывает вопрос объемов АЧР при большой концентрации ГТ в выделившемся районе. Приведен пример с энергосистемой Индонезии, где работа АЧР не смогла предотвратить лавинообразный процесс. В публикации говорится, что для небольших энергосистем большие потери генерации будут вызывать настолько быстрое падение частоты, что задержка при реализации управляющих воздействий (УВ) приведет к их неэффективности. В связи с этим отключение нагрузки в такой ситуации желательно по факту отключения элемента, а не по факту снижения частоты.

В 2013 году IEEE выпустил большой отчет, рассматривающий вопросы моделирования турбин и частотных корректоров [50]. Одна из глав посвящена вопросам моделирования ГТ и ПГУ. В данном документе представлены различные модели и указано, на каких из них можно проводить исследования, связанные с изменением частоты.

Работа [51] посвящена вопросу сравнения динамики ГТУ и ПГУ при изменении частоты. В статье показано, что в отличие от ПГУ для ГТУ не требуется поддержания температуры газов на определенном уровне. Поэтому у ГТУ нет регулятора температуры газов и регулятора положения лопаток ВНА. ПГУ имеет большую инерцию, чем ГТУ, в связи с этим частота падает медленнее в энергорайоне с ПГУ. По условиям эксперимента, проводимого в работе, обе установки изначально были загружены на номинальную мощность. При снижении частоты мощности ПГУ и ГТУ снижаются в связи с уменьшением подачи воздуха, а следовательно, и давления вокруг турбины,

но в целом за счет этого явления итоговое снижение мощности получается не слишком большим. В соответствии с экспериментом, проведенным в работе, оно составило 0.008 о.е. Далее мощность ГТУ остается неизменной, а мощность ПГУ начинает снижаться за счет действия регулятора температуры. Таким образом, если в энергорайоне с ГТУ спустя некоторое время частота устанавливается на определенном уровне, то в энергорайоне с ПГУ начинает происходить лавинообразный процесс.

С развитием генерации на основе возобновляемых источников энергии стал актуален вопрос их совместной работы с высокоманевренными ГТ. Это связано с тем, что генерация на основе ВИЭ, как правило, не является стабильной. Поэтому необходимы установки, которые будут брать на себя небаланс. Так как ГТ являются достаточно маневренными, предпочтительно использование именно этих установок. В работах [52], [53] проведены исследования совместной работы ветряных установок и ПГУ. Ветроустановка по своей природе не имеет инерционного отклика в отличие от традиционных генерирующих установок, так как связь с энергосистемой осуществляется через преобразователь. Обычно инерционная реакция имитируется, чтобы снизить начальный провал частоты, но после этого мощность установки снижается. Соответственно, при работе ветряной установки совместно с ПГУ при снижении частоты динамика генерирующих установок даст дальнейшее снижение частоты и неустойчивый процесс.

В российской литературе данная проблема лишь слегка затронута. Вероятнее всего это связано с тем, что массовое распространение ПГУ началось в нашей стране значительно позже, чем за рубежом. Только в последнее время появились публикации, посвященные динамике ПГУ при глубоком снижении частоты, однако их немного [54], [55]. В основном в отечественной науке исследования проводились в направлениях анализа пусковых режимов ПГУ, переходных процессов при коротких замыканиях [56], разработке алгоритмов выделения на собственные нужды [57], а также в области участия ПГУ в ОПРЧ и НПРЧ [58], [59], [60].

При рассмотрении НПРЧ и ОПРЧ поднимались вопросы согласованного участия газовой и паровой турбин в регулировании частоты.

В настоящее время проблема снижения мощности ПГУ при снижении частоты продолжает быть актуальной. Так в 2018 году ENTSO-E выпустил документ, в котором отражается эта проблема [61]. В частности, в документе даны указания системным операторам стран Евросоюза по установке требований в вопросе допустимого снижения мощности ПГУ при снижении частоты.

1.6 Выводы по первой главе

1. Установленная мощность и процент вырабатываемой мощности ПГУ в России становятся все более существенными, соответственно данные установки оказывают все большее влияние на режим работы энергосистемы. В частности, при рассмотрении вопросов регулирования частоты необходимо достаточно точно учитывать реакцию ПГУ, так как вполне вероятно, что именно эти установки будут вносить существенный вклад в баланс мощности из-за большой доли установленной мощности. Как правило, в части регулирования частоты на ПГУ возлагаются большие надежды в связи с высокой маневренностью данных установок. При снижении частоты всю мощность должна взять ГТ, так как ПТ работает на скользящих параметрах, и изменение ее мощности следует за изменением мощности ГТ, причем с большой инерцией.

2. На мощность ПГУ оказывает влияние не только регулятор мощности с коррекцией по частоте, но и регулятор температуры уходящих газов. В основном ГТ в составе ПГУ имеют такую конструкцию, при которой компрессор, силовая турбина и ротор турбогенератора расположены на одном валу. Таким образом, изменение частоты вращения генератора приводит к изменению частоты вращения компрессора, что, в свою очередь, приводит к изменению подачи воздуха в камеру сгорания. Итогом этого процесса становится изменение температуры и инициирование действия регулятора

температуры. В связи с данным фактом снижение частоты может привести к блокировке действия частотного корректора регулятором температуры и последующему снижению мощности установки.

3. Проблема изменения мощности ПГУ при отклонении частоты широко рассматривается в зарубежной литературе, в нормативно-технической документации, однако предложений по предотвращению развития аварий, связанных с данной проблемой, немного. В отечественной литературе этот вопрос практически не освещен. Таким образом, рассмотренная проблема на сегодняшний день актуальна, а поиск новых способов и развитие существующих методов ее решения являются перспективными направлениями исследований.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОПРОСОВ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

В настоящее время для анализа различных режимов работы оборудования широко применяется математическое моделирование, так как данный способ исследования наименее затратный с экономической точки зрения. Для того чтобы проанализировать процессы, связанные с изменением частоты при отделении энергорайона с ПГУ на изолированную работу, в настоящем исследовании использовалось математическое моделирование в ПК MATLAB Simulink. На текущий момент существует широкий спектр моделей ГТ, которые могут применяться для исследования различных процессов в энергосистеме. В данной главе приведен краткий обзор моделей ГТ, используемых для исследования процессов, связанных с изменениями частоты. Более подробно рассмотрена модель ГТ Роуена, которая использовалась для вычислительных экспериментов, приведенных в работе. Также приведены модели котла-утилизатора и ПТ.

2.1 Обзор моделей газовых турбин

Чтобы проанализировать процессы, связанные с глубоким снижением частоты, лучше всего подходят натурные испытания. Поскольку проведение реальных испытаний со значительным отклонением частоты является сложной и опасной задачей, то выполняется имитация такого отклонения, что довольно сильно искажает картину в связи с тем, что не отражает реального изменения скорости вращения вала турбины. В целом это приводит к искажению результатов для любых установок, но для ГТ это имеет большее значение, так как вместе с изменением скорости вращения вала изменяется скорость вращения компрессора, что может привести к дополнительному изменению мощности. Испытания с реальным изменением частоты систематически проводятся в ЕЭС России, однако отклонение частоты составляет около $\pm 80\text{--}100$ мГц [62], что недостаточно для исследований всех

интересующих процессов. Проведение испытаний с реальным значительным изменением частоты является достаточно затратным подходом, так как требует специальной и тщательной подготовки, а также такие испытания довольно сложны с точки зрения организации.

В связи с этим на данный момент в качестве основного инструмента исследования широко распространено математическое моделирование. Компьютерные технологии в последнее время достаточно сильно развились, что дает возможность создавать различные сложные модели, позволяющие имитировать поведение оборудования в условиях непрерывно изменяющегося состояния энергосистемы.

Основной задачей настоящего исследования являлось изучение поведения ПГУ при глубоких снижениях частоты с целью предложения различных подходов по предотвращению развития аварийных ситуаций. В связи с этим большое внимание было уделено тщательному моделированию ПГУ. На сегодняшний день существует большое число различных моделей ГТ. Моделям котла-утилизатора и ПТ уделяется меньше внимания, так как, по сути, они соответствуют моделям обычной паросиловой установки.

Существует достаточно много моделей, которые подробно описывают термодинамические процессы в различных составных частях ГТ [63], [64], однако они являются излишне сложными для системных исследований. Многие моделируемые в них процессы никак не влияют на системные параметры.

Одна из наиболее примитивных моделей, разработанных ранее, носит название GAST [65]. Она предназначалась для моделирования быстрых электромеханических процессов, например, коротких замыканий. Однако с ее помощью могут быть получены некорректные результаты, когда определяющим является регулятор температуры уходящих газов, поэтому она не может использоваться для расчетов изменения частоты с большой продолжительностью по времени. Кроме того, эта модель была разработана

для старых ГТ и в настоящее время утратила актуальность. Вместо нее к настоящему моменту разработана более современная модель GGOV1 [66].

Наиболее распространенными моделями для системных исследований являются модели Роуена [67] и IEEE [68]. Также они являются базовыми для других моделей, где добавляются дополнительные блоки в зависимости от типа моделей и цели моделирования. Модель IEEE построена на термодинамических уравнениях, позволяющих подробно моделировать происходящие в ПГУ процессы. Особенность этой модели заключается в том, что она предполагает фиксированный коэффициент сжатия компрессора, который действителен только для относительно постоянной скорости вращения ротора. Таким образом, модель IEEE не предполагает исследований глубокого снижения частоты [69]. Модель Роуена построена на аппроксимации термодинамических уравнений. Её можно использовать для исследований с отклонением частоты от 95% до 107% от номинального значения. Существует ряд статей, посвященных сравнению этих моделей [69], [70], но все они не дают однозначного ответа, какую из моделей лучше использовать. Эти модели предоставляют схожие результаты, и выбор той или иной модели зависит от того, какие данные об оборудовании есть в наличии. Модель Роуена используется для исследований чаще, соответственно в литературе данные по ней более подробны. Кроме того, существует ряд работ, показывающих, что параметры этой модели без особых сложностей можно получить по данным измерений [71], [72].

В 2001 году была разработана модель, позволяющая моделировать различные процессы, происходящие в ПГУ, учитывая их взаимосвязь с частотой вращения агрегата [73]. Она основана на модели IEEE, но в нее добавляется изменение давления воздуха в компрессоре. Эта модель более точная, но она не получила широкого распространения в исследованиях, так как требует большего количества данных при том, что результаты изменяются незначительно.

Все представленные выше модели предназначены для энергетических ГТ, где компрессор расположен на одном валу с силовой турбиной. Некоторые маломощные ГТУ работают на основе авиационных турбин. У таких турбин компрессор расположен на отдельном валу. Для них используют другие модели [74].

В большинстве случаев для исследования переходных процессов в энергосистемах, в том числе связанных со значительными отклонениями частоты, используется модель Роуена. Она достаточно простая и наглядная, все данные по ней доступны [75]–[78]. В связи с этим далее будет использоваться именно эта модель.

2.2 Модель Роуена

Впервые данная модель была представлена Роуеном в 1983 году в статье [79]. Она была одной из первых моделей ГТ, представленных в литературе. Через некоторое время она была дополнена регулятором ВНА [67].

2.2.1 Структура модели

Модель Роуена состоит из блока расчета выходной мощности, блока топливной системы, блока измерения температуры, регулятора положения лопаток ВНА, регулятора температуры, частотного корректора. Схема модели представлена на рисунке 2.1.

Контур коррекции по частоте аналогичен частотному корректору традиционных паросиловых установок. Из уставки по частоте w_0 вычитается измеренная частота турбины w . По отклонению частоты $\Delta\omega^*$ вычисляется, какую мощность необходимо набрать установке в соответствии с коэффициентом статизма. Затем сигнал на изменение мощности, сформированный частотным корректором, складывается с уставкой по мощности P_0^* . Итогом является задание на подачу топлива от регулятора мощности с коррекцией по частоте $P_{чк}^*$. Это значение сравнивается со значением, полученным от регулятора температуры $P_{темп}^*$.

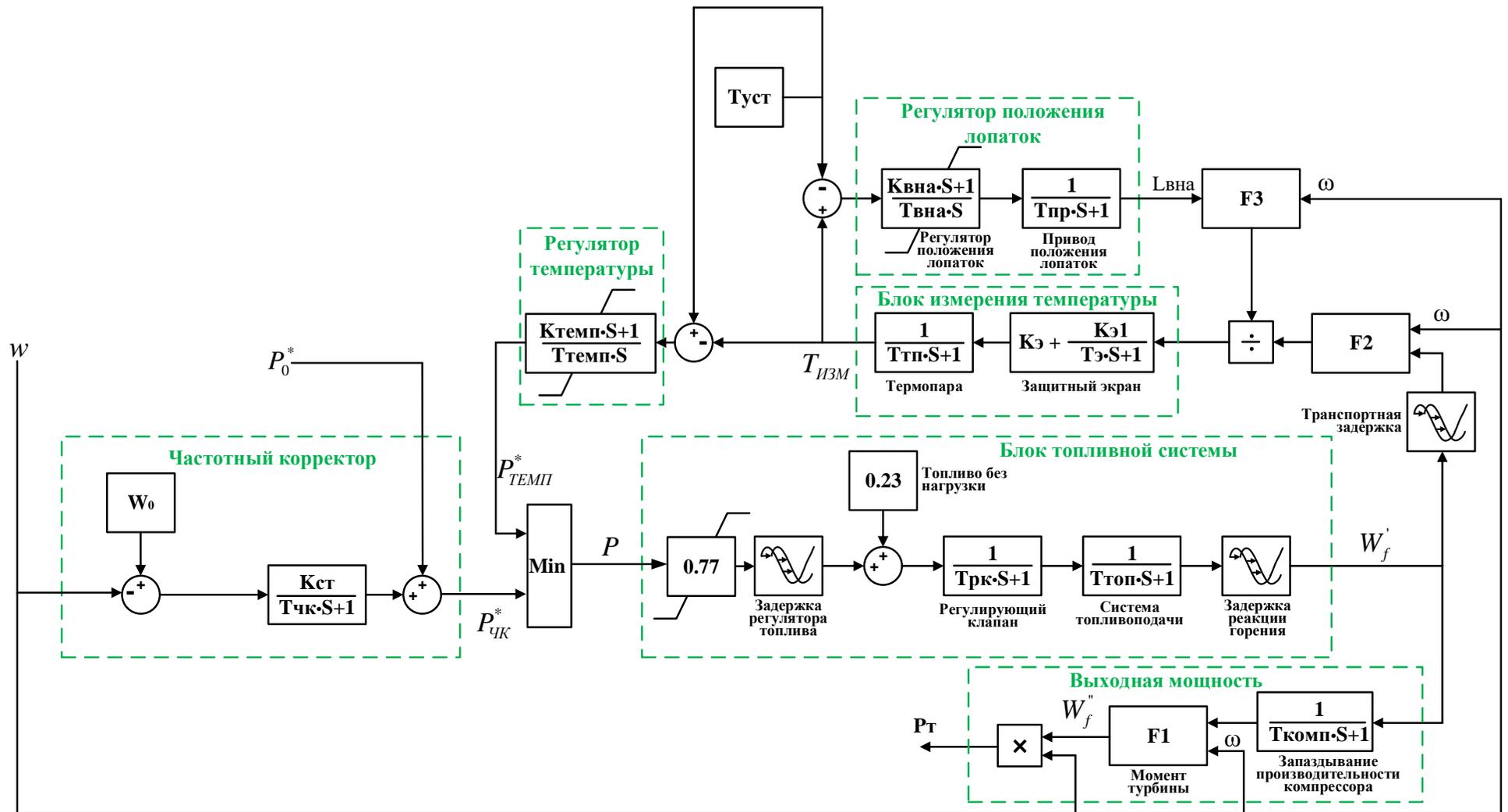


Рисунок 2.1 – Схема модели ГТ

Минимальное значение из сигналов частотного корректора и температуры умножается на 0,77, так как 23% топлива идут на поддержание работы установки на холостом ходу. При этом итоговое значение не должно выходить за ограничения ($T_{оп_{min}}$; $T_{оп_{max}}$), которые соответствуют объему топлива при максимальной и минимальной загрузке установки. Далее моделируется задержка регулятора топлива $E_{рт}$ и добавляется 0.23 о.е. топлива холостого хода. Затем инерционными звеньями моделируется регулирующий клапан с постоянной времени $T_{рк}$ и система топливоподачи с постоянной времени $T_{топ}$. Происходит реакция горения, которую обозначает временная задержка $E_{гор}$. Значение W'_f подается на вход инерционного звена с постоянной времени $T_{комп}$, моделирующего инерцию прохождения объемов воздуха через компрессор. Скорректированная с учетом всех задержек величина подачи топлива (W''_f) вместе со скоростью вращения турбины участвуют в расчете момента турбины по выражению $F1$.

Также величина W'_f подается на блок, моделирующий задержку прохождения газа через турбину. Данная величина вместе со скоростью вращения турбины и положением лопаток ВНА участвует в расчете температуры газов на выходе из турбины по выражениям $F2$ и $F3$.

На следующем шаге значение температуры проходит через блоки, моделирующие задержку защитного экрана с постоянной времени $T_э$ и задержку термопары $T_{тп}$. На выходе этих блоков получается измеренная температура $T_{изм}$. Из измеренного значения вычитается уставка по температуре, и разница подается на блок регулятора положения лопаток. Регулятор является пропорционально-интегральным, имеет постоянную времени $T_{ВНА}$ и коэффициент $K_{ВНА}$. Далее моделируется задержка привода положения лопаток, и на выходе получается значение положения лопаток ВНА в о.е. - $L_{ВНА}$.

С другой стороны, из уставки по температуре вычитается значение измеренной температуры. Разность температур подается на вход блока регулятора температуры. Данный регулятор имеет пропорционально-

интегральный тип. Значение с выхода регулятора температуры $P_{\text{тем}}^*$ идет на блок выбора минимального значения.

Перечень всех уравнений, описывающих модель и значения констант, приведен в приложении А.

2.2.2 Верификация

Модель Роуена была верифицирована данными реальных измерений, приведенными в большом количестве работ [80], [81]. В связи с этим нет особой необходимости в дополнительной верификации. Поэтому в рамках текущего исследования сделан только ряд небольших экспериментов для проверки корректности работы составленной модели.

Для верификации модели производился опыт по запуску установки. Результаты сравнивались с результатами реальных измерений, представленными на рисунке 2.2 [3]. Данный рисунок показывает изменение температуры и положения ВНА от мощности.

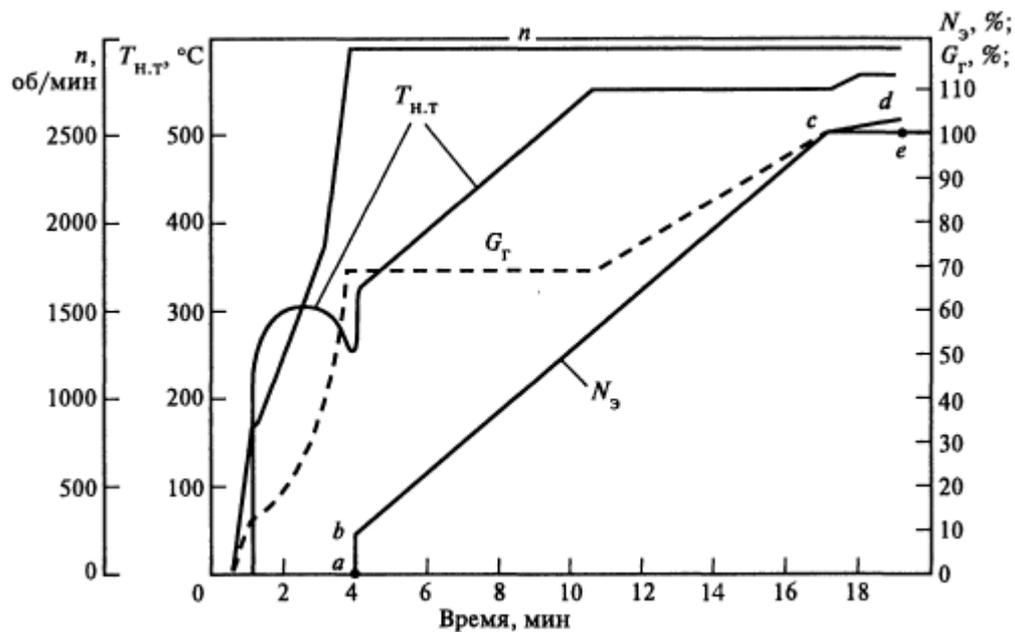


Рисунок 2.2 – Запуск и нагружение ГТУ типа V94.2 (n – скорость вращения ротора; $T_{н.т}$ – температура уходящих газов; $G_{г}$ – положение ВНА; $N_{э}$ – электрическая нагрузка) [3]

На рисунке 2.3 представлены результаты моделирования. На рисунке видно, что качественно результаты совпадают с изображенным на рисунке 2.2. Стоит отметить, что при реальных замерах температура начинает расти, когда турбина еще не нагружена, это в модели не отражается, так как не влияет на

качество моделируемых в настоящей работе процессов. С началом роста нагрузки турбины положение ВНА остается на минимальном значении. Затем, когда температура достигает номинального значения (примерно при 60% загрузке турбины), ВНА начинает открываться. При загрузке турбины до 100 % ВНА полностью открывается. Таким образом, можно заключить, что динамика процессов соответствует логике регуляторов и качественно совпадает с реальными измерениями.

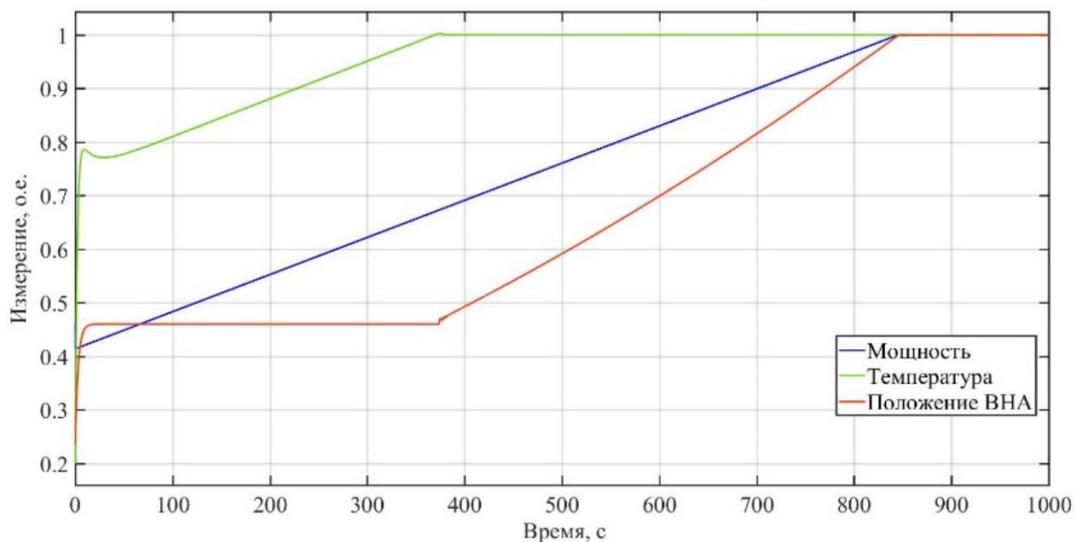
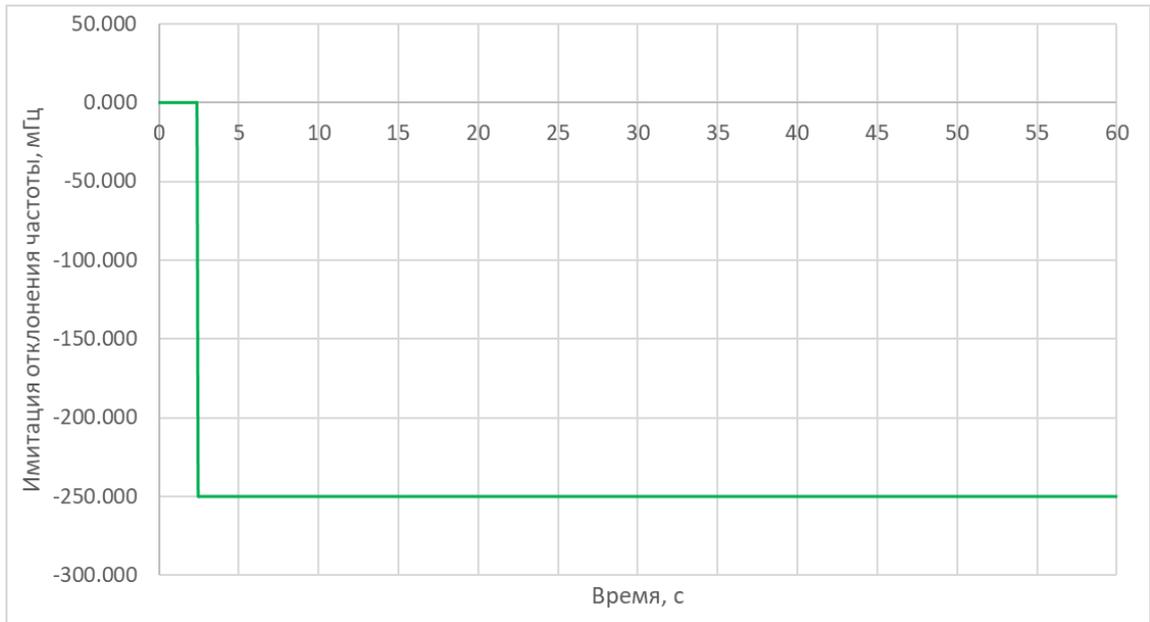


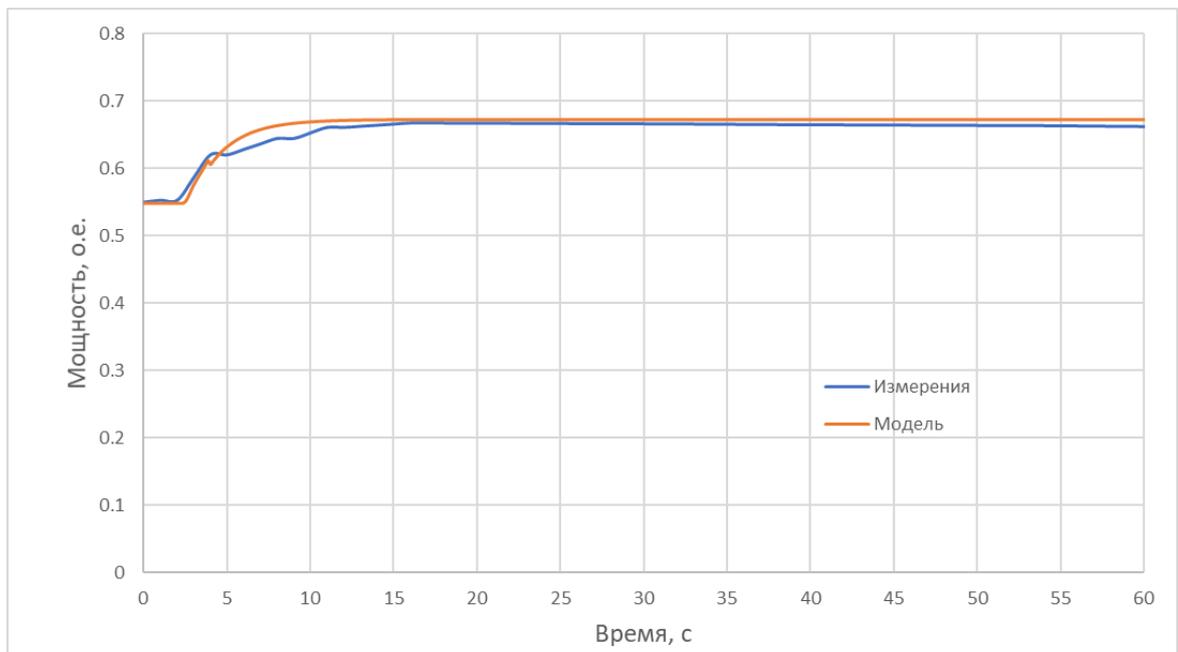
Рисунок 2.3 – Моделирование пуска газовой турбины

Также выполнялась верификация на основе измерений, полученных в ходе испытаний реальной ПГУ. Испытания проводились путем подачи на вход частотного корректора сигнала, имитирующего отклонение частоты. На рисунке 2.4 (а) показаны результаты эксперимента – ступенчатое снижение частоты на 250 мГц.

Необходимо отметить, что в отечественной практике мощность, набираемая ГТ в начальные моменты времени отклонения частоты, соответствует сумме требуемой первичной мощности ГТ и ПТ. Поэтому система регулирования была скорректирована с учетом этой особенности. Статизм частотного корректора составлял 5%. Динамика регулятора также была настроена в соответствии с реальной установкой. Результаты приведены на рисунке 2.4.



(а)



(б)

Рисунок 2.4 – Сравнение реальных измерений и результатов моделирования:
 (а) - имитационный сигнал частоты; (б) – изменение мощности ГТ по данным реального замера и при моделировании

Как видно из представленных рисунков результаты качественно совпадают.

2.3 Модель котла-утилизатора и паровой турбины

Модель котла-утилизатора, представленная системой уравнений (2.1) и рисунком 2.5, построена на основе отчета CIGRE [82]. Параметры данной модели

представлены в таблице 2.1. Как видно из рисунка, входным параметром модели является теплота, поступающая от ГТ Q_{gt} . Выходным параметром является расход пара на входе в турбину P_s . Разность входного и выходного параметров поступает на интегральное звено с постоянной времени барабана T_{drum} . Затем из полученного значения давления пара на выходе из барабана P_d вычитается значение потерь в трубках котла ΔP_s , в результате получается значение давления пара P_t . Данное значение складывается с уставкой по минимальному давлению и поступает на вход регулятора давления пара. Значение на выходе регулятора V' проходит через инерционное звено, моделирующее изменение положения клапана, в результате чего получается значение положения клапана V . Перемножение данного значения на известное значение давления пара перед клапаном дает величину расхода пара на входе в турбину.

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{drum} \frac{dP_d}{dt} = Q_{gt} - P_s - P_d \\ \Delta P_s = P_s^2 \cdot Km \\ P_t = P_d - \Delta P_s \\ V' = \begin{cases} Kp \cdot (P_{ref} + P_t) + Ki \cdot \int (P_{ref} + P_t) dt, & 0 < V' < 1 \\ 0, & V' \leq 0 \\ 1, & V' \geq 1 \end{cases} \\ T_V \frac{dV}{dt} = V' - V \\ P_s = P_t \cdot V \end{array} \right. \quad (2.1)$$

где Q_{gt} – энергия, полученная от ГТ; T_{drum} – постоянная времени барабана котла; P_d – давление пара в барабане котла; P_s – расход пара на входе в турбину; ΔP_s – потери в трубках котла; Km – коэффициент, учитывающий потери в трубках котла; Kp – пропорциональный коэффициент регулятора давления пара; Ki – интегральный коэффициент регулятора давления пара; P_t – давление пара до клапана; P_{ref} – уставка по минимальному давлению пара; V' – заданное регулятором давления пара значение положения клапана; V – положение клапана.

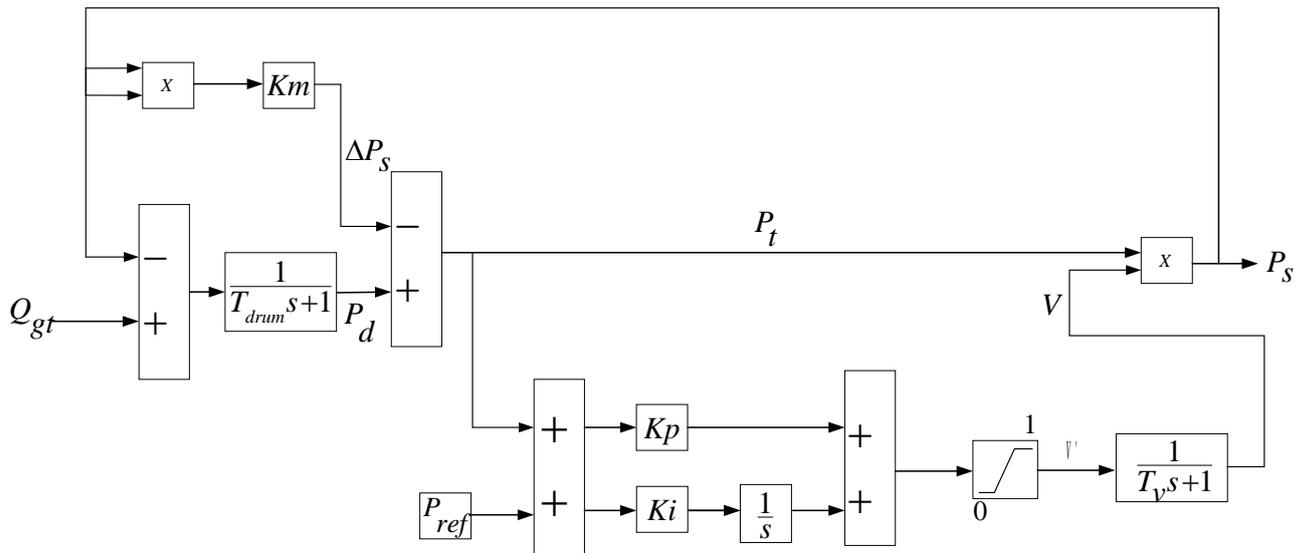


Рисунок 2.5 – Модель котла-утилизатора

Таблица 2.1. – Параметры модели котла утилизатора

Обозначение параметра	Значение
Q_{gt}	$f(P_{gt})$
T_{drum}	300
Km	0,15
T_v	0,5
Kp	10
Ki	2
P_{ref}	0,5

Модель ПТ состоит из цилиндров высокого и низкого давления. Расход пара на входе в турбину P_s поступает на инерционное звено с постоянной времени парового коллектора T_{CH} . Далее часть парового объема F_{hp} отдает свою энергию в цилиндре высокого давления. Остальная часть проходит через пароперегреватель, который моделируется инерционным звеном с постоянной времени T_p . И затем, с учетом задержки на перепуск пара, отдает свою энергию в цилиндре низкого давления.

$$\begin{cases} T_{ch} \frac{dP'_s}{dt} = P_s - P'_s \\ P_{hp} = P'_s \cdot F_{hp}, \\ T_p \frac{dP_p}{dt} = P_p - P'_s \\ P_{lp} = P_p \cdot F_{lp} \end{cases} \quad (2.2)$$

где T_{ch} – постоянная времени парового коллектора, P'_s – паровой объем на выходе из парового коллектора; F_{hp} – доля пара в цилиндре высокого давления; P_{hp} – паровой объем, совершающий работу в цилиндре высокого давления; T_p – постоянная времени пароперегревателя; P_p – паровой объем на выходе из пароперегревателя; T_{co} – постоянная перепуска пара (из одного цилиндра в другой); F_{lp} – доля пара в цилиндре низкого давления; P_{lp} – паровой объем, совершающий работу в цилиндре низкого давления.

2.4 Выводы по второй главе

1. Для системных исследований не требуется подробное моделирование всех процессов, происходящих внутри ПГУ. Но обязательно должны быть смоделированы основные контуры, влияющие на выдаваемую мощность установки. Несмотря на то, что в настоящее время существует множество моделей ГТ, все они сводятся к двум основным - модели Роуена и модели IEEE. В текущем исследовании была принята модель Роуена.

2. Для моделирования котла-утилизатора и ПТ в основном используются инерционные звенья. Для задачи исследования изменения частоты этого достаточно в связи с тем, что ПТ работает на скользящих параметрах и в отношении набора мощности следует за ГТ с соответствующей инерцией.

ГЛАВА 3. ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ МОЩНОСТИ ПГУ ПРИ СНИЖЕНИИ ЧАСТОТЫ

Глава посвящена вопросу снижения мощности ПГУ при снижении частоты. В главе приведены результаты моделирования отделения энергорайона с ПГУ на изолированную работу. Рассмотрены особенности проведения испытаний по участию генерирующего оборудования в регулировании частоты. Проанализированы возможные проблемы, которые могут появиться в случае возникновения аварии со снижением частоты, если при управлении режимом энергорайона с ПГУ ориентироваться исключительно на результаты испытаний. Также представлены результаты моделирования отделения энергорайона с ПГУ с учетом срабатывания АЧР. Показано, как наличие регулятора температуры уходящих газов ПГУ влияет на объем нагрузки, отключенной посредством АЧР.

3.1 Реакция ПГУ на снижение частоты

Температура газов в турбине зависит от соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Температура газов в турбине растет и в случае увеличения объема подачи топлива, и в случае снижения подачи воздуха. Аналогично и обратное: в случае снижения подачи топлива или увеличения подачи воздуха температура газов в турбине снижается.

В нормальном режиме температура газов в турбине поддерживается на установленном уровне по условию наибольшей эффективности работы котла-утилизатора. Если компрессор расположен на одном валу с силовой турбиной (такой тип установок наиболее распространен), то при снижении скорости вращения ротора будет снижаться и скорость вращения компрессора. Это приведет к снижению объемов подачи воздуха в камеру сгорания, что в свою очередь вызовет рост температуры газов. Как было указано в главе 1, при отклонении температуры от уставки регулятор лопаток ВНА действует на их открытие. Если данного воздействия недостаточно для восстановления температуры до заданного уровня, регулятор температуры выдает сигнал на снижение подачи топлива. В это же время частотный корректор выдает сигнал

на увеличение подачи топлива для компенсации небаланса мощности при снижении частоты.

Для модели энергосистемы, схема которой представлена на рисунке 3.1, проводилось моделирование выделения на изолированную работу ПГУ с нагрузкой. Данная тестовая схема состоит из энергорайона с эквивалентной нагрузкой, мощность которой варьировалась в зависимости от цели эксперимента, и ПГУ суммарной номинальной мощностью 450 МВт. ПГУ состоит из двух газовых турбин и одной паровой. Номинальная мощность каждой турбины 150 МВт. В исходном режиме энергорайон соединен с мощной энергосистемой. В ходе тестовых расчетов баланс потребления и генерации подбирался таким образом, чтобы нагрузка отделившегося энергорайона была больше генерации.

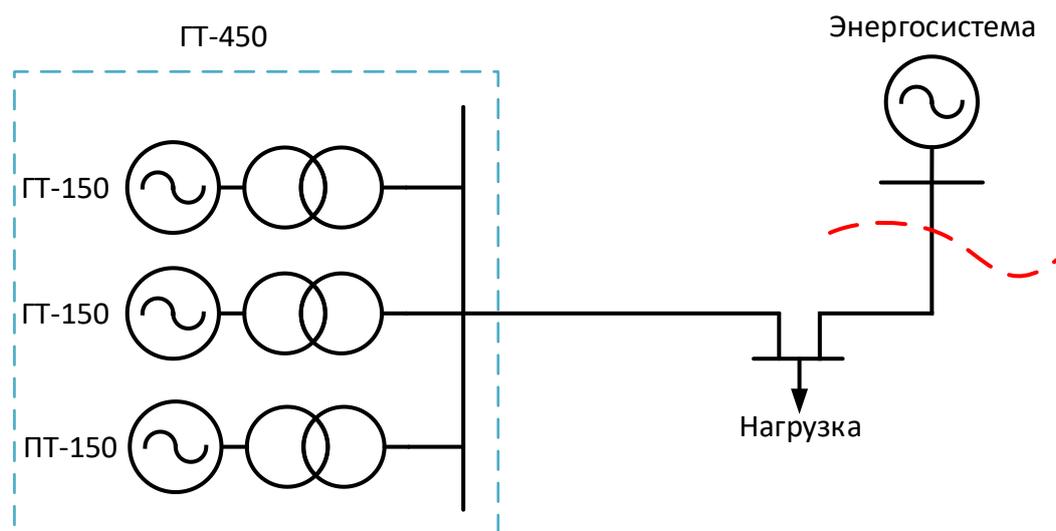


Рисунок 3.1 – Тестовая схема

Первоначальная загрузка установки составляла 60% (270 МВт). Проводилось два эксперимента. В первом случае нагрузка в энергорайоне составляла 280 МВт (первоначальный дефицит 10 МВт), во втором была увеличена до 290 МВт (первоначальный дефицит 20 МВт).

Полученные в ходе моделирования графики сигналов регулятора температуры и частотного корректора представлены на рисунке 3.2 (а). Сигнал регулятора температуры показан сплошной линией, сигнал частотного корректора показан пунктирной линией. Из рисунка видно, что в момент

выделения (произошло в 10 секунд) сигнал частотного корректора начинает увеличиваться, а сигнал регулятора температуры наоборот – снижаться. Если в начальный момент времени сигнал частотного корректора меньше сигнала регулятора температуры и является преобладающим, то уже менее чем через секунду сигналы регуляторов пересекаются и минимальным становится сигнал регулятора температуры.

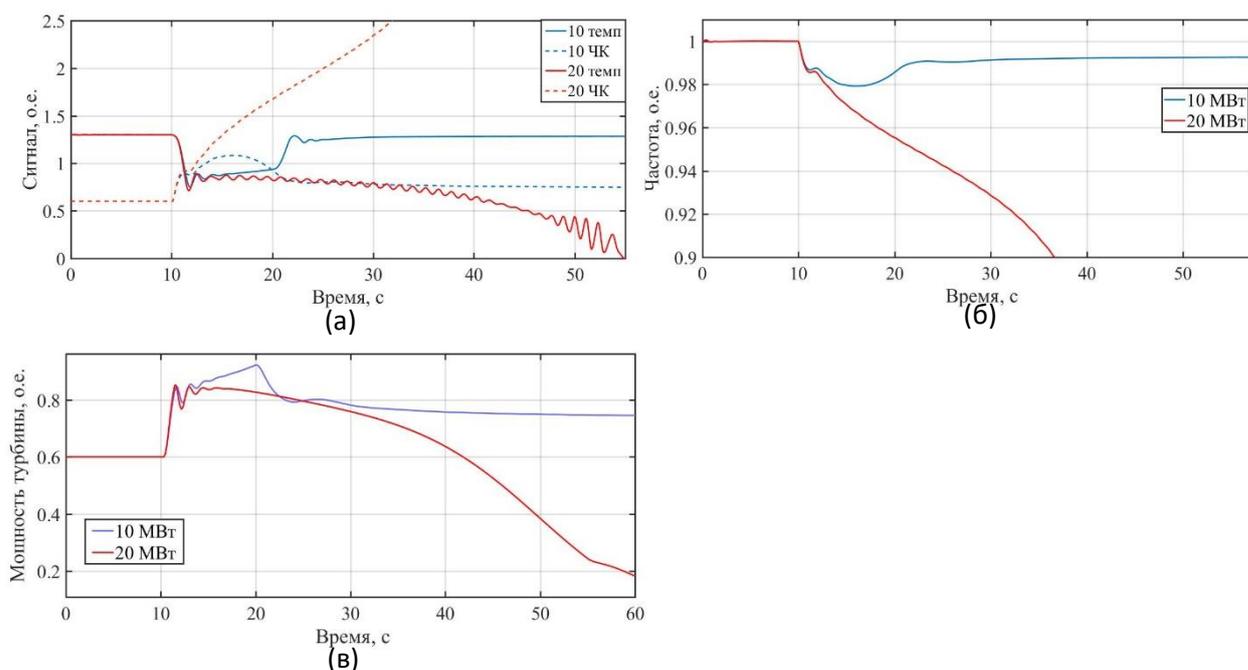


Рисунок 3.2 – (а) - Изменение сигналов регулятора температуры и частотного корректора; (б) - Изменение частоты; (в) – Изменение мощности при выделении с различными небалансами мощности

В первом рассмотренном случае, когда нагрузка составляла 280 МВт, приблизительно через 10 с после отделения сигнал регулятора температуры увеличивается, после чего вновь происходит пересечение сигналов регуляторов и преобладающим становится сигнал частотного корректора. Во втором случае, с первоначальной нагрузкой в 290 МВт, восстановления сигнала частотного корректора не происходит, что приводит к дальнейшему снижению как мощности установки, так и частоты энергорайона.

Стоит отметить, что ПТ за первые секунды, когда ГТ уже набрала всю требуемую первичную мощность, практически не успевает изменить свою мощность. Процесс изменения мощностей газовой и паровой турбин показан на рисунке 3.3.

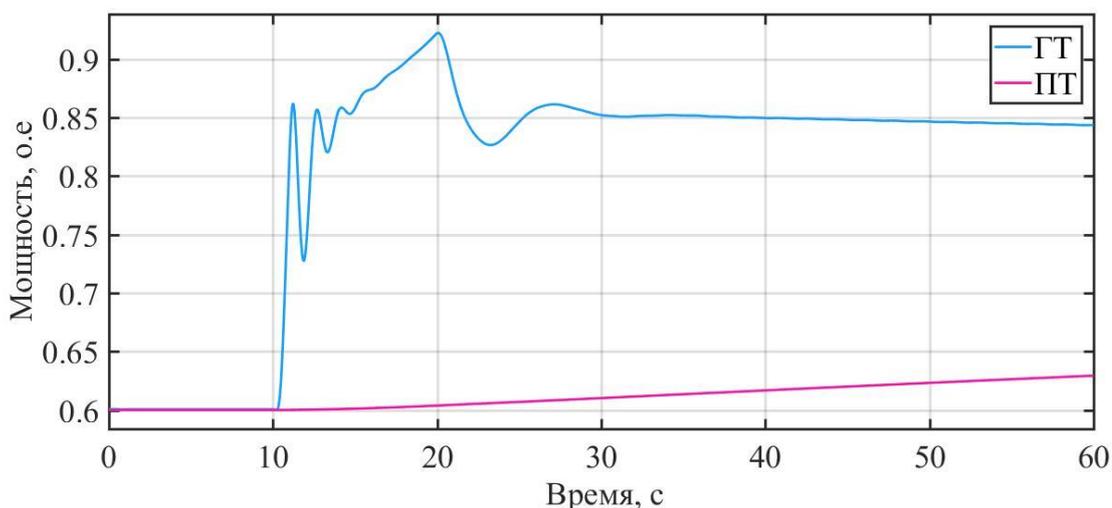


Рисунок 3.3 – Изменение мощностей газовой и паровой турбин

Как видно из рисунка, мощность ГТ изменяется довольно быстро, а мощность ПТ начинает меняться с большой задержкой. Это связано с тем, что ПТ работает на скользящих параметрах, то есть клапан подачи пара на турбину полностью открыт. Таким образом, набор мощности ПТ будет следовать только за увеличением температуры газов, входящих в КУ. А так как процессы, происходящие в КУ, обладают большой инерционностью, набор будет происходить весьма медленно.

3.2 Особенности проведения испытаний по участию ПГУ в регулировании частоты

Испытания генерирующего оборудования на готовность к участию в регулировании частоты проводятся с помощью подачи на вход частотного корректора сигнала, имитирующего изменение частоты. Очевидно, что данный подход не учитывает реальное изменение скорости вращения турбины. Если для обычных паросиловых установок это допущение не критично и вполне допустимо, то для ПГУ это может привести к серьезной погрешности при оценке выдаваемой мощности. Особенно критичная ошибка может возникнуть не при малых отклонениях частоты, которые подаются со входа имитатора изменения частоты при испытаниях, а при более значительных отклонениях частоты. Согласно заложенным в методике испытаний основам, предполагается, что, если при небольших симитированных отклонениях частоты во время испытаний

установка набрала требуемый объем первичной мощности, она наберет не меньший объем и при более глубоких отклонениях частоты. Однако в случае с ПГУ этого может не произойти, так как глубокое снижение частоты приведет к ограничению мощности турбины регулятором температуры.

В рамках данного исследования было проведено моделирование реакции ПГУ на отклонение частоты при 100% загрузке установки. Если не принимать во внимание действие регулятора температуры, то при снижении частоты мощность ПГУ не должна измениться. Это связано с тем, что при снижении частоты генерирующие установки должны набирать мощность и ни при каких условиях ее не снижать. В данном случае установка загружена на максимум, значит, изменения мощности происходить не должно. Ниже представлены графики изменения мощности ПГУ при различных отклонениях частоты – в случае подачи на вход имитатора частоты сигнала и в случае реального отклонения частоты в энергосистеме. Моделирование проводилось на тестовой модели энергорайона, представленной в разделе 3.1, но моделировалось не отделение, а возникновение большого дефицита мощности для того, чтобы даже при снижении мощности ПГУ частота в итоге восстанавливалась. Под реальным отклонением частоты здесь понимается моделирование изменения частоты в смоделированной энергосистеме. Для этой цели имитационный сигнал был получен путем записи изменения частоты при моделировании с реальным изменением частоты. На рисунке 3.4 представлены результаты моделирования. Изменения мощности ГТ при имитации отклонения частоты (зеленая кривая) и при реальном отклонении частоты (сиреневая кривая) на рисунке 3.4 (а) соответствуют небольшому отклонению частоты с максимальным значением 0,004 о.е. (0,2 Гц), представленному на рисунке 3.4 (б). Аналогичные кривые (рисунок 3.4 (в)) приведены для значительного отклонения частоты в 0,015 о.е. (0,75 Гц), представленного на рисунке 3.4 (г).

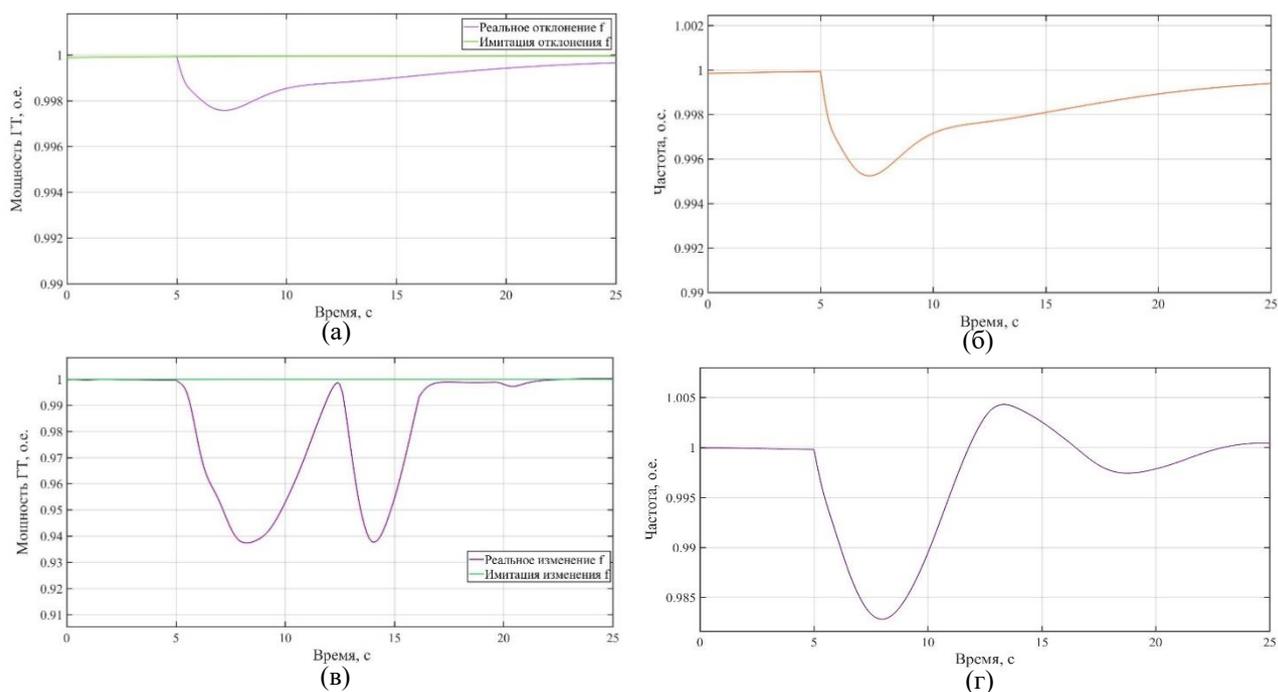
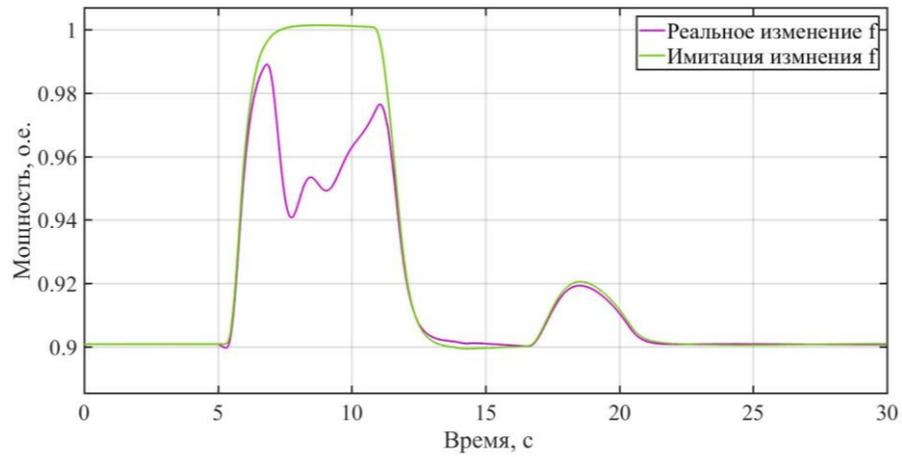


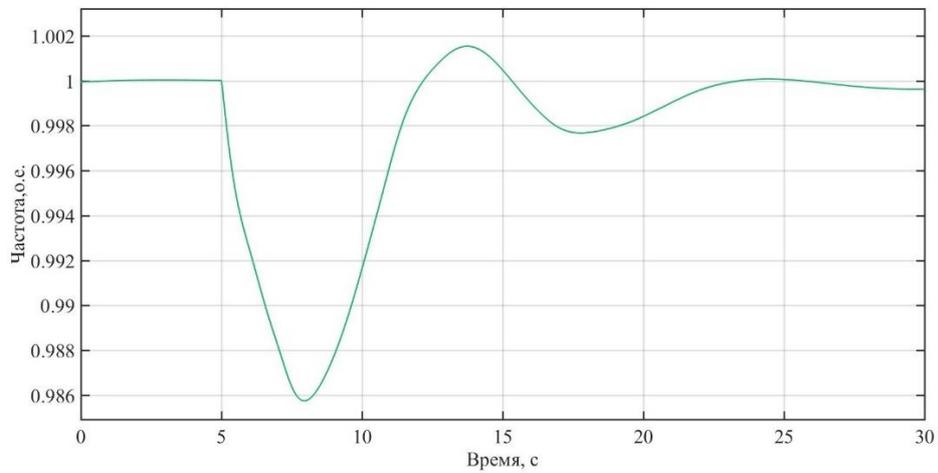
Рисунок 3.4 – Изменение частоты и мощности ГТ в составе ПГУ при реальном и имитационном отклонении частоты (начальная нагрузка установки 100 %): (а), (б) – при малом отклонении частоты; (в), (г) – при значительном отклонении частоты

Видно, что при отклонении частоты, которое обычно подается на имитатор в ходе испытаний, уже имеет место снижение мощности ПГУ. Однако при небольших отклонениях частоты, которые регламентируются условиями проведения испытаний, оно несущественное. Как видно из рисунка, при отклонении частоты 0,004 о.е. (0,2 Гц) ГТ снизила мощность на 0,002 о.е. (0,3 МВт). При большем отклонении частоты снижение мощности уже становится значительным. При изменении частоты до 0,985 о.е. (49,25 Гц) мощность ГТ снижается на 0,06 о.е. (9 МВт).

При неполной загрузке установки ожидается, что ПГУ наберет мощность. Это и происходит, если проводить испытания с имитацией изменения частоты. Если проводить моделирование, то ПГУ после кратковременного набора мощности снизит ее. На рисунке 3.5 представлена ситуация, когда требуемый объем первичной мощности составлял более 10%, значит на протяжении всего периода времени, пока величина частоты соответствует требуемой мощности, равной 10% и более, мощность установки должна быть максимальной, что видно при имитации изменения частоты.



(а)



(б)

Рисунок 3.5 – Изменение частоты и мощности ГТ в составе ПГУ при реальном и имитационном отклонении частоты (начальная загрузка установки 90 %)

При моделировании «реального» отклонения частоты установка сначала увеличила мощность, но потом, при прохождении частотой минимального значения, установка снизила мощность. Так как в данной ситуации рассматривалась работа установки совместно с другими генерирующими агрегатами, увеличившийся дефицит был компенсирован ими, и через некоторое время частота восстановилась.

3.3 Действие АЧР при выделении энергорайона с ПГУ

При снижении частоты ниже 49,2 Гц начинает действовать АЧР. АЧР действует на отключение потребителей для предотвращения дальнейшего снижения частоты (АЧР-1, в том числе специальная очередь АЧР - САЧР) и для ее подъема (АЧР-2). Мощность нагрузки, подключаемой под АЧР-1, определяется исходя из расчетного максимально возможного дефицита мощности, возникающего при нормативных возмущениях, по следующей формуле:

$$P(\text{АЧР1}) \geq \Delta P_{\text{Ад}} + 0,05 \cdot P_{\text{потр}}, \quad (3.1)$$

где $\Delta P_{\text{Ад}}$ – величина расчетного аварийного дефицита мощности; $P_{\text{потр}}$ – величина прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы).

Так как в соответствии с методическими указаниями по устойчивости переток по связи, отключение которой приводит к выделению на изолированную работу энергорайона, не должен превышать 40% от потребления [83], то и максимальный небаланс, на первый взгляд, не должен превышать 40% от потребления. Но в случае с выделением энергорайона с ПГУ, за счет снижения мощности ПГУ при снижении частоты, небаланс будет больше на величину данного снижения.

Так, при проведении численных экспериментов на тестовой модели, мощность ПГУ начинала снижаться и приводила к лавинообразному снижению частоты. Когда учитывалось действие АЧР, снижение мощности достигало 20% от номинальной. Таким образом, ожидаемый дефицит увеличивался на 90 МВт. Из вышесказанного следует, что при выделении энергорайона с ПГУ количество отработанных ступеней будет больше ожидаемого из-за снижения мощности.

В рамках настоящей работы было проведено моделирование отделения энергорайона с учетом действия АЧР. Причем в одном из экспериментов регулятор температуры был выведен, потому что при его выводе мощность установки не снижается. Это позволило оценить влияние снижения мощности

установки на количество отключаемых очередей АЧР. Результаты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Количество отключаемых очередей АЧР при различных величинах нагрузки и генерации

Мощность нагрузки, МВт	Мощность ПГУ, МВт					
	Без учета регулятора температуры			С учетом регулятора температуры		
	270	360	450	270	360	450
270	АЧР не срабатывает	-	-	АЧР не срабатывает	-	-
315	АЧР не срабатывает	-	-	АЧР не срабатывает	-	-
360	АЧР не срабатывает	АЧР не срабатывает	-	САЧР	АЧР не срабатывает	-
405	САЧР;	АЧР не срабатывает	-	САЧР; 2 очереди АЧР-1; 1 очередь АЧР-2;	АЧР не срабатывает	-
450	САЧР; 1 очередь АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР;	АЧР не срабатывает	САЧР; 5 очередей АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 2 очередей АЧР-1; 2 очереди АЧР-2;	АЧР не срабатывает
495	САЧР; 4 очереди АЧР-1; 1 очередь АЧР-2;	САЧР; 3 очереди АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 2 очереди АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 7 очередей АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 5 очереди АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 4 очереди АЧР-1; 2 очереди АЧР-2;
540	САЧР; 5 очередей АЧР-1; 1 очередь АЧР-2;	САЧР; 5 очередей АЧР-1; 1 очередь АЧР-2;	САЧР; 4 очереди АЧР-1; 2 очередь АЧР-2;	САЧР; 9 очередей АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 7 очереди АЧР-1; 1 очереди АЧР-2;	САЧР; 6 очередей АЧР-1; 2 очереди АЧР-2;

Как видно из таблицы, при моделировании без учета регулятора температуры, то есть, когда установка изменяет свою мощность только в соответствии с указаниями частотного корректора, количество отключенных очередей значительно меньше, чем при моделировании с учетом ограничений, накладываемых регулятором температуры.

Эти же результаты для большей наглядности представлены в мощностях на рисунке 3.6.

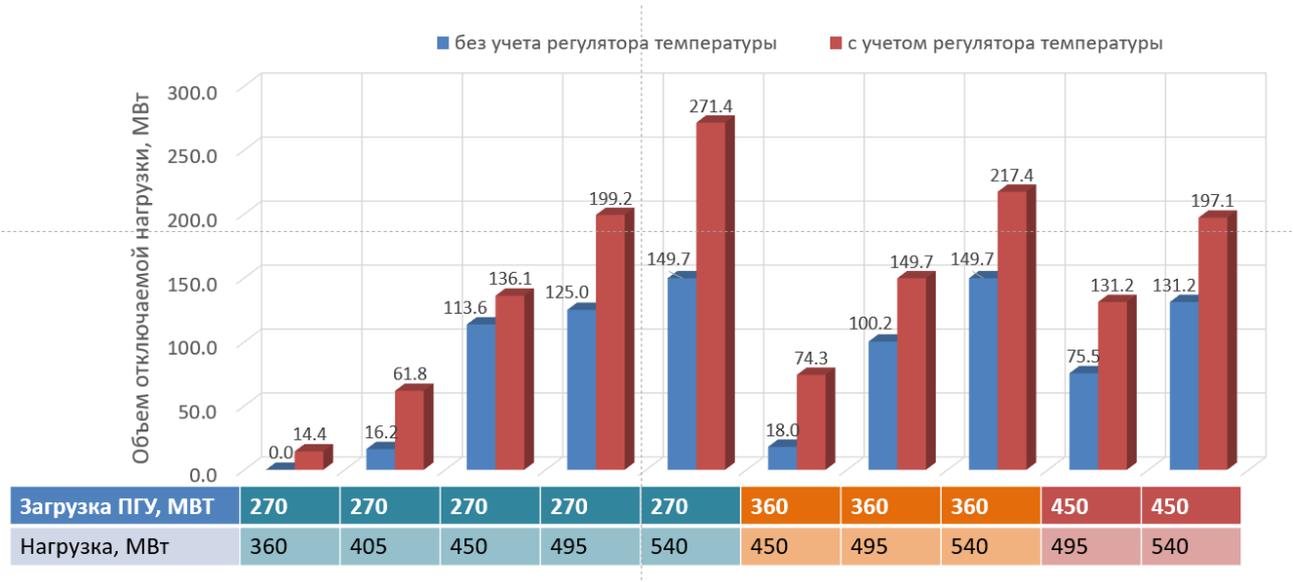


Рисунок 3.6 – Объем нагрузки, отключаемой АЧР без учета и с учетом регулятора температуры

Таким образом, можно сделать вывод, что при расчете объемов АЧР необходимо учитывать особенности ПГУ.

3.4 Выводы по третьей главе

1. При снижении частоты происходит снижение скорости вращения компрессора, которое приводит к увеличению температуры уходящих газов. Такой процесс может привести к действию регулятора температуры на снижение подачи топлива, что в свою очередь вызовет снижение мощности установки. Если в энергорайоне недостаточно других резервов мощности, это приведет к увеличению небаланса и лавинообразному процессу.

2. Испытания установок на корректность их участия в регулировании частоты проводятся посредством подачи на вход частотного корректора сигнала, имитирующего изменение частоты. Такие условия не дают представления об изменении скорости вращения компрессора и, следовательно, испытания не покажут возможное снижение мощности. Таким образом, вместо ожидаемого после испытаний набора мощности, в реальных условиях мощность ПГУ может, наоборот, снизиться. Для того чтобы это учесть можно использовать два пути решения. Первый – проведение натуральных испытаний. Однако натурные испытания с глубоким отклонением частоты являются затратной и опасной

мерой. Вторым путем – создание моделей оборудования и проведение испытаний с помощью математического моделирования.

3. Если в отделившемся районе преобладают ПГУ, то при возникновении аварийной ситуации с глубоким изменением частоты объем нагрузки, отключенной АЧР, будет заметно больше ожидаемого. Таким образом, необходимо принимать во внимание возможное снижение мощности ПГУ при снижении частоты и учитывать этот факт при расчете максимального небаланса для выбора объемов АЧР.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ОТКЛОНЕНИЯ ЧАСТОТЫ ПРИ ОТДЕЛЕНИИ ЭНЕРГОРАЙОНА С ПГУ

В главе приведены разработанные алгоритмы форсировки мощности ПГУ и регулирования напряжения в выделившемся энергорайоне для предотвращения значительного снижения мощности ПГУ. Представлены результаты тестирования разработанных алгоритмов в различных схемно-режимных условиях. Проведен анализ совместной работы разработанных алгоритмов. Выполнено сравнение разработанных алгоритмов и существующих на данный момент аналогов. Определены пусковые факторы, которые могут быть использованы для начала работы данных алгоритмов.

4.1 Форсировка мощности ПГУ

Для предотвращения недопустимого снижения частоты в результате действия регулятора температуры ПГУ предлагается использовать форсировку мощности при глубоком снижении частоты [84], [85].

4.1.1 Принцип действия форсировки мощности

Схема реализации форсировки мощности представлена на рисунке 4.1. Сигнал блока форсировки мощности ΔP будет складываться с минимальным из сигналов, поступающих от регулятора температуры $P_{\text{тем}}^*$ и частотного корректора $P_{\text{чк}}^*$.

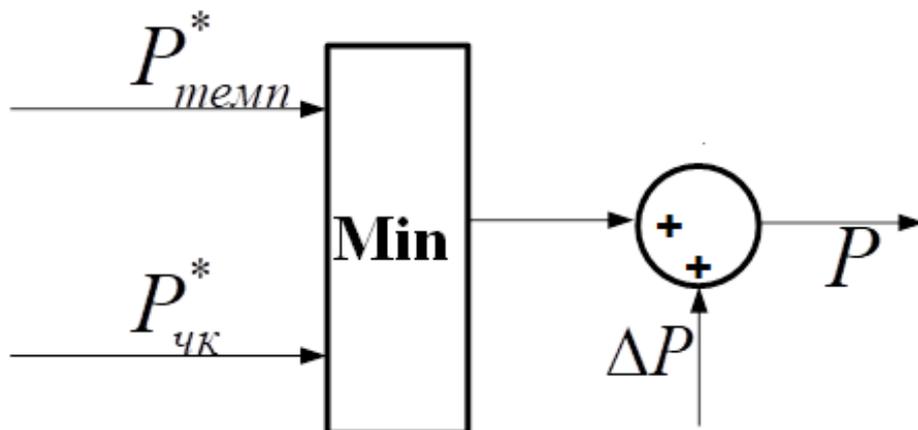


Рисунок 4.1 – Схема реализации форсировки мощности

Чтобы остановить падение частоты необходимо реализовать сигнал форсировки таким образом, чтобы поддерживать значение мощности турбины на максимальном уровне. Затем сигнал необходимо снимать.

На рисунке 4.2 показаны результаты моделирования для той же тестовой схемы, которая была представлена в разделе 3.1. На рисунках можно видеть изменения сигналов регуляторов – частотного корректора и регулятора температуры, а также изменения частоты и мощности ГТ при наличии и отсутствии дополнительного регулирования. Первоначальная загрузка ПГУ составляла 60% (270 МВт), мощность нагрузки составляла 290 МВт. Таким образом, если бы не особенности регулятора температуры, турбина беспрепятственно смогла бы компенсировать небаланс в соответствии с частотным корректором.

Графики слева (а, в, д) соответствуют ситуации при отсутствии сигнала форсировки мощности, графики справа (б, г, е) соответствуют ситуации при наличии сигнала форсировки мощности. Как можно видеть из рисунка 4.2 (а), после выделения сигнал регулятора температуры постепенно снижается, а сигнал частотного корректора увеличивается. В то же время из рисунка 4.2 (б) следует, что спустя некоторое время после моделирования возмущения сигнал регулятора температуры начинает расти, а сигнал частотного корректора снижаться и устанавливаться на определенном значении. Таким образом, в первое время после выделения преобладающим становится регулятор температуры, но спустя еще несколько секунд сигнал частотного корректора вновь становится минимальным. В результате, в первом случае частота не устанавливается на определенном уровне, а продолжает все время снижаться. Это связано с тем, что первоначальное снижение частоты привело к повышению температуры и, как можно видеть из рисунка 4.2 (д), к последующему снижению мощности ГТ. Снижение мощности привело к дальнейшему перегреву и возникновению лавинообразного процесса.

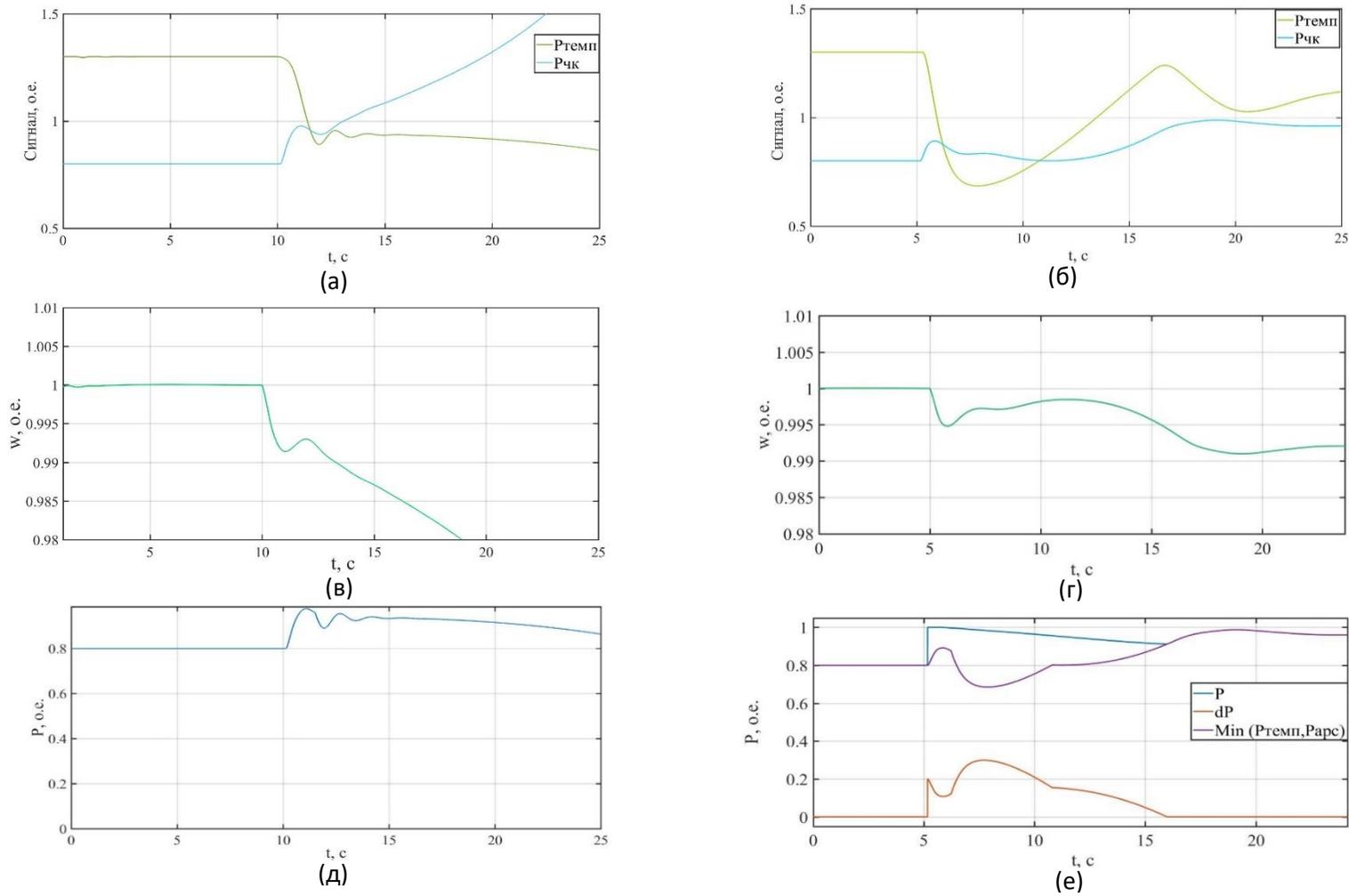


Рисунок 4.2 – (а) – сигналы частотного корректора и регулятора температуры без форсировки мощности; (б) – то же с форсировкой мощности; (в) – частота без форсировки мощности; (г) – частота с форсировкой мощности; (д) – изменение мощности ГТ без форсировки мощности; (е) – то же с форсировкой мощности

Форсировка мощности позволяет предотвратить глубокое снижение частоты и, как следствие, избежать перегрева. Из рисунка 4.2 (е) можно видеть, что в момент выделения появляется дополнительный форсировочный сигнал, который увеличивает мощность ГТ до максимальной. Затем форсировочный сигнал изменяется таким образом, чтобы происходило постепенное снижение мощности. Далее мощность вновь полностью начинает определяться блоком выбора минимального значения.

За счет того, что мощность турбины форсируется, частота восстанавливается, а следовательно, восстанавливается сигнал регулятора температуры, что позволяет поддерживать мощность ГТ. Как можно видеть из результатов моделирования, предложенная мера позволила избежать лавинообразного процесса снижения частоты в рассматриваемой ситуации.

4.1.2 Выбор формы сигнала форсировки мощности

В рамках диссертационной работы также ставилась задача определить, как именно необходимо подавать сигнал форсировки мощности, чтобы обеспечить наилучшее возможное качество регулирования частоты [86], [87]. Выбор первого приближения формы сигнала форсировки мощности был выполнен путем проведения ряда экспериментов на модели, представленной в разделе 3.1. Очевидно, что в то время, пока происходит снижение частоты, дополнительный сигнал форсировки требуется поддерживать на максимальном уровне. Как только частота начинает восстанавливаться, можно попробовать постепенно снимать сигнал. Для того чтобы определить, каким образом скорость снятия сигнала влияет на восстановление частоты, были произведены эксперименты для различной скорости снятия. Результаты моделирования представлены на рисунке 4.3. В первом случае сигнал снимался с постоянной времени 70 с, во втором – с постоянной времени 150 с, в третьем – 400 с и в последнем случае сигнал снимался мгновенно.

Как видно из рисунка 4.3, при постоянной времени 70 с сигнал ликвидировался слишком быстро и его действия было недостаточно, чтобы предотвратить лавинообразное снижение частоты. При постоянной времени

150 с удалось запустить процесс восстановления частоты. Увеличение постоянной времени до 400 с привело к тому, что частота стала восстанавливаться за большее время, чем при постоянной времени 150 с. А при мгновенном снятии сигнала происходит резкое падение частоты через 50 с после снятия сигнала.

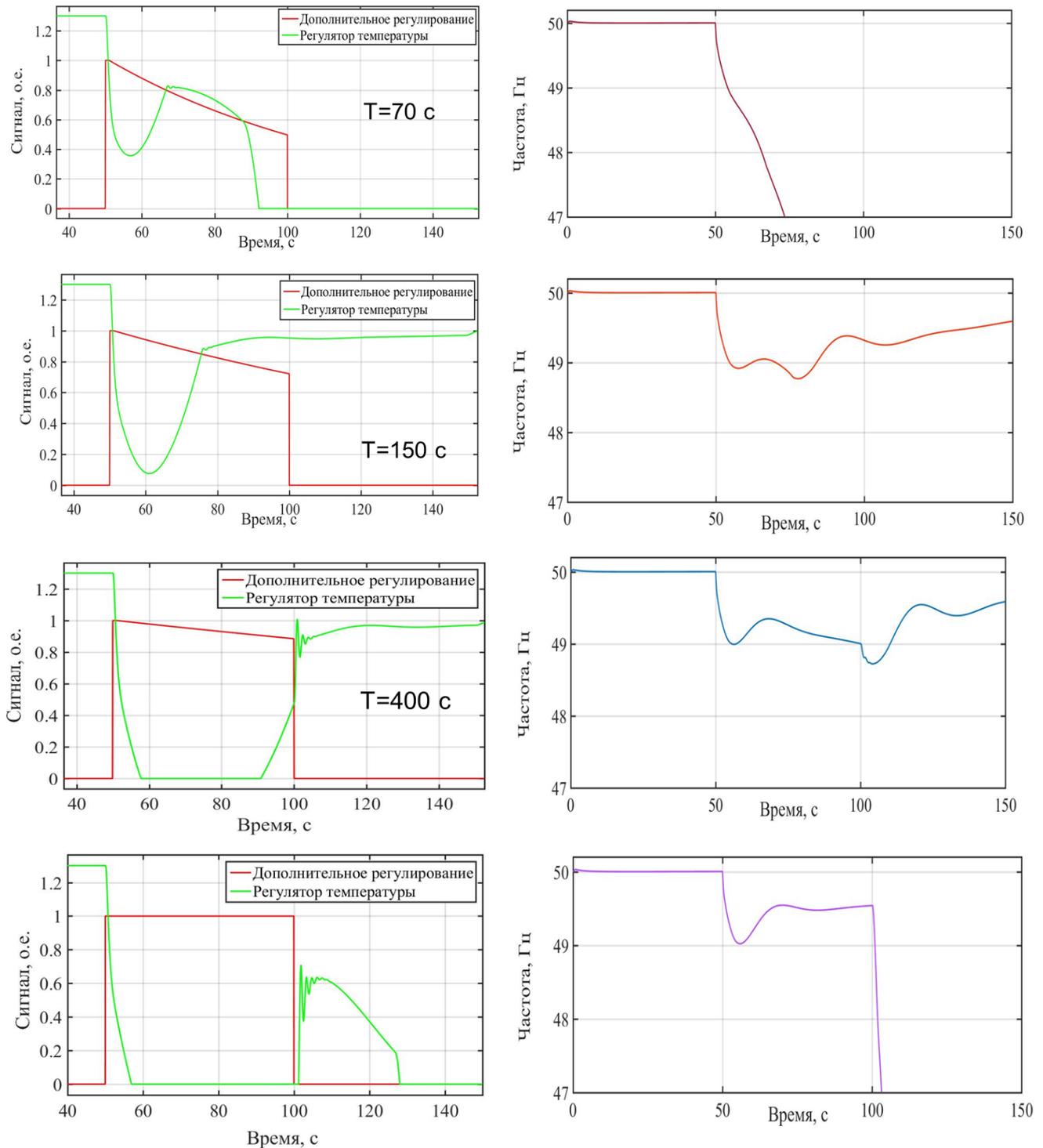


Рисунок 4.3 – Изменение сигнала регулятора температуры и частоты при разных сигналах дополнительного регулирования

Таким образом, возникает задача выбора оптимальной скорости снятия сигнала, необходимой для предотвращения лавинообразного снижения частоты и поддержания ее на уровне, максимально близком к нормальному. Далее будет предложен алгоритм, где сигнал формируется адаптивно, в зависимости от изменения частоты.

4.1.3 Эффект от форсировки мощности

Для того чтобы определить эффект, приобретаемый от действия форсировки мощности, производилось изменение нагрузки и сравнение графиков частоты для турбины без форсировки мощности и совместно с ней. Все эксперименты также проводились на модели, представленной в разделе 3.1.

Первоначальная загрузка ПГУ составляла 60% (270 МВт), величина нагрузки изменялась в диапазоне от 280 до 310 МВт. Результаты приведены на рисунке 4.4. В легенде приведены мощности нагрузок, для которых производилось моделирование. Пунктирными линиями изображены графики изменения частоты без дополнительного регулирования, сплошными линиями изображены графики изменения частоты с дополнительным регулированием.

Как видно из рисунка, при нагрузке 280 МВт через некоторое время частота устанавливается на одном уровне и без дополнительного регулирования, и с дополнительным регулированием. Но повышение нагрузки ПГУ начиная с 290 МВт позволяет выявить проблемную ситуацию: без дополнительного регулирования происходит лавинообразное снижение частоты. При наличии дополнительного регулирования, нагрузку, при которой не происходит лавинообразного снижения частоты, удается увеличить до 310 МВт.

Из рисунка 4.5 следует, что даже при нагрузке 280 МВт, когда частота установилась на одном уровне в обоих случаях, виден эффект от дополнительного регулирования. В случае без дополнительного регулирования минимальное значение частоты составило примерно 0.98 о.е. (49 Гц), а в случае с дополнительным регулированием частота не опустилась ниже 0.99 о.е. (49,5 Гц).

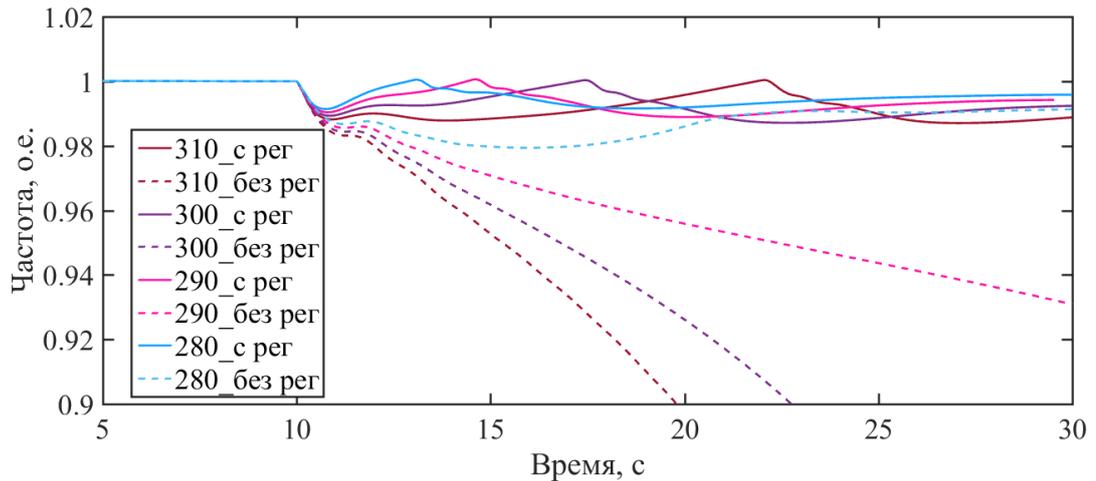


Рисунок 4.4 – Изменение частоты без дополнительного регулирования (пунктирной линией) и с дополнительным регулированием (сплошной линией)

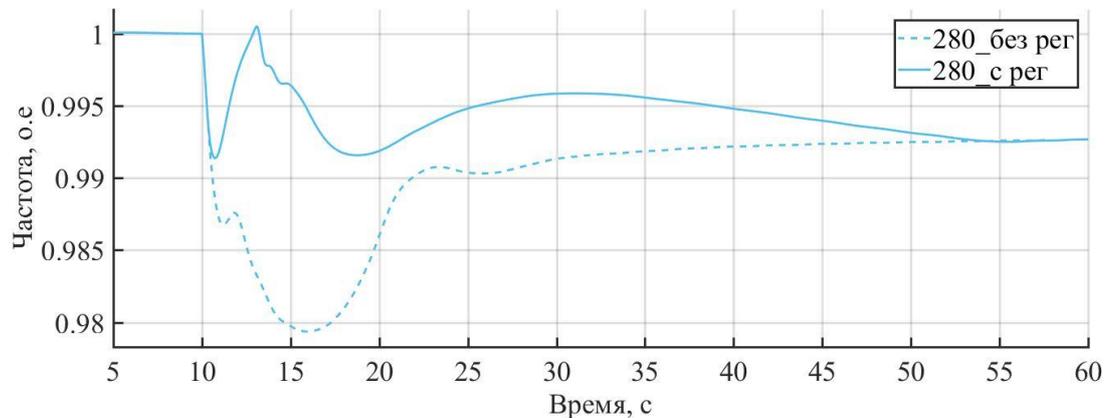


Рисунок 4.5 – Изменение частоты с регулированием (сплошная линия) и без регулирования (пунктирная линия)

Следует отдельно подчеркнуть, что дополнительное регулирование в данном случае могло предотвратить срабатывание специальной очереди АЧР, а значит, применение форсировки мощности окажет заметный положительный эффект при возникновении подобной ситуации.

4.1.4 Общее описание алгоритма форсировки мощности

На рисунке 4.6 показана обобщенная схема предложенного алгоритма формирования сигнала форсировки мощности. Для начала его работы могут быть использованы разные пусковые факторы, на схеме представлен один из возможных – комбинация фиксации скорости снижения частоты и положения контрольных выключателей. Использование совокупности пусковых факторов повышает надежность работы алгоритма.

Непосредственно предлагаемый алгоритм форсировки мощности может быть описан следующим образом. Если скорость снижения частоты превысила установленную величину (обозначенную константой a), а положение всех контрольных выключателей зафиксировано, как «отключены», то запускается алгоритм формирования сигнала форсировки мощности. Когда частота снижается, мощность установки увеличивается до максимального значения (блок постоянной составляющей). Затем, как только частота начинает восстанавливаться, сигнал снижается (блок переменной составляющей). Снижение сигнала происходит по апериодическому закону. Постоянная времени снятия сигнала рассчитывается исходя из отклонения частоты от номинального значения и скорости изменения частоты. Если отклонение частоты небольшое, то сигнал необходимо снимать быстрее. Когда отклонение частоты значительное, то сигнал необходимо снимать медленнее. Если частота быстро восстанавливается, то нужно увеличивать скорость снятия сигнала. В случае если частота восстанавливается медленно или, тем более, начинает вновь падать, требуется поддержать сигнал на достаточно высоком значении.

Также в алгоритме есть дополнительный блок, осуществляющий корректировку по температуре. Этот блок необходим для предотвращения перегрева свыше допустимой температуры. Если измеренная температура ($temp$) приближается к максимально допустимому значению, то максимальное значение, до которого будет форсироваться мощность (P), корректируется с понижающим коэффициентом. Скорректированное значение величины, до которой будет максимально увеличиваться мощность, обозначено K_t .

Если частота в результате УВ превысит номинальный уровень, сигнал корректируется с помощью блока ограничения УВ. Этот блок выделен, так как существует расширенная версия алгоритма (при вводе полного блока переменной составляющей, описание которого представлено в разделе 4.1.5), в которой он не требуется.

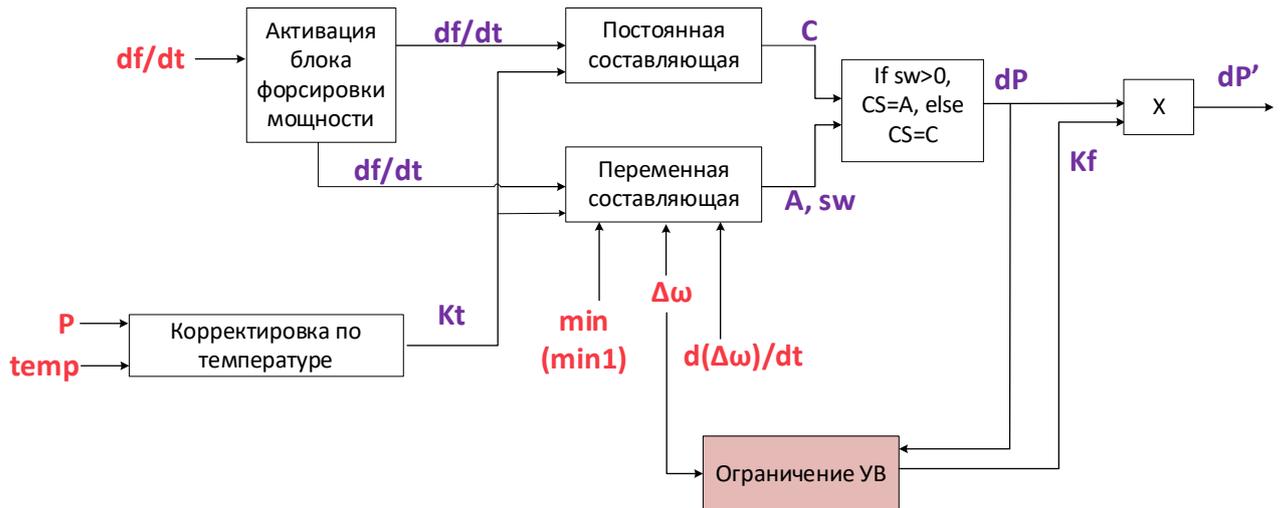


Рисунок 4.6 – Обобщенная схема алгоритма формирования сигнала форсировки мощности

В следующем разделе представлено детализированное описание приведенного алгоритма по блокам. Оно позволяет лучше сформировать представление о работе каждого звена данного алгоритма.

4.1.5 Описание блоков алгоритма форсировки мощности

Основными блоками разработанного алгоритма форсировки мощности ПГУ являются: блок постоянной составляющей, блок регулирования температуры, блок ограничения избыточности воздействия, блок переменной составляющей (упрощенный или полный). Связь между этими блоками была кратко описана в предыдущем разделе.

1. Блок постоянной составляющей

Структура блока приведена на рисунке 4.7. Его суть заключается в том, что в случае, если частота снижается, выходной сигнал устанавливается равным сигналу блока регулирования температуры. Наоборот, если частота возрастает, выходной сигнал будет равен 0. Блок Edge detector фиксирует факт снижения частоты. Как только частота начинает снижаться, он выдает единицу. Однако, данный блок выдает мгновенный сигнал только в момент начала события. Поэтому, чтобы зафиксировать единицу на выходе, используется блок off delay.

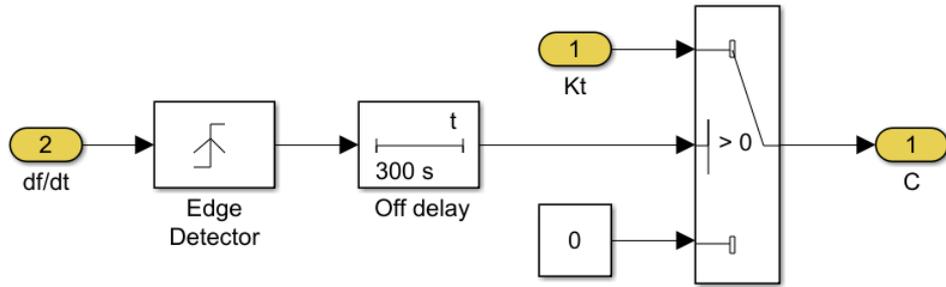


Рисунок 4.7 – Структура блока постоянной составляющей

2. Блок регулирования температуры

Блок регулирования температуры изменяет уставку сигнала форсировки мощности для предотвращения превышения допустимой величины температуры. Структура данного блока представлена на рисунке 4.8, где “dP” - это значение мощности, до которой необходимо произвести форсировку, а “P” - сигнал с выхода блока минимального значения (выбор минимального значения из сигналов регулятора температуры и частотного корректора в основной модели ГТ).

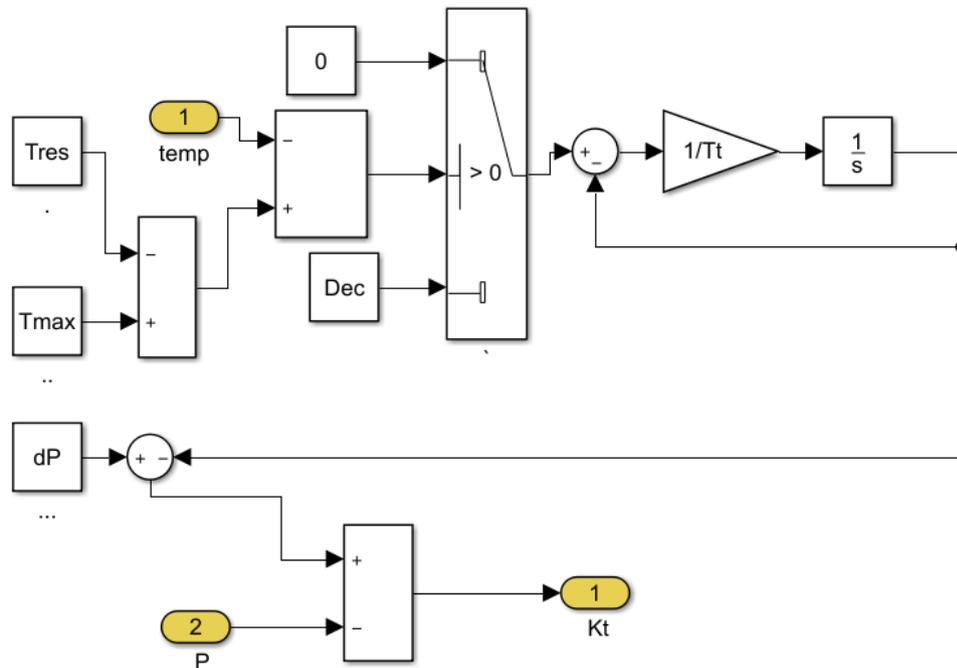


Рисунок 4.8 – Блок ограничения температуры

Когда температура уходящих газов превышает допустимое значение, необходимо уменьшить сигнал форсировки. “Tmax” - это максимальная допустимая температура. Обычно она на 10-15% выше номинального значения.

“Tres” - это запас по температуре, который необходим, чтобы учесть инерционность регулирования. Проведенные в рамках данной работы эксперименты показали, что достаточно его установить равным 30° для максимальной температуры 610° . Если текущая температура “temp” превышает максимальную температуру T_{max} , уменьшенную на Tres, то постепенно из dP начинает вычитаться все возрастающая величина. Она увеличивается от 0 до значения Dec (эмпирически принятого равным 0,2) с постоянной времени T_t (эмпирически принята равной 0,05). Выходной сигнал блока корректировки по температуре K_t идет на входы блоков постоянной и переменной составляющих.

Основное преимущество такой организации блока заключается в том, что она позволяет установить любую допустимую температуру перегрева, значение которой можно получить из паспортных данных турбины.

3. Блок ограничения избыточности воздействия (упрощенное управление)

При отклонении частоты производить выдачу УВ требуется максимально быстро. Поэтому времени на определение величины первоначального сигнала форсировки нет. Однако, если отклонение частоты небольшое, УВ может оказаться излишним и частота на некоторое время превысит 50 Гц. Поэтому в разработанной системе управления добавлен блок ограничения избыточности воздействия, контролирующей избыточность УВ.

Структура блока ограничения избыточности воздействия изображена на рисунке 4.9. Данный блок включается в работу только тогда, когда производится форсировка мощности, для этого нужен первый переключатель. Если форсировка отсутствует, то выбирается нижний вход, значение которого равно 1. Если форсировка действует, выбирается верхний блок, значение которого меняется в зависимости от отклонения частоты от номинального значения. Если частота превышает уставку, блок «compare to zero» выдает единицу. В остальных случаях блок выдает ноль.

Таким образом, когда частота превышает 50 Гц во время действия форсировки, производится включение блока. Тогда блок снижает итоговый

форсировочный сигнал. Величина снижения определяется коэффициентом, который рассчитывается с помощью интегратора:

$$kf(t) = 1 - \int (Dec) dt, \quad (4.1)$$

$kf(t)$ – коэффициент форсировочного сигнала.

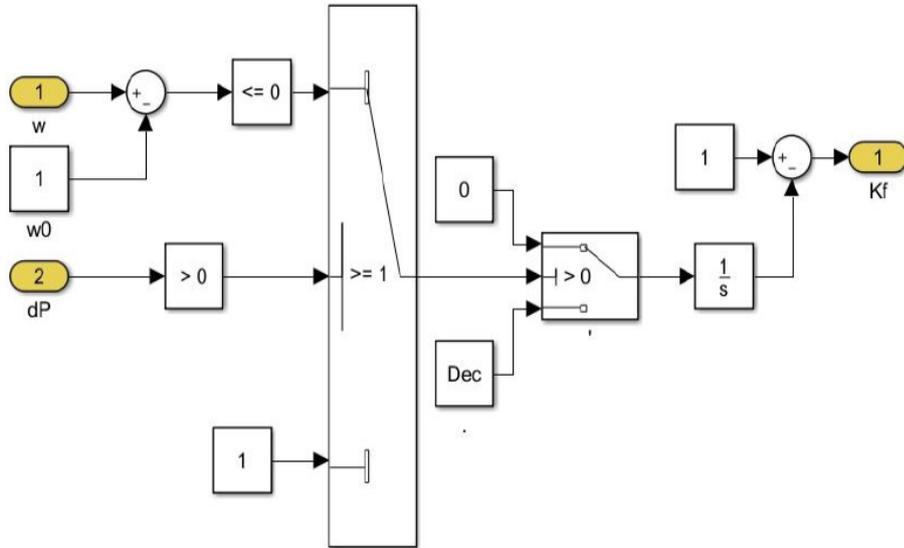


Рисунок 4.9 – Структурная схема блока ограничения избыточности УВ

Блок ограничения избыточности воздействия необходим, когда введен упрощенный блок переменной составляющей (представлен далее). Если введен полный блок переменной составляющей, то блок ограничения избыточности УВ не требуется, так как в этом случае перерегулирование исключается.

4. Блок переменной составляющей (упрощенный)

Блок переменной составляющей вступает в действие, когда частота начинает восстанавливаться. Он необходим для постепенного снятия сигнала форсировки мощности. Его сигнал в первый момент такой же, как сигнал блока постоянной составляющей, а затем он начинает снижаться с определенной постоянной времени. Структура блока представлена на рисунке 4.10. Здесь представлен упрощенный блок переменной составляющей, постоянная времени выбирается экспертным путем. Далее будет представлен полный блок переменной составляющей, где постоянная времени формируется адаптивно.

Постоянная времени выбирается в зависимости от режима. Как только происходит переход на действие частотного корректора ($P=1$), а частота при этом

продолжает расти, постоянная времени снижается до 10 с (определено эмпирически), при этом значение P' «замораживается».

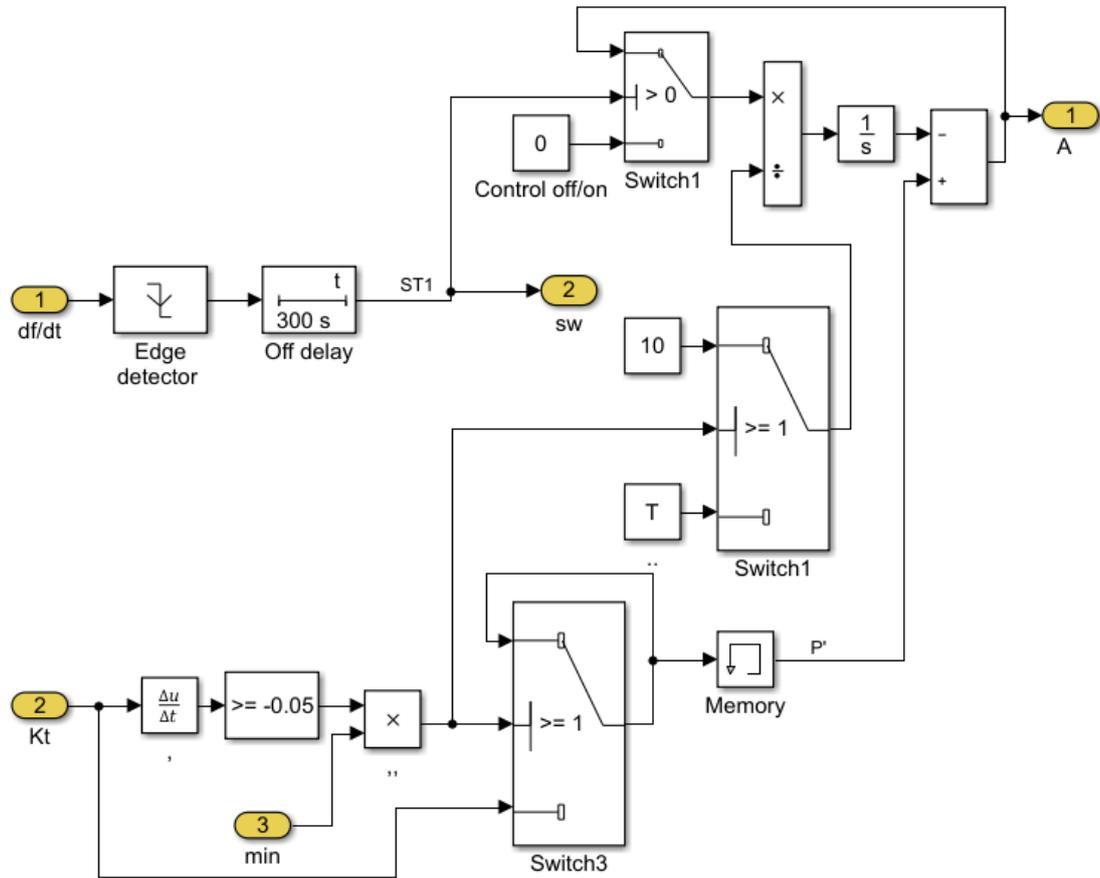


Рисунок 4.10 – Структурная схема блока переменной составляющей (упрощенная)

При такой структуре алгоритма основная проблема заключается в выборе постоянной времени T . Как показали результаты экспериментов, для разных режимов требуется своя постоянная времени. В случае с небалансом 20 МВт необходимо было выставить постоянную времени 30 с, для небаланса 30 МВт - 70 с, а для небаланса 40 МВт постоянная времени должна быть не менее 140 с. На рисунках 4.11 - 4.13 приведены графики основных параметров – уставки по топливу, частоты, сигналов частотного корректора и регулятора температуры - при выделении на изолированную работу энергорайона. На рисунке 4.11 приведены графики для случая, когда установка загружена на 60%. Разными цветами показаны графики для разных небалансов: голубая кривая – дефицит 40 МВт, фиолетовая кривая – дефицит 30 МВт, красная кривая – дефицит 20 МВт.

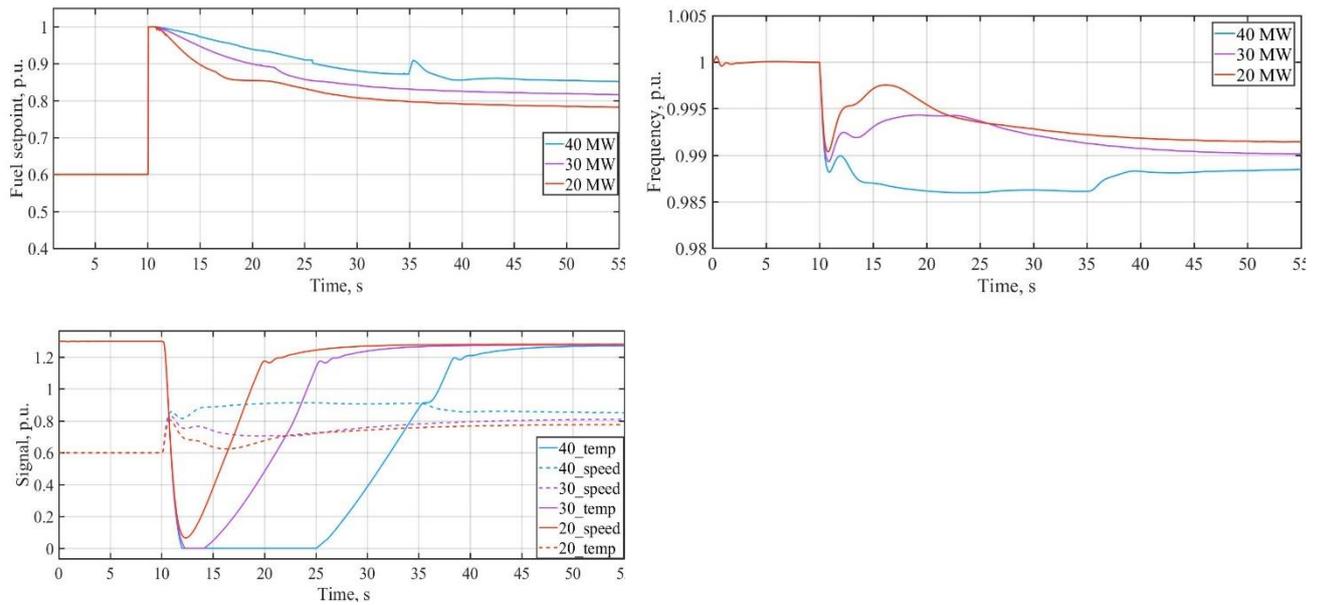


Рисунок 4.11 – Процессы при 60% загрузке установки

На рисунке 4.12 показаны графики тех же параметров, но при загрузке установки на 70%. В данном случае получить установившийся режим удалось при небалансах 20 МВт и 30 МВт. При небалансе 40 МВт в рассмотренной ситуации даже при применении форсировки мощности не удалось получить установившееся значение частоты.

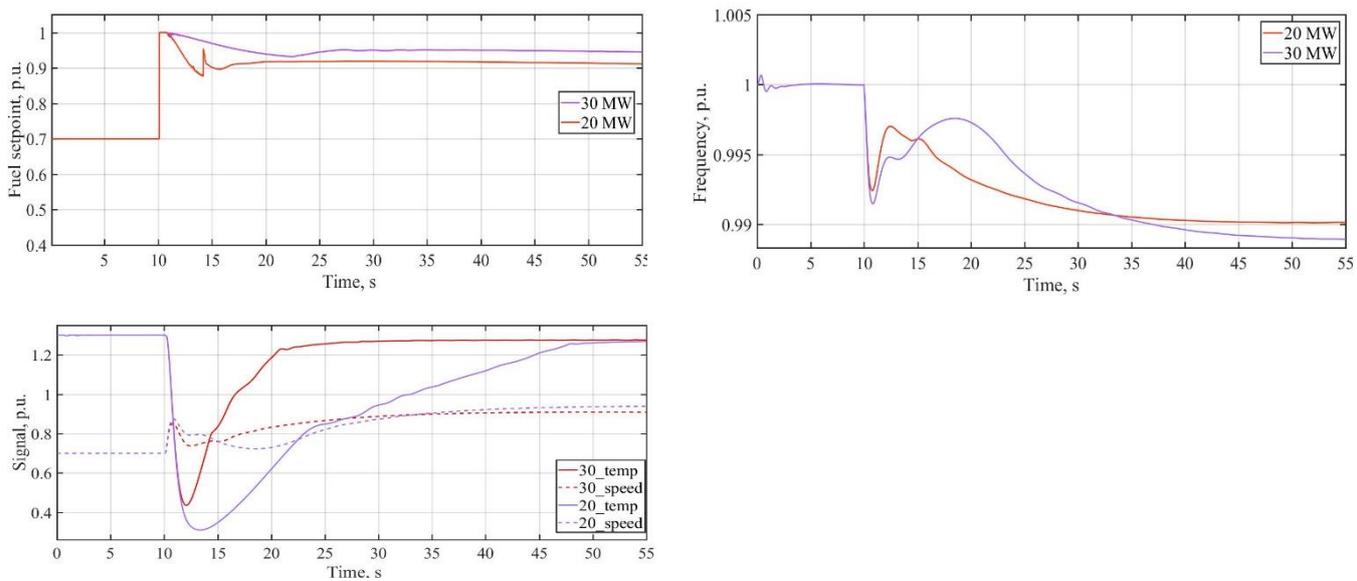


Рисунок 4.12 – Процессы при 70% загрузке установки

На рисунке 4.13 показаны процессы при загрузке установки на 80%. В данном случае установившийся режим удалось получить только при величине небаланса 20 МВт.

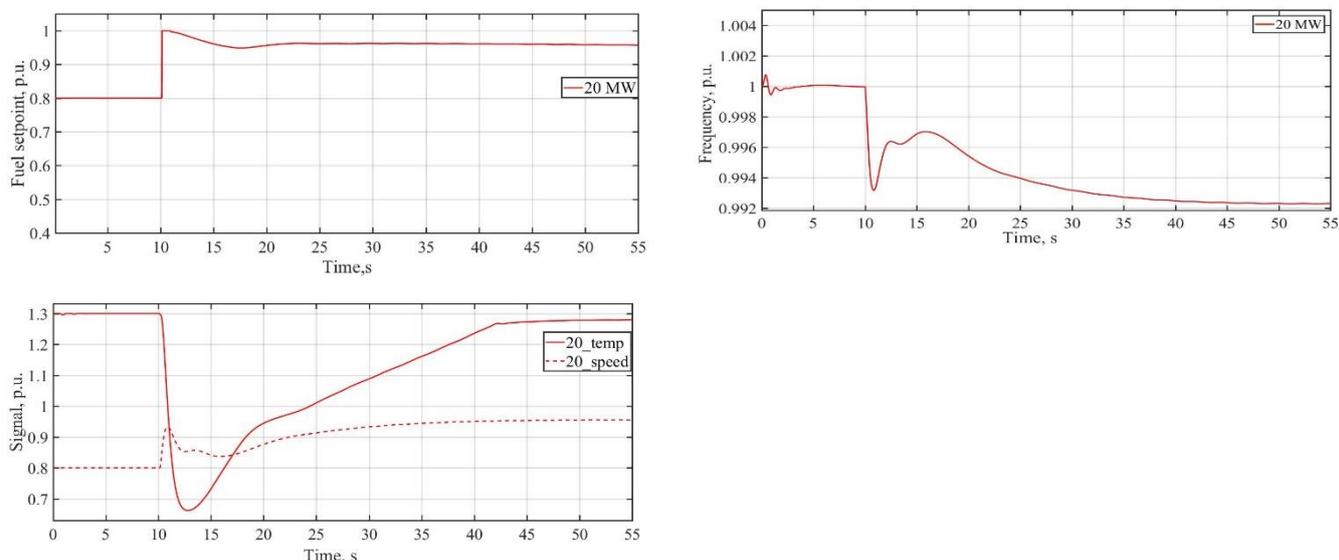


Рисунок 4.13 – Процессы при 80% загрузке установки

5. Блок переменной составляющей (полный)

Данный вариант регулятора является усовершенствованным в сравнении с ранее рассмотренным упрощенным вариантом. С его помощью значение постоянной времени меняется в зависимости от отклонения частоты и скорости ее изменения. Расчет постоянной времени снятия сигнала производится по следующему принципу: если частота растет слишком быстро, то сигнал необходимо как можно быстрее снижать, следовательно, уменьшать постоянную времени. При незначительном отклонении скорости постоянную времени необходимо уменьшать, а при достижении определенного отклонения – увеличивать.

Как видно из рисунка 4.14 и системы уравнений (4.2), усовершенствованная версия алгоритма значительно сложнее, чем предыдущая. Усложнение происходит за счет алгоритма автоматической корректировки постоянной времени в темпе процесса. T – это начальное значение постоянной времени, которое задается экспертным путем. Эта константа суммируется с переменной, которая зависит от скорости изменения частоты.

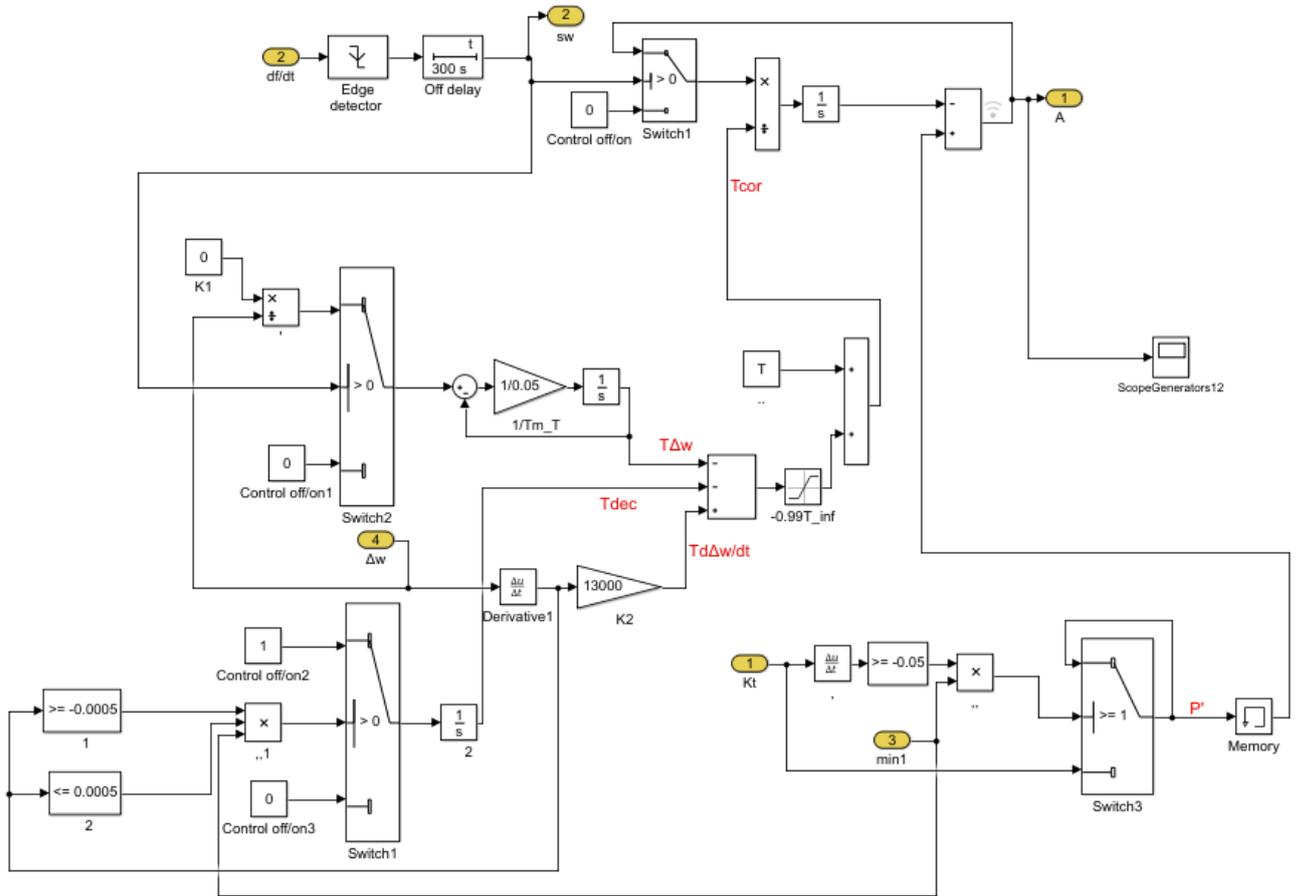


Рисунок 4.14 – Структурная схема блока переменной составляющей (полная)

$$\left\{ \begin{array}{l}
 A = \begin{cases} -T_{cor} \frac{d(A)}{dt} + \Delta P - P, sw > 0 \\ 0, sw \leq 0 \end{cases} \\
 P'_k = \begin{cases} P'_{k-1}, \left[\frac{d(Kt)}{dt} \geq -0.05 \text{ AND } (min1 < 0) \right] \\ Kt, \left[\frac{d(Kt)}{dt} < -0.05 \text{ OR } (min1 > 0) \right] \end{cases} \\
 0,05 \left(\frac{dT_{\Delta\omega}}{dt} \right) = \frac{K1}{\Delta\omega} - T_{\Delta\omega} \\
 T_{d\Delta\omega/dt} = K2 \cdot \frac{d(\Delta\omega)}{dt} \\
 T_{dec} = \begin{cases} 0, \left[\left(\frac{d(\Delta\omega)}{dt} \right) < -0.0005 \right] \text{ OR } \left[\left(\frac{d(\Delta\omega)}{dt} \right) > 0.0005 \right] \text{ OR } (min1 < 0) \\ \int 1dt, \left[(-0.0005 \leq \left(\frac{d(\Delta\omega)}{dt} \right) \leq 0.0005) \text{ AND } (min1 \geq 0) \right] \end{cases} \\
 T_{cor} = \begin{cases} \frac{T_{d\Delta\omega/dt} - T_{\Delta\omega} - T_{dec} + T, [(-0,99T) < (T_{d\Delta\omega/dt} - T_{\Delta\omega})] \text{ AND } sw > 0 \\ -0,99T, [(-0,99T) \geq (T_{d\Delta\omega/dt} - T_{\Delta\omega})] \text{ AND } sw > 0 \\ T, sw \leq 0 \end{cases}
 \end{array} \right. , \quad (4.2)$$

Первая составляющая постоянной времени $T_{\Delta\omega}$ формируется по третьему выражению в системе уравнений (4.2). Как можно заметить, данная

составляющая обратно пропорциональна отклонению частоты $\Delta\omega$. Эта составляющая снижает постоянную времени, следовательно, при восстановлении частоты (при снижении отклонения частоты) постоянная времени снижается. Соответственно, чем меньше отклонение частоты, тем быстрее необходимо снижать сигнал. Данная составляющая формируется с помощью апериодического звена с небольшой постоянной времени (выбрана равной 0,05 с), чтобы не допустить скачкообразного регулирования. Коэффициент регулирования K_1 в данном случае выбран равным 0,1. Он может быть скорректирован, но для всех протестированных в рамках данного исследований ситуаций он показал хороший результат.

Вторая составляющая постоянной времени $T_{d\Delta\omega/dt}$ формируется на основании скорости изменения частоты и описывается четвертым выражением системы уравнений (4.2). Данная составляющая суммируется с исходной постоянной времени, но сама имеет отрицательное значение, так как при отрицательном небалансе отклонение частоты отрицательное. Таким образом, если частота восстанавливается быстро, то производная имеет большой модуль, но отрицательный знак, следовательно, постоянная времени значительно снижается и сигнал быстро ликвидируется. Если частота восстанавливается медленно, то модуль этой составляющей будет небольшим, и, таким образом, сигнал будет удерживаться продолжительное время. Если же частота начала вновь падать, то эта составляющая будет иметь положительный знак, а значит, постоянная времени будет еще увеличена относительно исходной величины.

Третья составляющая формируется аналогичным образом на основе скорости изменения частоты. Если частота прекратила изменяться (в данном случае были установлены пределы, что скорость изменения частоты находится в диапазоне от -0.0005 до 0.0005 Гц, так как небольшие колебания частоты могут присутствовать после восстановления, но при этом сигнал дополнительного регулирования уже не требуется), и в то же время регулятор скорости является преобладающим (значение $\min 1$, вычисляемое как разность сигнала регулятора температуры и сигнала частотного корректора, меньше нуля), то форсировочный

сигнал надо убирать. Для этого интегратор начинает накапливать значение, которое вычитается из значения постоянной времени, в результате происходит достаточно быстрое снижение форсировочного сигнала до нуля.

Результаты моделирования на тестовом энергорайоне (представлен в разделе 3.1) при упрощенном блоке переменной составляющей (без учета dw/dt) и при полном блоке (с учетом dw/dt) переменной составляющей представлены на рисунке 4.15.

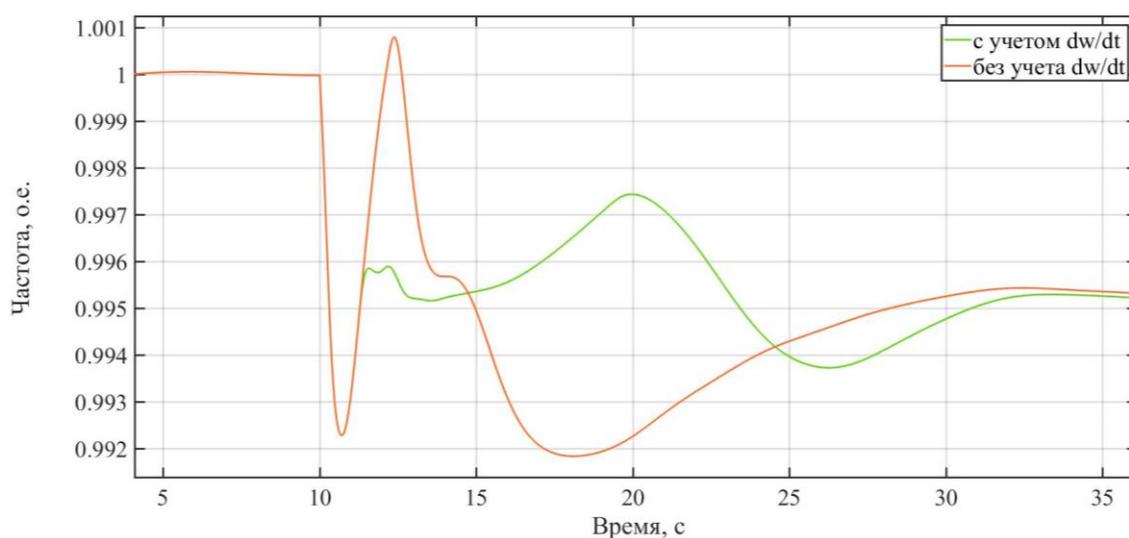


Рисунок 4.15 – Изменение частоты при полном и упрощенном моделировании блока переменной составляющей

Как видно из рисунка, полный алгоритм изменения переменной составляющей позволяет более плавно приводить частоту к установившемуся значению.

4.1.6 Влияние форсировки мощности на объем отключаемой нагрузки

Предложенный алгоритм позволяет сократить объем нагрузки, отключаемый АЧР. В таблице 4.1 представлены результаты численного моделирования на тестовой модели, описанной в пункте 3.1, с учетом действия АЧР. Как видно из таблицы, разработанный алгоритм позволил сократить количество отключаемых ступеней АЧР-1 на 1-2 очереди. Для рассматриваемой схемы это около 20-50 МВт.

Таблица 4.1. – Количество отключаемых очередей АЧР-1

Величина нагрузки, МВт	Количество отключенных очередей АЧР/ объем нагрузки, МВт		Итоговая эффективность, МВт
	Без регулирования	С форсировкой мощности	
100 % загрузка установки (450 МВт)			
590	9/265.5	8/236	29.5
570	8/228	7/199.5	28.5
550	7/192.5	6/165	27.5
80 % загрузка установки (360 МВт)			
480	9/216	7/168	48
460	8/184	6/138	46
440	7/154	6/132	22
60% загрузка установки (270 МВт)			
380	8/152	6/114	38
360	7/126	5/90	36
340	5/85	4/68	17

Таким образом, предложенный алгоритм форсировки мощности позволяет существенно снизить объем нагрузки, отключаемой АЧР при отделении энергорайона с ПГУ на изолированную работу.

4.2 Регулирование напряжения в энергорайоне

На баланс в энергосистеме можно влиять двумя способами: посредством изменения генерируемой мощности и посредством изменения мощности нагрузки. При снижении частоты необходимо либо увеличивать выдачу генерируемой мощности, на что направлен разработанный алгоритм форсировки мощности, либо снижать нагрузку. Основной способ снижения нагрузки – это ее отключение, на что и направлено действие АЧР. Отключение нагрузки крайне нежелательно, так как основной принцип управления режимами в энергосистеме России – обеспечение бесперебойного и качественного энергоснабжения потребителей. Как правило, отключение нагрузки применяется исключительно в тех случаях, когда действие остальных средств регулирования исчерпано.

Но подействовать на нагрузку можно не только посредством отключения потребителей, но и с помощью изменения напряжения на шинах потребителя. Основная часть нагрузки зависит от параметров режима - напряжения и частоты. Функциональные зависимости нагрузки от напряжения и частоты называют статическими характеристиками нагрузки (СХН). Активная мощность пассивной нагрузки в большей мере зависит от напряжения, активная мощность двигательной нагрузки в основном зависит от частоты [88].

На текущий момент существует множество работ на тему регулирования баланса мощности с помощью регулирования напряжения в энергосистеме. Еще в прошлом веке проводились практические исследования, целью которых было определение, каким образом можно изменить нагрузку с помощью изменения напряжения [89], [90]. Эти исследования проводились для пиковых нагрузок, когда нет достаточных резервов, чтобы покрыть дефицит мощности.

Существует ряд работ на тему регулирования частоты посредством напряжения в изолированных энергосистемах, так как в таких энергосистемах зачастую присутствуют проблемы с резервами мощности [91], [92], [93], [94]. Также существуют работы, в которых с помощью регулирования напряжения предлагается сглаживать график нагрузки с целью достижения большей экономической эффективности производства электроэнергии [95]. В последнее время это направление рассматривается в рамках управления режимом сети при наличии большого объема распределенной генерации [96].

Обычно при снижении частоты нагрузка также уменьшается, что само по себе положительно влияет на снижение дефицита мощности. Таким образом, не имеет смысла в данном исследовании моделировать зависимость нагрузки от частоты, данный эффект будет дополнительным резервом. Зависимость от напряжения можно использовать в качестве средства регулирования, поэтому далее будет производиться моделирование нагрузки с различными зависимостями от напряжения.

Основой получения СХН являются натурные эксперименты, но проведение натурального эксперимента для каждого энергоузла является довольно

сложной задачей. Кроме того, состав нагрузки может изменяться с течением времени. Таким образом, для расчетов обычно используются обобщенные СХН. Эти зависимости имеют явно выраженный квадратичный характер, так как большая часть промышленной нагрузки составляют асинхронные двигатели.

Следовательно, если нагрузка зависит от напряжения, как в основном и встречается в практике, то посредством некоторого снижения напряжения можно снизить нагрузку, а значит, снизить величину дефицита мощности в энергорайоне.

Очевидно, что эффект от данного воздействия будет зависеть от состава нагрузки в текущий момент времени, так как разная нагрузка имеет различные характеристики зависимости от напряжения.

В рамках настоящей работы были проанализированы процессы в энергосистеме при различном составе нагрузок [97]. Сначала анализировалась энергосистема с нагрузкой, представленной постоянным сопротивлением. Было установлено, что при такой модели нагрузки регулирование напряжения будет давать наилучший эффект, так как нагрузка имеет квадратичную зависимость от напряжения.

На рисунках 4.16 – 4.17 представлены основные результаты численного моделирования процесса выделения энергорайона с ПГУ и нагрузкой, представленной постоянным сопротивлением. Для исследования была использована модель тестового энергорайона, представленная в разделе 3.1. Пунктирными линиями показаны графики изменения параметров без регулирования напряжения, сплошными линиями – с регулированием. Моделирование проводилось при различной начальной величине нагрузки в диапазоне от 290 до 340 МВт. Генерация ПГУ составляла 270 МВт.

На рисунке 4.16 показано изменение напряжения в узле нагрузки с учетом регулирования и без учета. Если рассмотреть графики без регулирования напряжения, то можно увидеть, что в выбранном режиме первоначально существовал избыток реактивной мощности, в связи с этим после отделения от энергосистемы напряжение несколько возросло. На рисунке 4.17 показано

соответствующее изменение нагрузки. Поскольку напряжение возросло, нагрузка тоже возросла.

Путем снижения уставки АРВ на 5% производилось снижение напряжения на шинах генератора, вследствие чего напряжение снизилось и на шинах нагрузки на величину, не превышающую 5%.

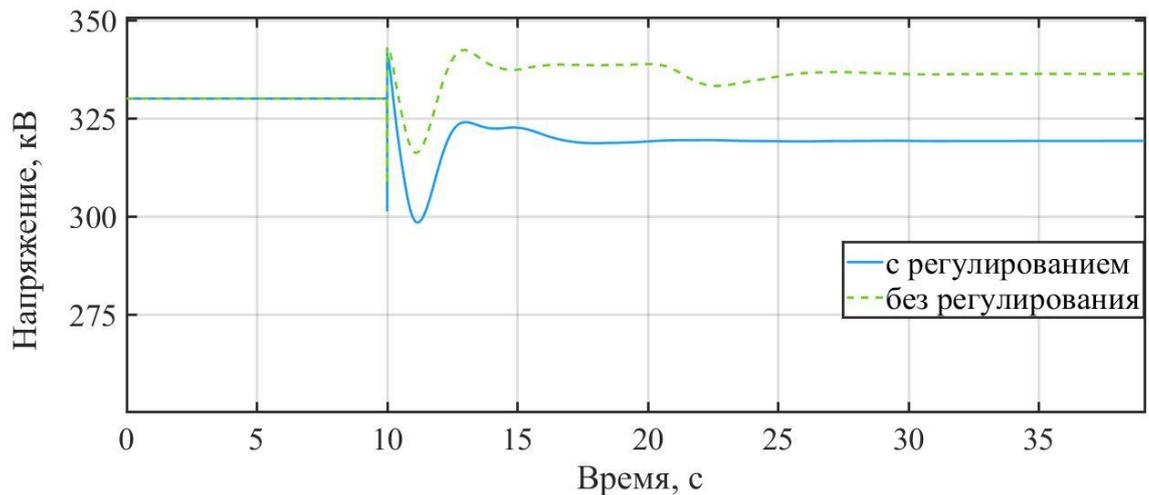


Рисунок 4.16 – Изменение напряжения в узле нагрузки с регулированием напряжения и без регулирования (нагрузка представлена постоянным сопротивлением)

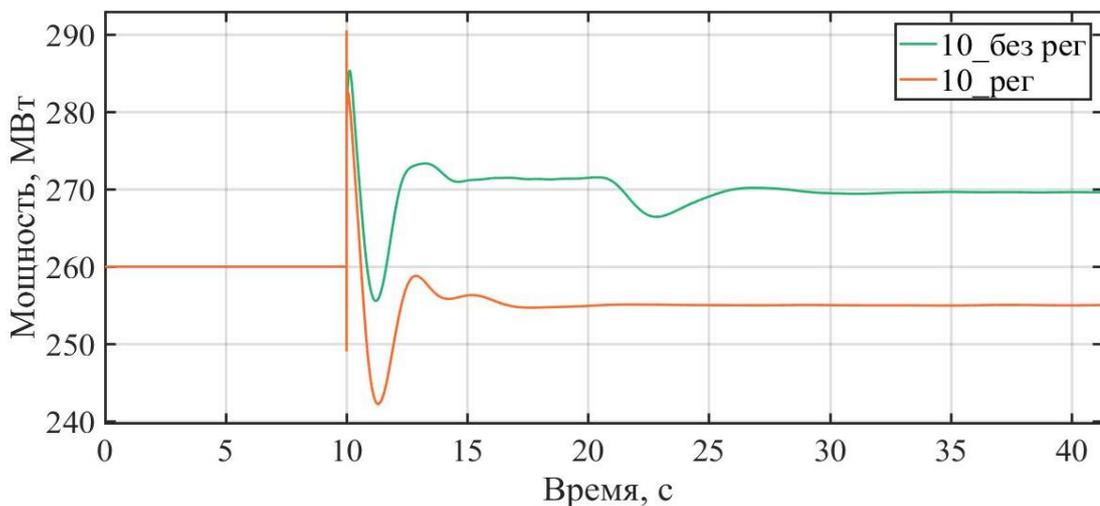


Рисунок 4.17 – Изменение мощности нагрузки с регулированием напряжения и без регулирования (нагрузка представлена постоянным сопротивлением)

На рисунке 4.18 представлено изменение частоты во времени для различной величины нагрузки и соответственно различной величины небаланса. Как видно из рисунка в данном режиме при небалансе 20 МВт без регулирования напряжения частота не смогла установиться на определенном уровне. В то же время, с регулированием напряжения удалось увеличить величину небаланса,

при которой частота устанавливается на определенном уровне, до 40 МВт, как и при форсировке мощности. Кроме того, видно, что при небалансе 10 МВт регулирование напряжения позволяет существенно уменьшить максимальное отклонение частоты в переходном процессе. Если без регулирования минимальное значение частоты составляло около 0,98 о.е. (49 Гц), то с регулированием оно составило 0,99 (49,5 Гц). Таким образом, разность минимальных значений частоты с использованием и без использования регулирования составляет 0,5 Гц, что является существенным для энергосистемы.

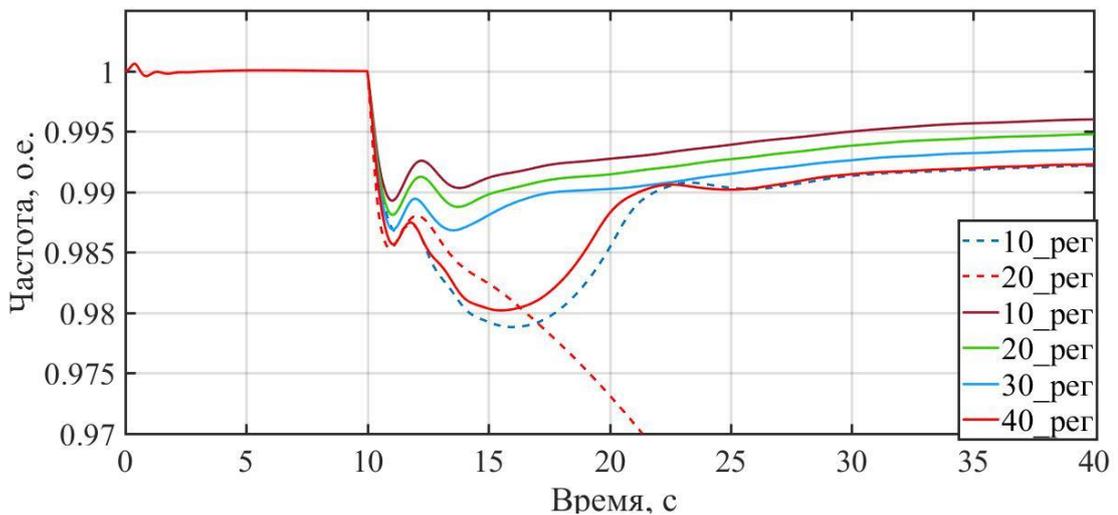


Рисунок 4.18 – Изменение частоты с регулированием напряжение и без регулирования при различной величине нагрузки (нагрузка представлена постоянным сопротивлением)

На рисунках 4.19 – 4.20 показаны результаты численного моделирования при представлении нагрузки посредством СХН:

$$\begin{cases} P = P_0 \cdot \left(a_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + a_1 \frac{U}{U_0} + a_0 \right) \\ Q = Q_0 \cdot \left(b_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + b_1 \frac{U}{U_0} + b_0 \right), \end{cases} \quad (4.3)$$

где P , Q – текущие значения активной и реактивной мощности соответственно; P_0 , Q_0 – значение активной и реактивной мощности в исходном режиме; U – текущее значение напряжения; U_0 – значение напряжения в исходном режиме; a_2 , a_1 , a_0 , b_2 , b_1 , b_0 – коэффициенты полинома, в данном

эксперименте принимались равными $a_2=0,57$, $a_1=-0,2$, $a_0=0,73$, $b_2=0,8$, $b_1=-0,1$, $b_0=0,3$.

Естественно, при моделировании нагрузки таким образом, когда основная часть мощности не зависела от напряжения, эффективность предлагаемого метода несколько снизилась, но, в целом, тоже являлась существенной.

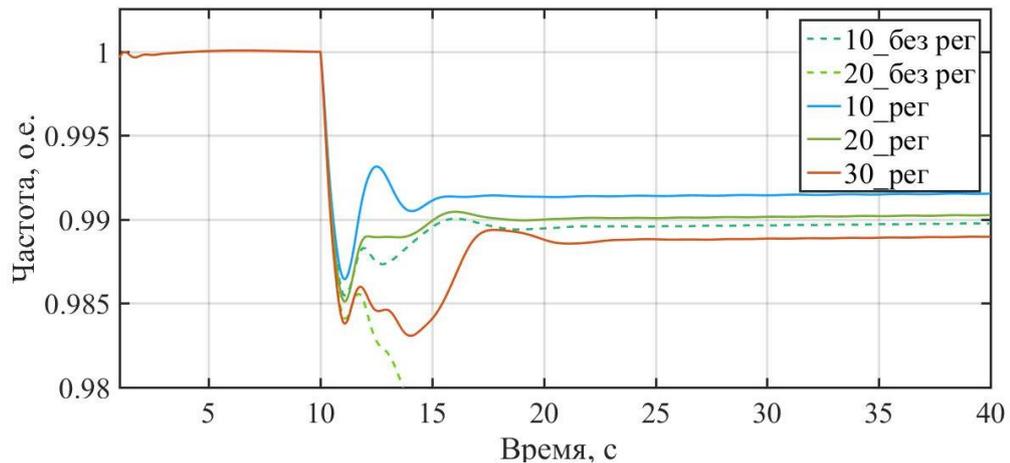


Рисунок 4.19 – Изменение частоты с регулированием напряжение и без регулирования при различной величине нагрузки (нагрузка представлена СХН)

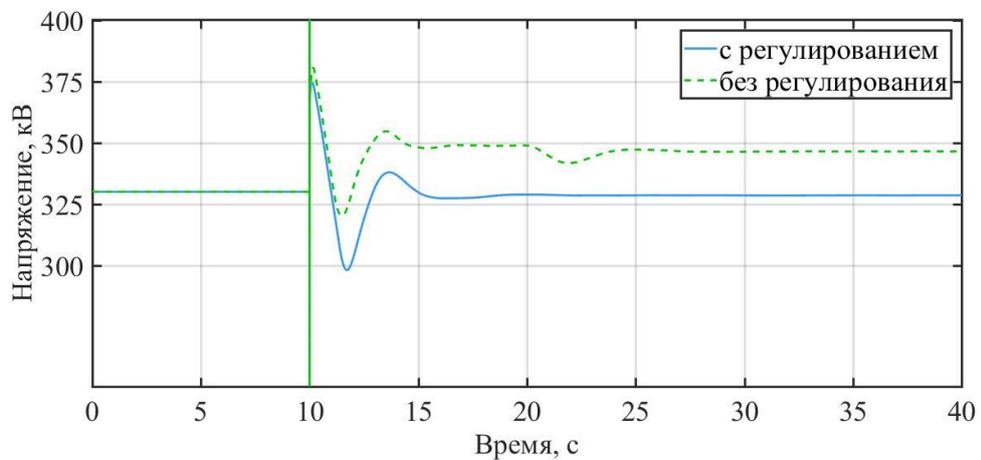


Рисунок 4.20 – Изменение напряжения в узле нагрузки с регулированием напряжения и без регулирования (нагрузка представлена СХН)

Проводились эксперименты, аналогичные представленным в разделе 4.1.3, при 60% загрузке установки (рисунок 4.4). К форсировке мощности было добавлено регулирование напряжения. Если применение форсировки мощности и регулирования напряжения по отдельности дает увеличение допустимого дефицита на 30 МВт, то совместное применение данных методов позволяет повысить допустимый дефицит мощности суммарно на 60 МВт. Графики

изменения частоты при различной величине дефицита мощности представлены на рисунке 4.21. Регулирование напряжения также производилось в диапазоне не более 5%.

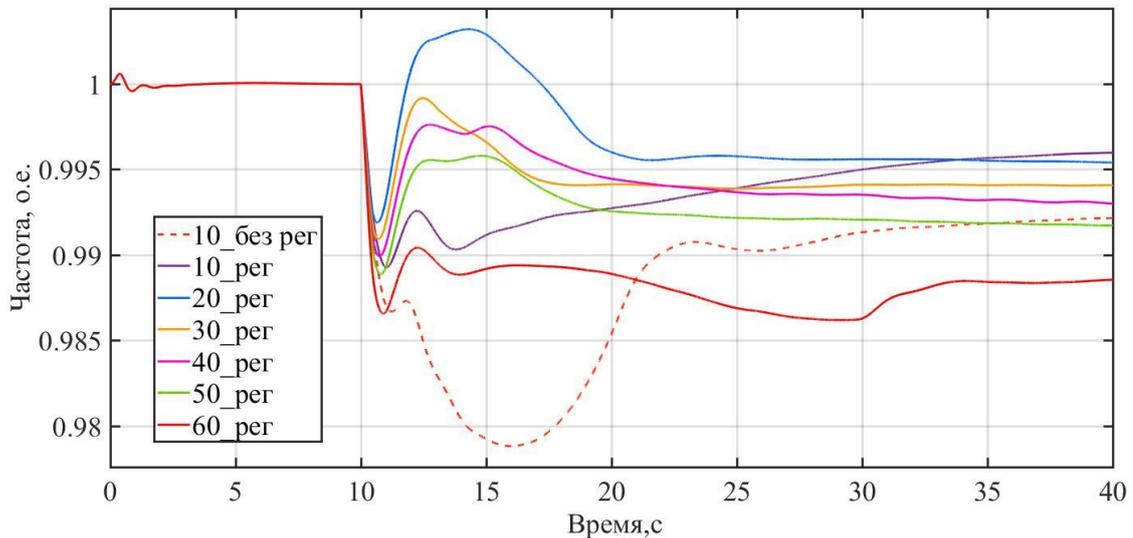


Рисунок 4.21 – Изменение частоты при совместном применении форсировки мощности и регулирования напряжения

Для того чтобы получить более плавное регулирование напряжения была введена зависимость от частоты. Схема регулирования в этом случае представлена на рисунке 4.22.

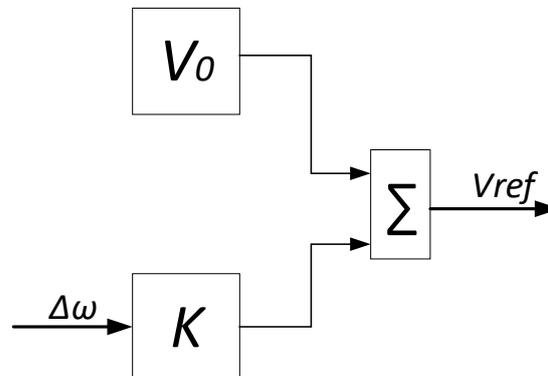


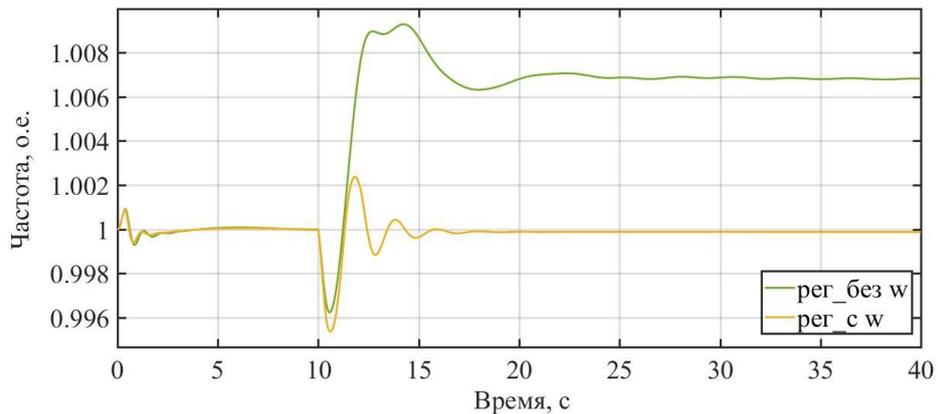
Рисунок 4.22 – Схема изменения уставки АРВ с учетом частоты

Проблемы могут возникать в случае, если установка загружена на максимум, тогда даже без регулирования происходит рост частоты после ее снижения. Представленная схема регулирования поможет плавно отрегулировать частоту.

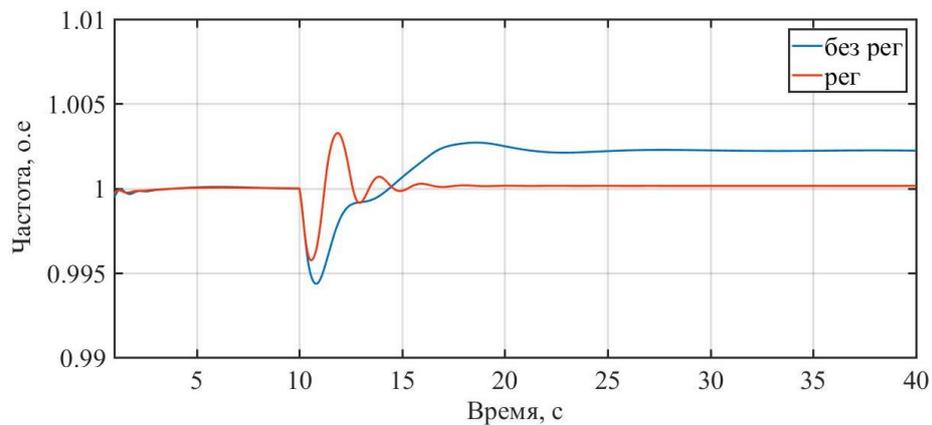
Результаты моделирования с учетом предложенной схемы изменения уставки АРВ показаны на рисунках 4.23 (а), (б). На рисунке 4.23 (а) представлено

сравнение изменения частоты при изменении уставки АРВ без учета частоты (зеленая кривая) и с учетом частоты (желтая кривая). В случае без регулирования уставки АРВ в данном режиме возникало лавинообразное снижение частоты. Как видно из рисунка, в случае с регулированием уставки АРВ без контроля отклонения частоты после воздействия частота увеличивается, чего не происходит в случае применения схемы с контролем частоты.

На рисунке 4.23 (б) для меньшего небаланса представлено изменение частоты с регулированием напряжения с контролем частоты и без регулирования вообще. В этом случае даже без регулирования не возникало лавинообразного снижения частоты, но из рисунка видно, что без регулирования частота устанавливается чуть выше номинального значения, чего не происходит, если применить регулирование.



(а)



(б)

Рисунок 4.23 – Изменение частоты: (а) – с регулированием без контроля частоты (зеленая кривая) и с контролем частоты (желтая кривая); (б) – без регулирования (синяя кривая) и с регулированием (красная кривая)

Необходимо отметить, что предложенная мера регулирования напряжения для восстановления частоты имеет весомый недостаток, потому что зачастую неизвестно, какая именно нагрузка находится в энергоузле, и, следовательно, не всегда можно спрогнозировать эффективность данной меры заранее. Кроме того, при снижении напряжения снижается эффективность собственных нужд электростанций, что может привести к лавине напряжения [98], [99]. Но нужно заметить, что в условиях пониженной частоты критическое напряжение также снижается [100].

В связи с этим нужно тщательно контролировать напряжение в энергорайоне при применении данной меры. Тем не менее, в некоторых случаях выделение участка энергосистемы на изолированную работу происходит с некоторым повышением напряжения вследствие избытка реактивной мощности или неправильной работы автоматики. В случаях с повышением напряжения или когда напряжение находится близко к номинальному уровню, данная мера будет достаточно безопасна и эффективна, так как поможет избежать отключения большой доли потребителей.

4.3 Выбор пусковых факторов для разработанных алгоритмов

Для эффективного применения предложенных мер (форсировки мощности и регулирования напряжения) на практике требуется заранее идентифицировать отделение энергорайона с дефицитом мощности, чтобы не приводить в действие автоматику без необходимости.

Вопрос идентификации отделения на изолированную работу является довольно актуальным. В последнее время этот вопрос тщательно рассматривается применительно к распределенной генерации, так как работа установок распределенной генерации отдельно от энергосистемы может привести к негативным последствиям [101]–[105].

Для системообразующей сети, несмотря на то что этому вопросу посвящено меньшее число научных работ, быстрая идентификация отделения

также важна. Например, идентифицировать отделение энергорайона необходимо для работы различного вида автоматик, в том числе и для разработанной.

Методы идентификации отделения разделяют на удаленные и локальные [106]. Под удаленными методами подразумевают контроль состояния элементов, соединяющих энергорайон с остальной энергосистемой. Эти методы достаточно надежны, но проблема в том, что для их работы необходимо собирать большое количество сигналов, так как заранее неизвестно, по какому сечению произойдет отделение.

Среди локальных методов идентификации выделяют активные, пассивные и гибридные. Гибридные методы сочетают в себе пусковые факторы активных и пассивных алгоритмов.

Активные методы предполагают ввод специального возмущения, чтобы по реакции энергорайона определить, синхронно он работает с энергосистемой или отделился. Естественно, время идентификации в данном случае получается достаточно большим. Данные методы необходимы в том случае, если энергорайон выделяется сбалансировано.

Пассивные методы могут использовать следующие основные пусковые факторы:

- a) скорость изменения частоты;
- b) скорость изменения выдаваемой мощности;
- c) изменение частоты по мощности.

Кроме перечисленных методов для распределительной сети также выделяют несимметрию напряжений и гармонические искажения, но эти факторы целесообразны только для сетей низких классов напряжений.

Предполагается, что скорость изменения частоты при коротком замыкании будет значительно выше, чем при отделении на изолированную работу. Однако, если короткое замыкание несколько удалено, то скорость изменения частоты может быть такой же, как при отделении на изолированную работу. Кроме того, одной из причин отделения на изолированную работу является именно короткое

замыкание с последующим отключением элементов. При таком развитии событий как раз будет присутствовать большая скорость изменения частоты.

Еще один фактор – это изменение напряжения при коротком замыкании. При отделении такая же скорость снижения напряжения возможна только при большом дефиците реактивной мощности. Кроме того, если фиксировать восстановление напряжения вместе с большой скоростью изменения частоты, то на первый взгляд это тоже может быть разграничивающим фактором. Однако, как уже говорилось ранее, если отделение происходит сразу после короткого замыкания или короткое замыкание удаленное, этот фактор будет ложным.

В последнее время все более актуальным становится управление энергосистемой на основе векторных измерений. Появляются работы на тему идентификации отделения энергорайона по векторным измерениям [107],[108]. Данные алгоритмы работают на сравнении частот и углов в узлах по концам ЛЭП. Однако идентификация по данным алгоритмам занимает несколько секунд, что слишком много для реализации УВ разработанной автоматики.

Таким образом, можно сделать вывод, что самым селективным фактором является фиксация состояния элементов. Но даже в таком случае возможно получение ложного сигнала, поэтому следует использовать комбинацию факторов [109], что будет рассмотрено далее.

В целом, если существует значительная вероятность отделения конкретного энергорайона, где известны режимные характеристики, то, проведя ряд расчетов режима, можно разграничить отклонения частоты, не связанные с отделением и возникающие при отделении.

В данной работе в качестве универсального метода предлагается использовать фиксацию состояния элементов и скорость изменения частоты. Далее приведен анализ такого фактора, как скорость изменения частоты.

Математические эксперименты проводились на энергорайоне, представленном на рисунке 4.24. Энергорайон состоит из сети 220-110 кВ. В энергорайоне находятся нагрузочные узлы и ПГУ, состоящая из двух газовых турбин и одной паровой. Каждая с номинальной мощностью 160 МВт [110].

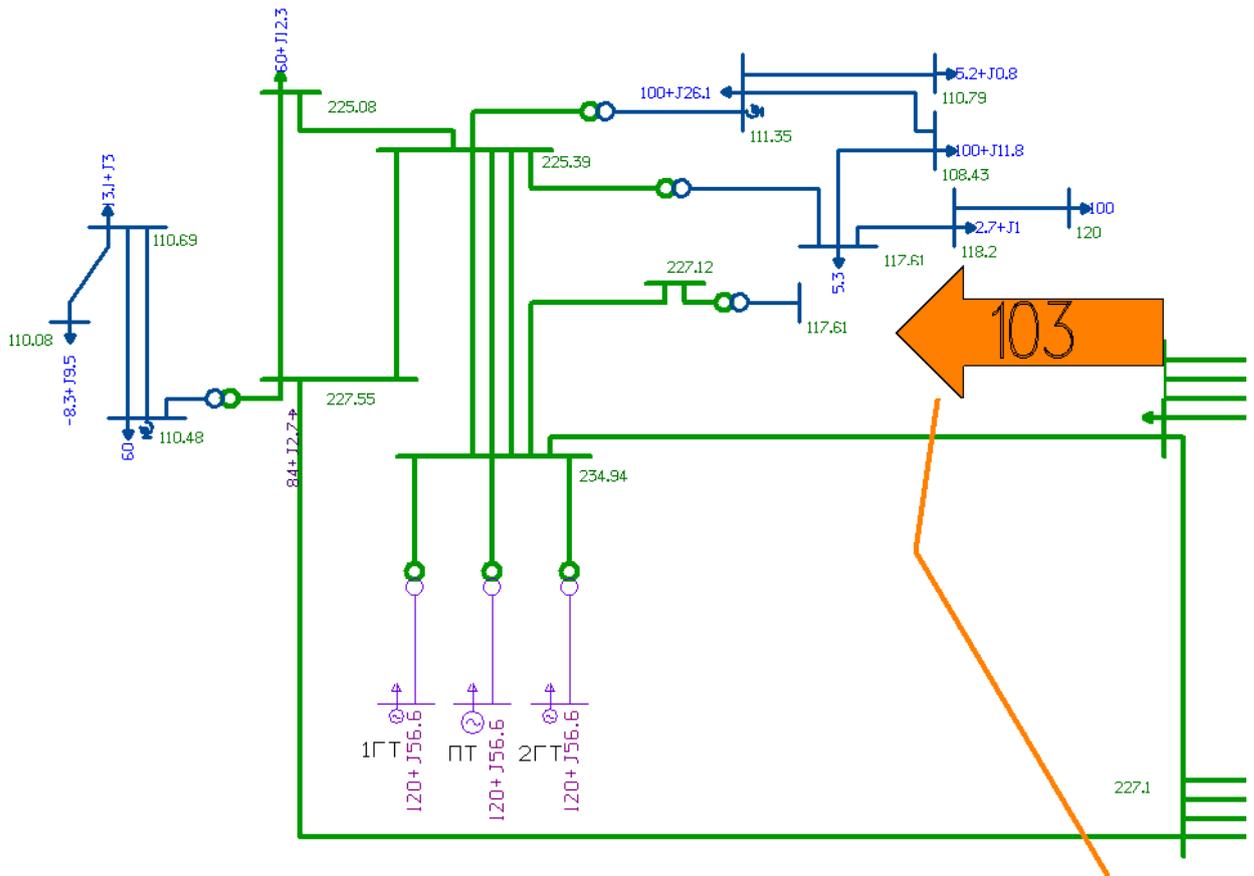


Рисунок 4.24 – Схема тестового района для определения скорости изменения частоты при отделении

Если энергорайон выделяется с довольно большим дефицитом мощности, то может произойти лавинообразное снижение частоты, описанное ранее. Величина дефицита мощности влияет на скорость снижения частоты в энергорайоне. Сначала производилось моделирование ситуации с таким максимальным дефицитом мощности, при котором сигнал регулятора температуры не препятствовал набору мощности установки. Исходная нагрузка турбин составляла 140 МВт, то есть существовал резерв на загрузку. Затем постепенно дефицит мощности увеличивался. При большем дефиците регулятор температуры уже являлся определяющим и действовал на снижение мощности установки. Процессы показаны на рисунке 4.25. При каждой ситуации фиксировалась скорость изменения частоты в первые доли секунды аварии.

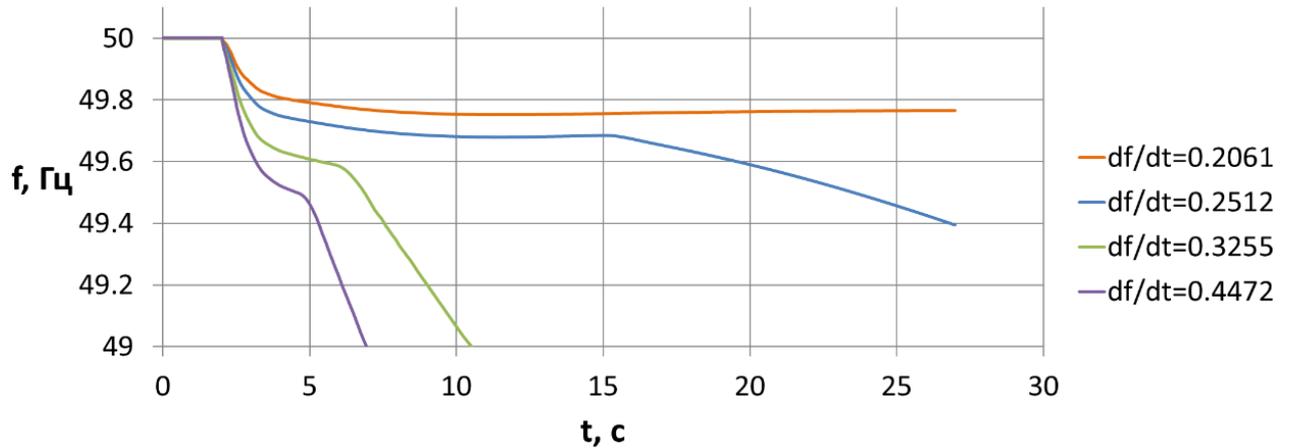


Рисунок 4.25 – Зависимости частоты от времени при исходной нагрузке 3*140 МВт

Из рисунка 4.25 видно, что при средней скорости снижения частоты в начальный период времени 0,2061 Гц/с частота устанавливается на уровне около 49,8 Гц. Если рассмотреть график, который соответствует скорости снижения частоты 0,2512 Гц/с, то после резкого снижения частоты она устанавливается на значении около 49,7 Гц. Однако в момент времени 15 с происходит дальнейшее снижение частоты, что обусловлено началом действия регулятора температуры на уставку по мощности. Видно, что при увеличении дефицита мощности, а значит, и скорости снижения частоты, уменьшается время до начала ведущего действия регулятора температуры, что можно более явно видеть на рисунках 4.26 и 4.27, где показаны действия частотного корректора и регулятора температуры, а также изменение мощности газовой турбины соответственно.

На рисунке 4.26 показаны действия частотного корректора и регулятора температуры при различных скоростях изменения частоты. Сигналы показаны в относительных единицах - относительно номинальной мощности турбины. Так как сигналы берутся с входа в блок минимального значения, то ограничения по номинальной мощности в данном случае отсутствуют, они накладываются далее в модели.

В первом случае, с наименьшей из рассмотренных случаев скоростью снижения частоты, регулятор температуры незначительно снижает свой сигнал, поэтому частотный корректор является определяющим на всем промежутке времени. При скорости изменения частоты 0,2512 Гц/с в момент времени 15 с

сигнал регулятора температуры становится равен сигналу частотного корректора и далее опускается ниже. Аналогично происходит и в других случаях, но в каждом последующем случае задание частотного корректора растет более резко, чтобы предотвратить снижение частоты. Температура газов также повышается более быстро, на что пропорционально реагирует регулятор температуры. Таким образом, при увеличении скорости снижения частоты сигналы частотного корректора и регулятора температуры становятся более крутыми и пересекаются раньше, после чего процесс становится необратимым.

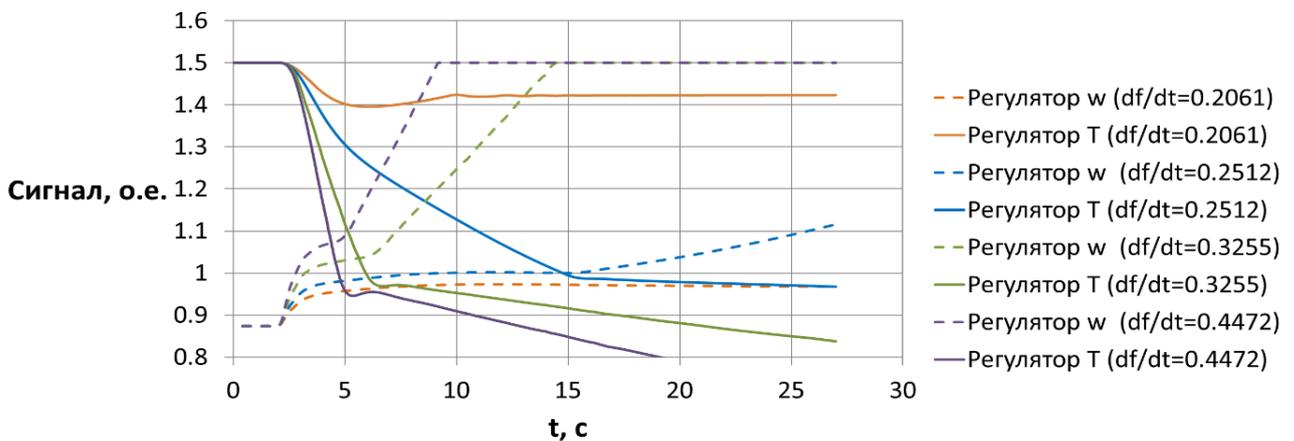


Рисунок 4.26 – Изменение сигналов регулятора температуры и частотного корректора во времени

На рисунке 4.27 показано изменение мощности ГТ. Из рисунка видно, что в начальные моменты времени во всех случаях мощность турбины увеличивается. Пока в регулировании участвует только частотный корректор, после набора мощности турбина работает с мощностью, близкой к номинальной нагрузке, в том числе используя разрешенный в модели аварийный перегруз. В ряде случаев видно, что через несколько секунд после того, как сигналы регуляторов пересеклись, турбина начинает снижать свою мощность в соответствии с заданием регулятора температуры.

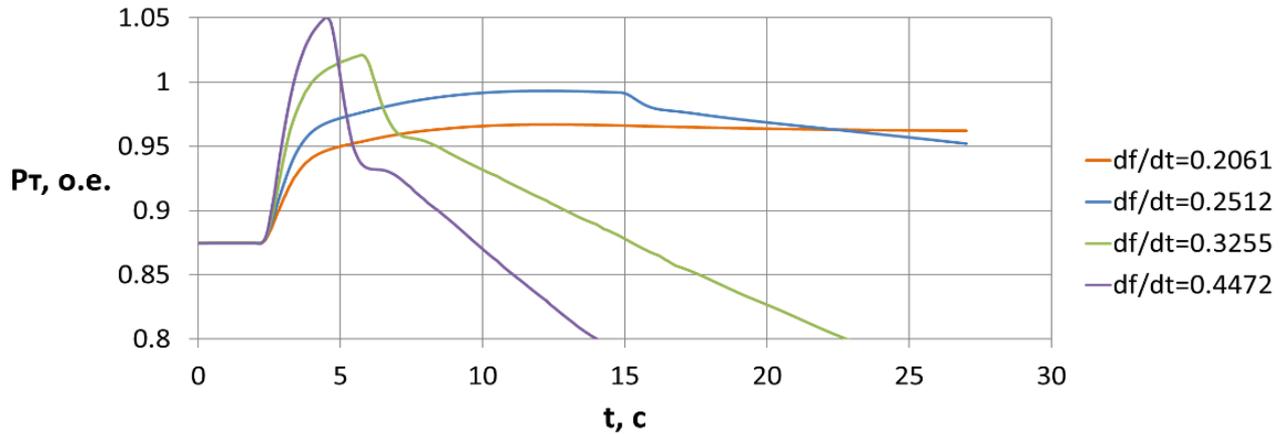


Рисунок 4.27 – Изменение мощности газовой турбины во времени

Аналогичные серии экспериментов проводились для разных исходных нагрузок турбин. Во всех экспериментах фиксировалась продолжительность периода времени от момента начала процесса отклонения частоты до момента начала необратимого снижения мощности установки. На рисунке 4.28 представлены графики зависимости продолжительности вышеуказанного периода от скорости снижения частоты для различного уровня начальной загрузки генераторов ПГУ: пунктиром показаны асимптоты – скорости снижения частоты, при которых снижения мощности ПГУ принудительным действием регулятора температуры не происходит.

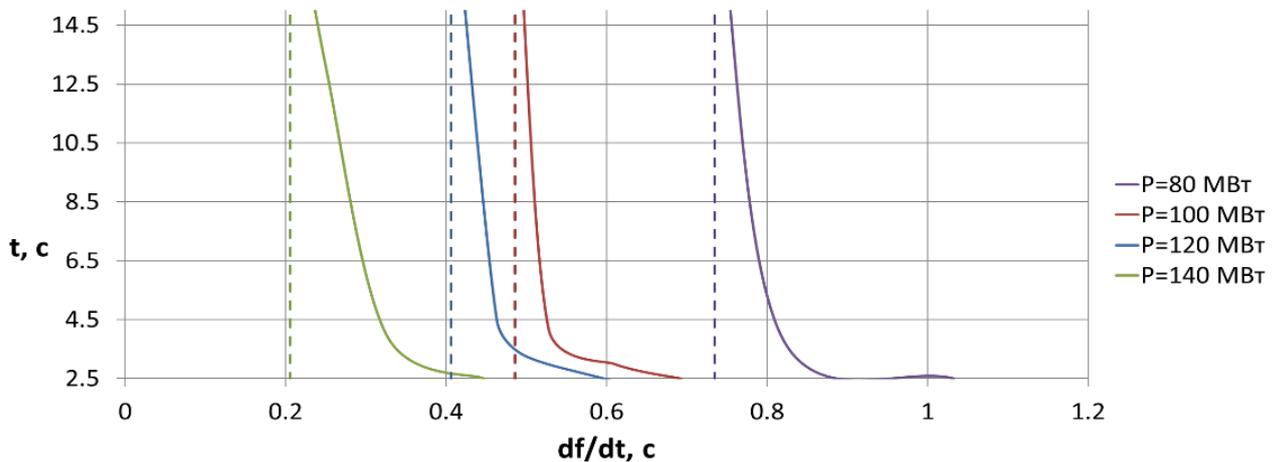


Рисунок 4.28 – Зависимость времени от начала возмущения до начала снижения мощности установки от скорости снижения частоты

Как видно из рисунка, данные характеристики имеют нелинейный характер. Как было сказано выше, по мере увеличения скорости снижения частоты характеристики сигналов регуляторов становятся более крутыми и их пересечение происходит быстрее. Следовательно, по мере увеличения скорости

снижения частоты момент начала нежелательного с точки зрения режима снижения мощности начинает приближаться к моменту начала отклонения частоты. При этом, с увеличением скорости снижения частоты зависимость становится более пологой. Это связано с тем, что требуется некоторое время, чтобы регулятор температуры перекрыл действие частотного корректора. Кроме того, при снижении загрузки ПГУ повышается предельно допустимая скорость снижения частоты, при которой не произойдет нежелательного сброса мощности. Это связано с тем, что ПГУ при небольшой нагрузке успевает набрать необходимую мощность и предотвратить глубокую просадку частоты, а значит, предотвратить перегрев ГТ.

Таким образом, можно заключить, что чем больше нагрузка установки и чем больше скорость снижения частоты, тем более быстрый ввод УВ требуется. При небольшой скорости снижения частоты и/или малой нагрузке установки ввод УВ вообще может не требоваться. Поэтому для пуска алгоритмов необходимо определять скорость снижения частоты и нагрузку установки, при которой возникает опасность снижения мощности ПГУ. Заранее для всех ситуаций это определить не представляется возможным, так как установки имеют разную маневренность.

4.4 Сравнение алгоритма форсировки мощности с существующими мерами предотвращения снижения мощности ПГУ

Обзор литературы показал, что зарубежные исследователи для предотвращения снижения мощности ПГУ предлагают алгоритм, который завышает уставку по температуре в зависимости от положения лопаток ВНА [67]. Структурная схема данного алгоритма и его место в модели ГТ представлены на рисунке 4.29 (блок «Обеспечение возможности перегрева» выделен красным цветом). Как видно из рисунка, если ВНА открыт неполностью, то к уставке по температуре добавляется некоторая величина (не выше 30°), которая рассчитывается по формуле:

$$\Delta T_{уст} = 150 \cdot (1 - L_{igv}). \quad (4.4)$$

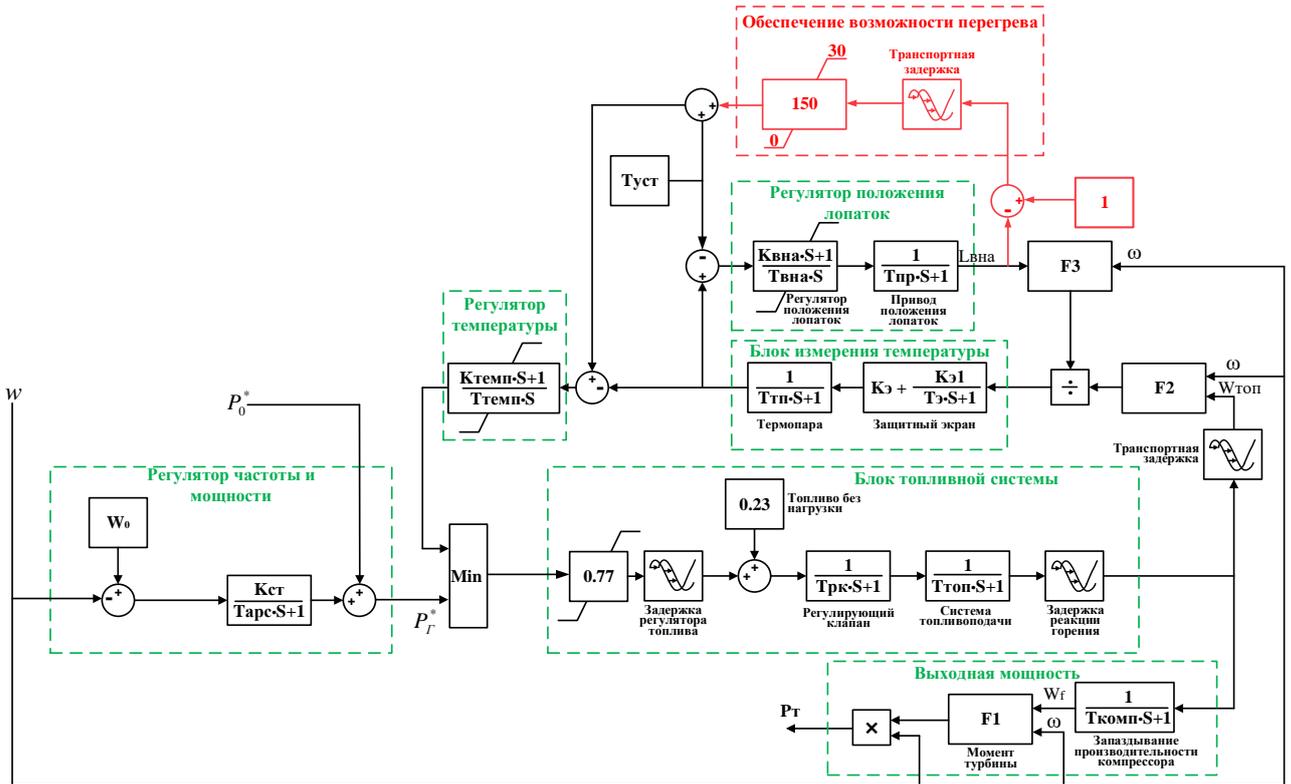


Рисунок 4.29 – Модель с возможностью перегрева

Сравнение существующего алгоритма завышения уставки по температуре и разработанного алгоритма форсировки мощности проводилось для отделения энергорайона с дефицитом мощности на модели, представленной в разделе 3.1. Результаты сравнения приведены на рисунке 4.30.

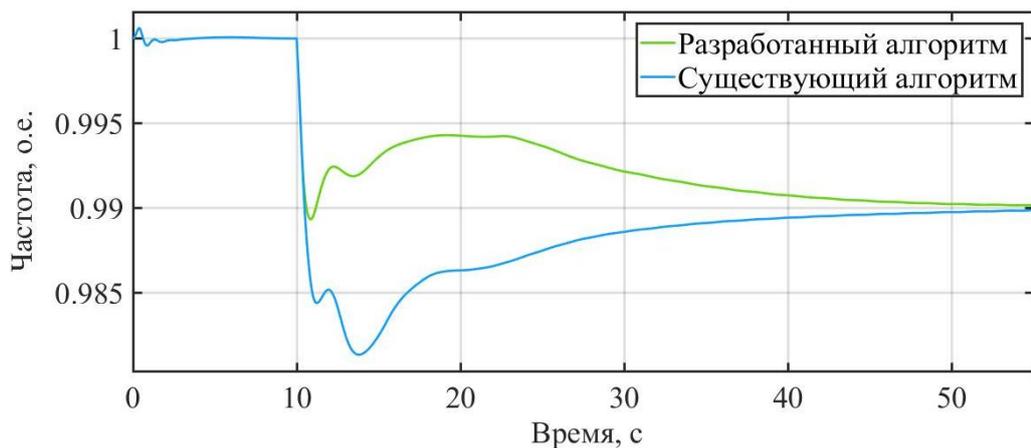


Рисунок 4.30 – Результаты сравнения существующего алгоритма завышения уставки по температуре и разработанного алгоритма форсировки мощности

Сравнение проводилось для одной и той же величины небаланса. Как видно из рисунка, в обоих случаях частота устанавливается, но разработанный алгоритм позволил поддерживать частоту на более высоком уровне в первые моменты времени.

При сравнении допустимой величины дефицита мощности алгоритм завышения уставки по температуре показал лучшую работоспособность, чем предлагаемый в настоящей работе упрощенный алгоритм. Если существующий алгоритм позволил повысить допустимый дефицит на 30 МВт, то разработанный упрощенный алгоритм – только на 20 МВт. Но тестирование предложенной полной версии алгоритма, представленной в пункте 4.1, показало, что полный алгоритм форсировки мощности позволяет повысить допустимый дефицит на величину еще большую, чем существующий алгоритм завышения уставки по температуре, а кроме того, позволяет добиться меньшего провала по частоте и меньшего превышения температуры.

На рисунках 4.31, 4.32 показаны результаты расчета для разной величины дефицита мощности. Результаты расчета с алгоритм завышения уставки по температуре показаны пунктирной линией, результаты с разработанным полным алгоритмом форсировки мощности – сплошной. Начальная загрузка станции составляла 270 МВт. Величина нагрузки в экспериментах варьировалась от 330 до 350 МВт. Из рисунка 4.31 видно, что при нагрузке 350 МВт при разработанном алгоритме удастся вывести частоту на установившееся значение, а существующий алгоритм с повышением допустимого перегрева не предотвращает лавинообразное снижение частоты при данной величине нагрузки.

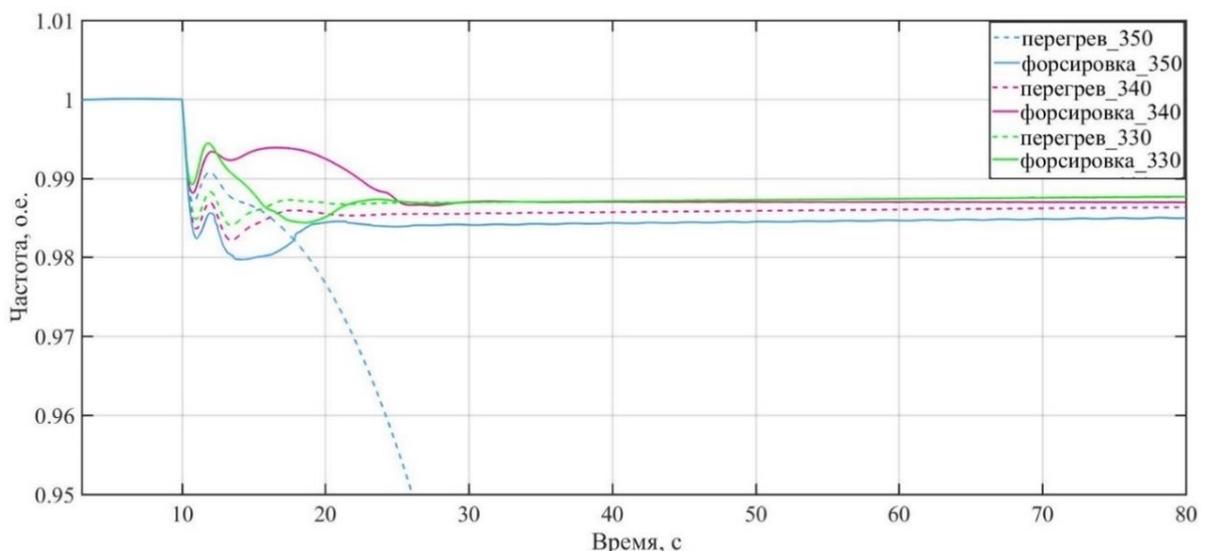


Рисунок 4.31 – Изменение частоты при разных небалансах мощности

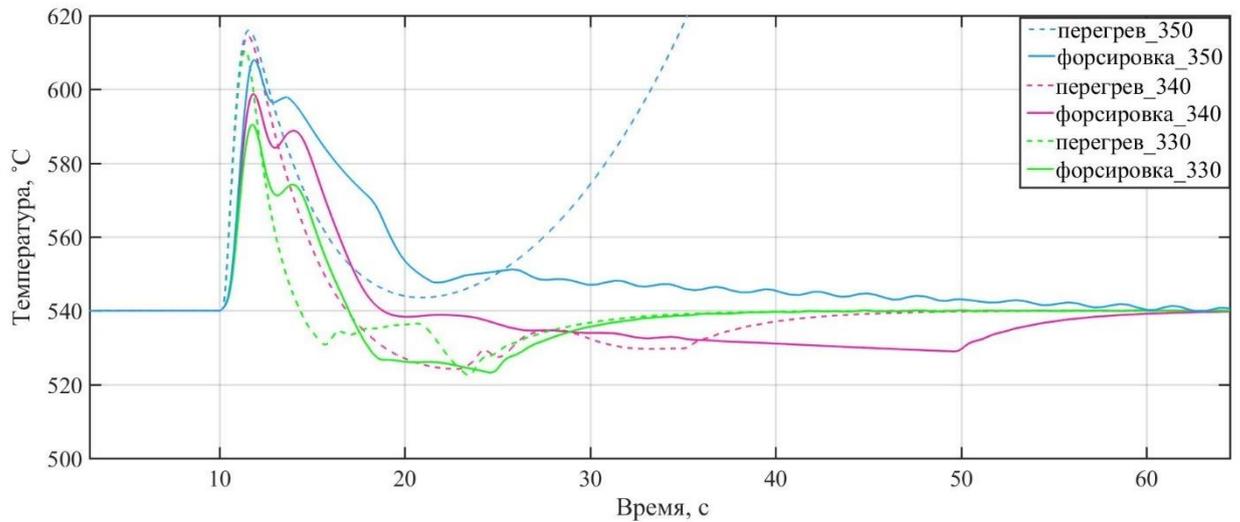


Рисунок 4.32 – Изменение температуры при разных небалансах мощности

Как показано на рисунке 4.32, применение разработанного алгоритма форсировки мощности ПГУ позволяет получить меньшую величину перегрева уходящих газов при одинаковой величине небаланса. Следует также отметить, большим минусом существующего алгоритма завышения уставки по температуре является то, что в нем нельзя изменить возможную температуру перегрева. Величина возможного перегрева зависит только от положения лопаток ВНА.

4.5 Тестирование алгоритма форсировки мощности при работе ПГУ с другими типами установок

На сегодняшний день в составе генерирующих мощностей ЕЭС России по-прежнему преобладают установки типа ПТУ несмотря на то, что их активно заменяют на ПГУ. В таких условиях высока вероятность, что в энергорайоне при выделении помимо ПГУ будут присутствовать традиционные установки типа ПТУ и, соответственно, брать на себя часть небаланса мощности. Для проверки работы предложенного алгоритма форсировки мощности проводилось математическое моделирование процессов при работе в энергорайоне ПГУ совместно с ПТУ. Эквивалентная схема энергорайона для этого случая представлена на рисунке 4.33.

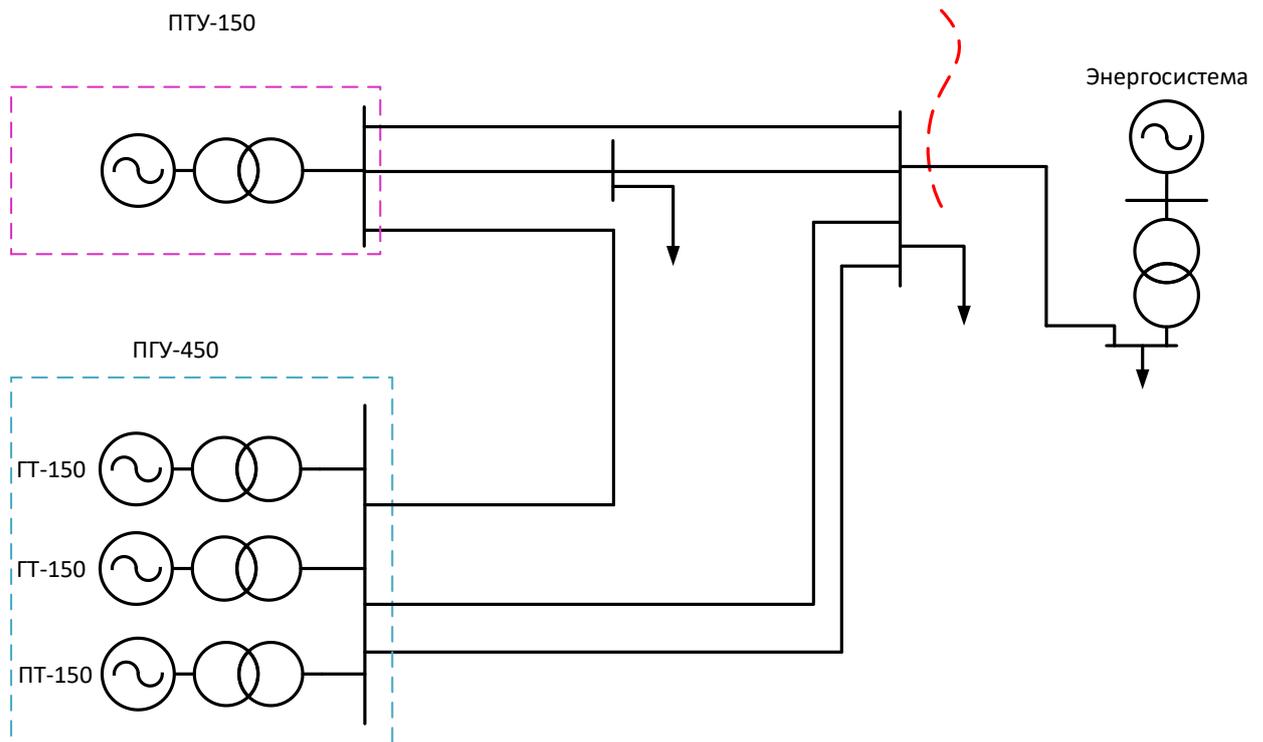


Рисунок 4.33 – Схема сети для исследования совместной работы ПГУ с ПТУ

Модель ПГУ в данной работе приводилась ранее, она использовалась и в настоящем эксперименте. В модель ПТУ входили следующие элементы: система топливоподачи, котел, турбина, частотный корректор. Для лучшего представления далее эти звенья детально рассмотрены. Используемая в ПТУ модель котла барабанного типа, совмещенная с моделью топливной системы, описывалась следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} T_{mc} \cdot T_{\varepsilon} \frac{d^2 m_0(t)}{dt^2} + (T_{mc} + T_{\varepsilon}) \cdot \frac{dm_0(t)}{dt} + m_0(t) = \Delta P_{rp}(t - T_m) \\ T_{\delta} \frac{dp_{\delta}(t)}{dt} = m_0(t) - m(t) \\ m(t) = K \sqrt{p_{\delta}(t) - p_n(t)} \\ m_1(t) = PK \cdot p_n(t) \\ T_{np} \frac{dp_n(t)}{dt} = m_1(t) - m(t) \end{cases}, \quad (4.5)$$

где T_{mc} – постоянная времени топливной системы, с; T_{ε} – постоянная времени водяного экрана, с; T_m – задержка на подачу угля и создания угольной пыли (используется только для угольных котлов), с; m_0 – поток пароводяной смеси на входе в барабан, о.е.; T_{δ} – постоянная времени барабана, с; m – поток пара на выходе из барабана, о.е.; p_{δ} – давление в барабане, о.е.; K – коэффициент, определяющий потери давления в паропроводах котла, о.е.; m_1 – поток пара на

входе в турбину, о.е.; РК – положение регулировочных клапанов турбины, о.е.; p_n – давление на выходе пароперегревателя, о.е.; $T_{пп}$ – постоянная времени пароперегревателя, с. Структурная схема, соответствующая системе уравнений (4.5), представлена на рисунке 4.34.

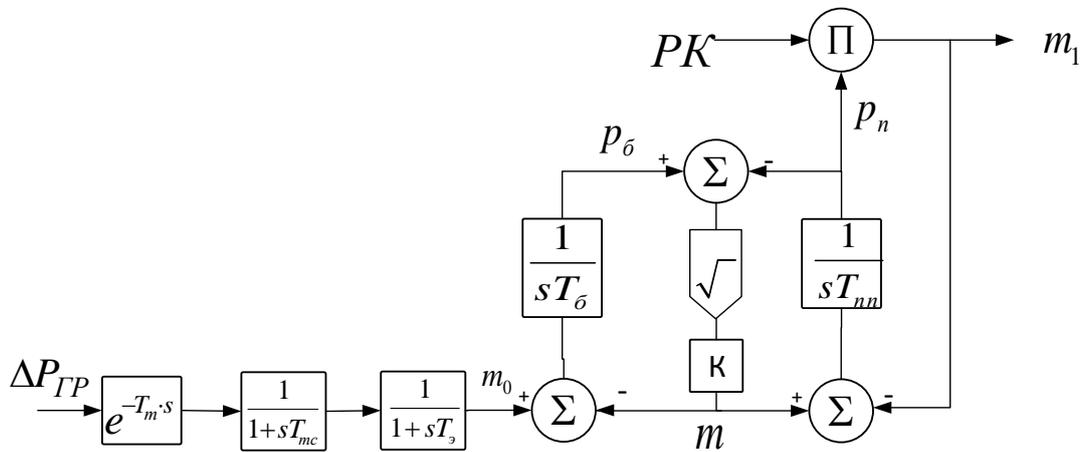


Рисунок 4.34 – Схема модели парового котла барабанного типа с топливной системой

Модель турбины представлена на рисунке 4.35. Положение регулирующего клапана в относительных единицах умножается на давление пара на выходе из котла, чтобы получить паровой объем на входе в турбину. Затем данный пар проходит через паровой коллектор, моделируемый инерционным звеном с постоянной времени $T_{ПК}$, и входит в цилиндр высокого давления. Пар совершает в нем работу и, отдавая часть своей энергии, определяемую коэффициентом $F_{вд}$, создает механическую мощность на валу турбины. Далее пар проходит через перепускной трубопровод, моделируемый инерционным звеном с постоянной времени T_n , и поступает в цилиндр низкого давления, где отдает оставшуюся часть своей энергии на создание механической мощности на валу турбины.

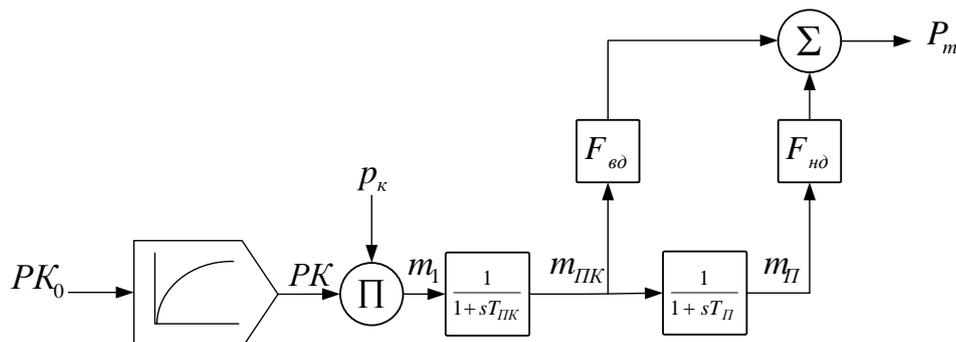


Рисунок 4.35 – Модель турбины без промежуточного перегрева

Система регулирования скорости в ПТУ состояла из собственно частотного корректора, сервопривода, сервомотора и клапанов, управляемых частотным корректором. Данный регулятор может быть представлен следующей системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_1(t) = (P_0^* + \frac{\Delta\omega^*(t)}{R}) \\ V'_{PK}(t) = \frac{S_1(t) - PK(t)}{T_{CM1}} \\ V_{PK}(t) = \begin{cases} PK_{ОТКР}, V'_{PK}(t) > PK_{ОТКР} \\ V'_{PK}(t), PK_{ОТКР} < V'_{PK}(t) < PK_{ЗАКР} \\ PK_{ЗАКР}, V'_{PK}(t) < PK_{ЗАКР} \end{cases}, \\ \frac{dPK'(t)}{dt} = V_{PK}(t) \\ PK(t) = \begin{cases} PK_{МАКС}, PK'(t) > PK_{МАКС} \\ PK'(t), PK_{МИН} < PK'(t) < PK_{МАКС} \\ PK_{МИН}, PK'(t) < PK_{МИН} \end{cases} \end{array} \right. , \quad (4.6)$$

где P_0^* - уставка по мощности частотного корректора, о.е.; $\Delta\omega^*$ - текущее значение отклонения скорости вращения установки, о.е.; P_1 - требуемое значение мощности при отклонении частоты, о.е.; PK - положение регулировочных клапанов с учетом ограничений, о.е.; V'_{PK} - скорость перемещения регулировочных клапанов без учета ограничений, о.е.; V_{PK} - скорость перемещения регулировочных клапанов с учетом ограничений, о.е.; T_{CM1} - постоянная времени сервомотора регулирующих клапанов, с; PK' - положение регулировочных клапанов без учета ограничений, о.е.; $PK_{ОТКР}$ - ограничение на скорость открытия регулировочных клапанов, о.е.; $PK_{ЗАКР}$ - ограничение на скорость закрытия регулировочных клапанов, о.е.; $PK_{МАКС}$ - ограничение на максимальную степень открытия регулировочных клапанов соответственно, о.е.; $PK_{МИН}$ - ограничение на минимальную степень открытия регулировочных клапанов, о.е.

Структурная схема представленной выше системы уравнений будет выглядеть следующим образом:

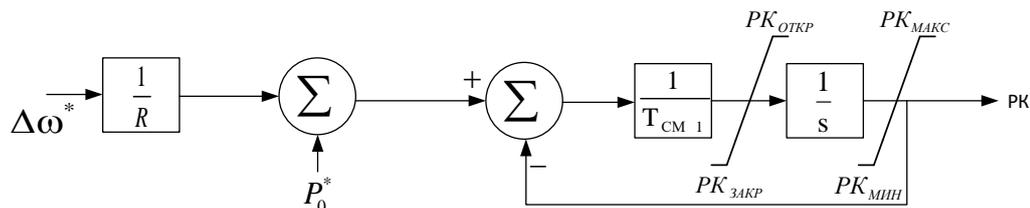


Рисунок 4.36 – Структурная схема модели частотного корректора

Уравнения, описывающие главный регулятор давления, могут быть представлены, как:

$$\Delta P_{\text{ГР}}(t) = \int \left(\frac{1}{T_{\text{ГР}}} p_{\text{вх ГР}}(t) \right) dt + K_{\text{ГР}} p_{\text{вх ГР}}(t) \quad (4.7)$$

$$\Delta P_{\text{вх ГР}}(t) = p_0 - p_m(t) + K_f \Delta f(t) \quad (4.8)$$

где $T_{\text{ГР}}$ – постоянная времени главного регулятора, с; $p_{\text{вх ГР}}$ – входной сигнал главного регулятора, о.е.; $K_{\text{ГР}}$ – пропорциональный коэффициент усиления главного регулятора; p_0 – уставка по давлению пара, о.е.; p_m – давление пара перед турбиной, о.е.; K_f – коэффициент регулирования по частоте; Δf – отклонение частоты от номинального значения, Гц.

Структурная схема для данной системы уравнений имеет следующий вид:

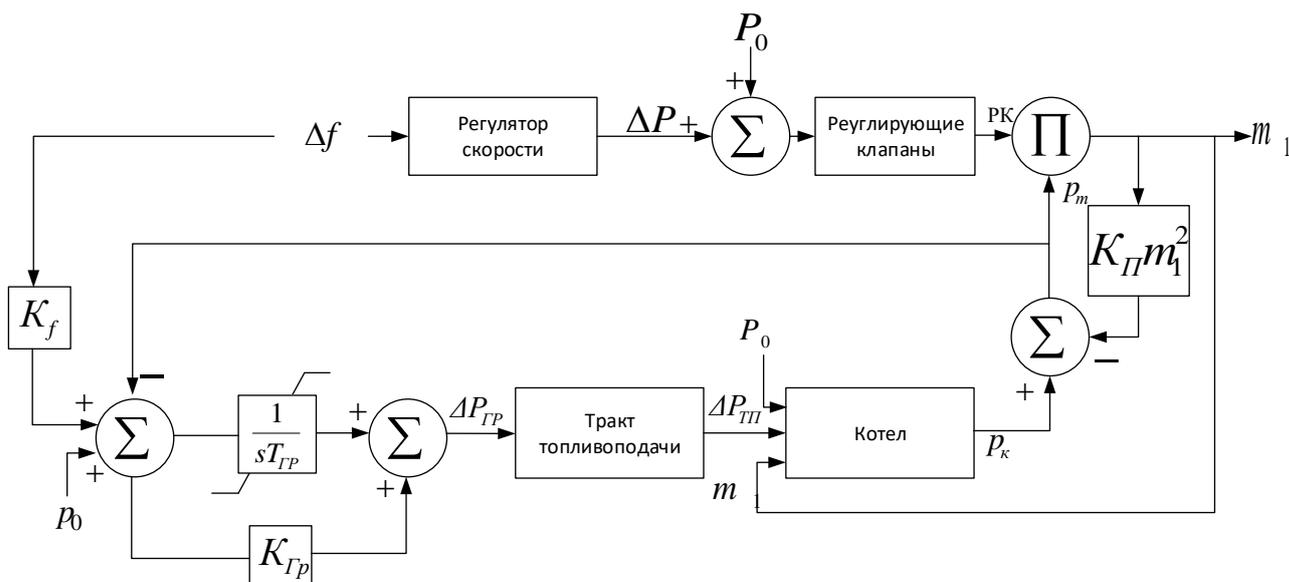


Рисунок 4.37 – Структурная схема модели системы регулирования турбины и котла при режиме регулирования мощности с ведущей турбиной

Обозначения на рисунке 4.37: Δf – отклонение частоты, о.е.; ΔP – сигнал на изменение мощности от частотного корректора, о.е.; P_0 – уставка по активной мощности, о.е.; P_K – положение регулирующих клапанов; K_{Π} – коэффициент пропорциональности между текущей мощностью турбины и величиной потерь давления в трубопроводе; p_k – давление пара на выходе из котла, о.е.; $\Delta P_{\text{ТП}}$ – сигнал на изменение мощности от топливной системы, о.е.; $T_{\text{ГР}}$ – постоянная времени главного регулятора, с; $K_{\text{ГР}}$ – пропорциональный коэффициент усиления главного регулятора; p_0 – уставка по давлению пара, о.е.; p_m – давление пара перед турбиной, о.е.; K_f – коэффициент коррекции по частоте; $\Delta P_{\text{ГР}}$ – сигнал на изменение мощности от главного регулятора, о.е.; m_1 – поток пара на входе в турбину.

На рисунке 4.38 представлена общая схема модели ПТУ, используемая в дальнейшем при моделировании.

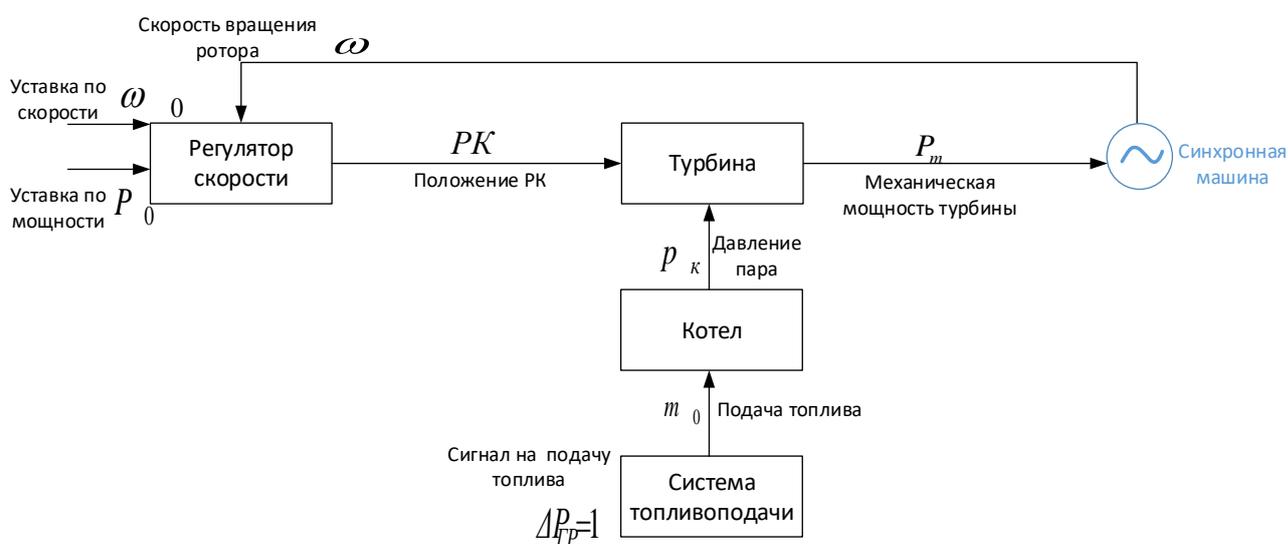
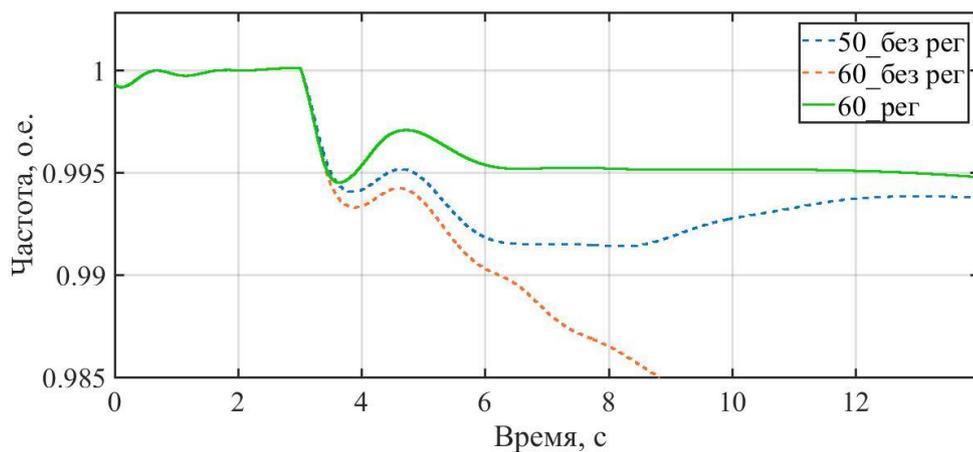
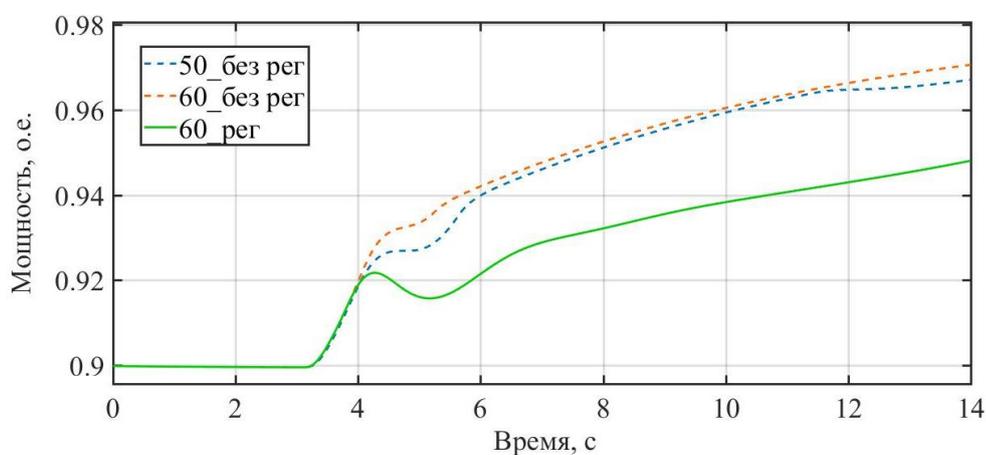


Рисунок 4.38 – Схема модели ПТУ

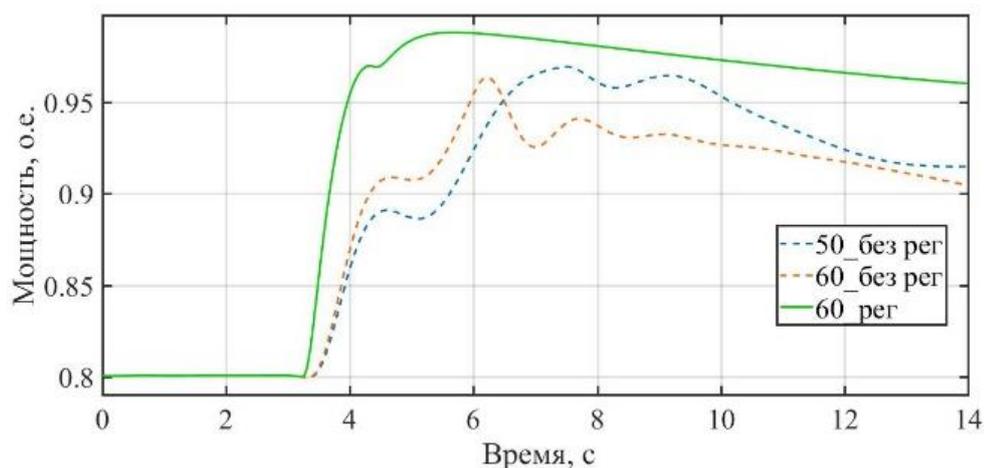
Моделирование производилось при разной первоначальной загрузке установок. Загрузка ПТУ составляла 90%, загрузка ПГУ составляла 80%. На рисунке 4.39 представлены результаты моделирования (пунктирными линиями показаны графики без форсировки мощности, сплошными линиями представлены графики с форсировкой мощности). В связи с тем, что ПТУ берет на себя часть мощности, условия работы ПГУ улучшаются.



(а)



(б)



(в)

Рисунок 4.39 – Переходные процессы при совместной работе ПТУ и ПГУ при разной величине небаланса с форсировкой мощности и без форсировки мощности: (а) – Изменение частоты; (б) – Изменение мощности ПТУ; (в) – Изменение мощности ГТ.

Как видно из рисунков, при дефиците 50 МВт процесс устойчив и без регулирования, ПТУ берет на себя часть дефицита, в связи с этим частота

снижается менее существенно. Если обратить внимание на изменение мощности ГТ в данном процессе, то можно заметить, что она набирает мощность. Но в случае с небалансом 60 МВт, после первоначального набора мощности, ГТ начинает снижать ее. В этом случае за счет форсировки мощности получается поддержать частоту и избежать лавинообразного процесса.

4.6 Выводы по четвертой главе

1. Для предотвращения возникновения лавинообразного процесса в энергорайоне с ПГУ при глубоком снижении частоты предлагается использовать форсировку мощности. Было показано, что быстрое увеличение активной мощности ПГУ в первые моменты возникновения аварийной ситуации поможет поддержать частоту, а значит, и поддержать мощность ПГУ.

2. В качестве дополнительной и крайней меры для предотвращения лавинообразного процесса предлагается использовать регулирование нагрузки посредством регулирования напряжения. С помощью изменения уставки APB на 5% можно сократить небаланс, если активная мощность нагрузки имеет зависимость от напряжения.

3. В качестве пусковых факторов для разработанных алгоритмов предлагается использовать комбинацию двух факторов: фиксации состояния элементов, соединяющих энергорайон с остальной энергосистемой, и фиксации скорости снижения частоты. Анализ различных методов идентификации отделения энергорайона показал, что эта комбинация может наиболее быстро и селективно идентифицировать отделение.

4. Сравнение разработанного алгоритма форсировки мощности с другим алгоритмом, основанным на увеличении потенциального перегрева, показало, что предложенный алгоритм позволяет получить меньший перегрев уходящих газов при той же величине небаланса мощности. Кроме того, в разработанном алгоритме есть возможность изменять допустимую величину перегрева в отличие от существующего алгоритма, где допустимая величина

перегрева зависит от положения лопаток ВНА, то есть остается константой при полностью открытом ВНА.

5. Проведение экспериментов при работе ПГУ в отделившемся энергорайоне совместно с обычными паросиловыми установками показало, что если на других установках имеются достаточные резервы мощности, то лавинообразный процесс будет происходить при большем небалансе мощности. Но его также можно будет ликвидировать с помощью предложенного алгоритма форсировки мощности ПГУ.

Заключение

1. В работе показано, что одной из наиболее серьезных проблем, связанных с эксплуатацией ПГУ в условиях снижения частоты, является возможное снижение мощности установки. Данная проблема вызвана тем, что при снижении частоты ПГУ, вследствие действия регулятора температуры уходящих газов, может начать снижать мощность вместо ее увеличения.

2. Продемонстрирована невозможность экстраполяции результатов испытаний участия ПГУ в регулировании частоты для больших ее отклонений, так как данные испытания не отражают изменения скорости вращения компрессора. При небольших отклонениях частоты данную погрешность можно считать незначительной. Но, как правило, при проведении испытаний предполагается, что и при больших отклонениях частоты установка наберет не меньшую мощность. Однако, в случае с ПГУ, при глубоком снижении частоты она не может набрать даже мощность, которую набирала при небольших отклонениях частоты, в связи с действием регулятора температуры уходящих газов.

3. Разработан алгоритм форсировки мощности ПГУ при снижении частоты. Данный алгоритм позволяет с помощью кратковременного увеличения мощности установки в начальные моменты аварии поддержать частоту и предотвратить перегрев уходящих газов. Данная мера помогает предотвратить снижение мощности установки и связанное с ним нарастающее увеличение дефицита мощности. В работе продемонстрировано, что температура уходящих газов ПГУ может кратковременно превышать номинальное значение на небольшую величину, что делает данную меру допустимой. Показано, что предложенный алгоритм форсировки мощности ПГУ позволяет значительно уменьшить объем нагрузки, отключаемой АЧР.

4. Сравнение разработанного алгоритма форсировки мощности с другим существующим алгоритмом, основанным на увеличении потенциального перегрева, позволило сделать вывод, что предложенный алгоритм позволяет

получить меньший перегрев уходящих газов при той же величине небаланса мощности. Кроме того, в разработанном алгоритме есть возможность изменять допустимую величину перегрева в отличие от существующего алгоритма, где допустимая величина перегрева зависит от положения лопаток ВНА, то есть остается константой при полностью открытом ВНА.

5. В качестве дополнительной меры для предотвращения увеличения дефицита мощности предложено регулирование напряжения при снижении частоты. Большая часть нагрузки связана с напряжением посредством СХН. Таким образом, при снижении напряжения происходит снижение мощности нагрузки. Очевидно, что данная мера имеет свои недостатки, связанные со снижением производительности собственных нужд. Однако в работе было установлено, что даже снижение напряжения не более чем на 5% помогает предотвратить нарастающее увеличение дефицита мощности. Особенно эффективна и безопасна данная мера, если после отключения происходит увеличение напряжения в сети.

6. Смоделировано совместное действие предложенных алгоритмов форсировки мощности и регулирования напряжения. Результаты моделирования показали, что совместное действие разработанных алгоритмов дает лучший результат, чем применение их по отдельности.

7. Перспективы развития данной работы связаны повышением адаптивности разработанных алгоритмов, а также с проработкой предложенных мер при отделении ПГУ на дефицитный энергорайон с наиболее современными и перспективными типами установок, такими как ветровые и солнечные электростанции.

Список терминов и сокращений

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers (Институт инженеров электротехники и электроники);

CIGRE - Conseil International des Grands Réseaux Electriques (Международный совет по большим электрическим системам);

АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;

АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

АЭС – атомная электрическая станция;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВНА – входной направляющий аппарат;

ГТ – газовая турбина;

ГТУ – газотурбинная установка;

ЕЭС – единая энергетическая система;

КПД – коэффициент полезного действия;

КУ – котел-утилизатор;

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты;

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты;

ПГУ – парогазовая установка;

ПК – программный комплекс;

ПТ – паровая турбина;

ПТУ – паротурбинная установка;

РК – регулирующий клапан;

САЧР – специальная очередь АЧР;

СТО – стандарт организации.

СХН - статическая характеристика нагрузки;

ТЭС – тепловая электрическая станция;

ЧДА – частотная делительная автоматика.

Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, ГОСТ от 22 июля 2013 года №32144-2013. [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>. (Дата обращения: 13 мая 2019).
- [2] СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_frequency_2012_izm_2014.pdf 2012. (Дата обращения: 13 мая 2019).
- [3] Цанаев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанаев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов - 3-е издание. М. : Издательский дом МЭИ, 2009 - 584 с.
- [4] Winter Outlook Report 2017/18 and Summer Review 2017. ENTSO-E, 2018.
- [5] Summer Outlook 2018 and Winter Review 2017/2018. ENTSO-E, 2018.
- [6] Ольховский Г.Г. Газотурбинные и парогазовые установки сегодня / Г.Г. Ольховский // Электрические Станции, № 1 (1002), 2015. - С. 73-78.
- [7] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2010-2016 годы. Утверждена приказом № 333 Минэнерго России от 15 июля 2010 года.
- [8] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2011-2017 годы. Утверждена приказом № 380 Минэнерго России от 29 августа 2011 года.
- [9] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы. Утверждена приказом № 309 Минэнерго России от 19 июня 2013 года.
- [10] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы. Утверждена приказом № 495 Минэнерго России от 1 августа 2014 года.
- [11] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015-2021 годы. Утверждена приказом № 627 Минэнерго России от 9 сентября 2015 года.
- [12] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы. Утверждена приказом № 147 Минэнерго России от 1 марта 2016 года.
- [13] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы. Утверждена приказом № 143 Минэнерго России от 1 марта 2017 года.
- [14] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы. Утверждена приказом № 121 Минэнерго России от 28 февраля 2018 года. .

- [15] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы. Утверждена приказом № 174 Минэнерго России от 28 февраля 2019 года. .
- [16] Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году [Электронный ресурс]. АО «СО ЕЭС»: [сайт] URL https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2018/ups_rep2017.pdf . (Дата обращения: 13 мая 2019).
- [17] Л. В. Зысин, Парогазовые и газотурбинные установки. СПб: Изд.-во Политехн. ун-та, 2010.
- [18] Electricity in Europe 2017 [Электронный ресурс]. ENTSO-E: [сайт] URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entso-e_electricity_in_europe_2017_web.pdf . (Дата доступа: 02 июля 2019).
- [19] Natural gas-fired power [Электронный ресурс]. IEA: [сайт] URL: <https://www.iea.org/etp/tracking2017/naturalgas-firedpower/>. (Дата доступа: 02 июля 2019).
- [20] W. I. Rowen, Dynamic response characteristics of heavy duty gas turbines and combined cycle systems in frequency regulating duty, in IEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant, 1995, pp. 6/1-6/6.
- [21] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2012. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2013ups. (Дата обращения 2 июля 2019).
- [22] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2013. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2014ups. (Дата обращения 2 июля 2019).
- [23] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2014. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2015ups. (Дата обращения 2 июля 2019).
- [24] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2015. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2016ups. (Дата обращения 2 июля 2019).
- [25] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2016. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2017ups. (Дата обращения 2 июля 2019).
- [26] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2017. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2018ups. (Дата обращения 2 июля 2019).

- [27] Системный оператор Единой энергетической системы: Отчет о функционировании ЕЭС 2018. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2019ups. (Дата обращения 2 июля 2019).
- [28] Отчет совместного заседания секций «Тепловые электростанции и АСУ ТП» НП «НТС ЕЭС» по теме «Участие ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистемах, выполненных ЗАО «Интеравтоматика» и ОАО «ВТИ». Научно-технический совет Единой энергетической системы, 2009.
- [29] 'CIGRE Technical Brochure 238 on Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined-Cycle Power Plants'. CIGRE, Apr-2003.
- [30] Kehlhofer, R. Combined-Cycle Gas and Steam Turbine Power Plants / R. Kehlhofer, B. Rukes, F. Hannemann, and F. Stirnimann // 3rd ed. USA: PennWell Corporation, 2009.
- [31] Давыдов, Н.И. Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России / Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко, А.В. Давыдов, Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. – 2009. – № 10. – С. 11 – 16.
- [32] Стандарт организации. СТО 59012820.27.100.004-2016. Нормы участия парогазовых и газотурбинных установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_nprch_pgu_09_2016.pdf (Дата обращения 2 июля 2019).
- [33] 'Maximum Admissible active power reduction at low frequencies'. ENTSO-E, 2018.
- [34] L. Meegahapola and D. Flynn, 'Characterization of gas turbine lean blowout during frequency excursions in power networks', in 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2015, pp. 1–1.
- [35] Task Force 38.02.14, 'Analysis and modelling needs of power systems under major frequency disturbances'. CIGRE, 1997.
- [36] L. N. Hannett and A. H. Khan, 'Combustion turbine dynamic model validation from tests', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 1, pp. 152–158, Feb. 1993.
- [37] A. Bagnasco, B. Delfino, G. B. Denegri, and S. Massucco, 'Management and dynamic performances of combined cycle power plants during parallel and islanding operation', IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 13, no. 2, pp. 194–201, Jun. 1998.
- [38] K. Kunitomi et al., 'Modeling frequency dependency of gas turbine output', in 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, vol. 2, pp. 678–683 vol.2.
- [39] G. Lalor and M. O'Malley, 'Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines', in 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003, vol. 4, pp. 7 pp. Vol.4-.

- [40] Task Force 25, 'Modeling of gas turbines and steam turbines in combined cycle power plants'. CIGRE, 2003.
- [41] N. Kakimoto and K. Baba, 'Performance of gas turbine-based plants during frequency drops', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 3, pp. 1110–1115, Aug. 2003.
- [42] N. Hasan, B. B. Arora, and J. N. Rai, 'Performance Analysis of Combined Cycle Gas Turbine for Frequency Deviation and Temperature Control', International Journal of Engineering, Research and Informatics, pp. 53–63, Aug-2014.
- [43] A. E. Ariffin, D. M. Nor, and M. Y. Rakob, 'Advanced tandem compound combined cycle governor model for KL-MSM island system', in PECon 2004. Proceedings. National Power and Energy Conference, 2004., 2004, pp. 165–169.
- [44] J. Horne, D. Flynn and T. Littler, 'Frequency stability issues for islanded power systems', IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004., New York, NY, 2004, pp. 299-306 vol.1.
- [45] R. Boyer, 'Primary Governing and Frequency Control in ERCOT', in 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1–8.
- [46] 'Heavy-Duty Gas Turbine Operating and Maintenance Considerations'. General Electric, 2004.
- [47] G. Lalor, J. Ritchie, D. Flynn, and M. J. O'Malley, 'The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1456–1464, Aug. 2005.
- [48] S. Carmona, S. Rios, H. Peña, R. Raineri and G. Nakic, "Combined Cycle Unit Controllers Modification for Improved Primary Frequency Regulation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1648-1654, Aug. 2010.
- [49] E. R. Hamilton, J. Undrill, P. S. Hamer, and S. Manson, 'Considerations for generation in an islanded operation', in 2009 Record of Conference Papers - Industry Applications Society 56th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, 2009, pp. 1–10.
- [50] Technical report PES-TR1, 'Dynamic models for Turbine-Governors in Power System Studies'. IEEE Power & Energy Society, 2013.
- [51] L. Meegahapola, 'Characterisation of gas turbine dynamics during frequency excursions in power networks', Transmission Distribution IET Generation, vol. 8, no. 10, pp. 1733–1743, Oct. 2014.
- [52] L. G. Meegahapola and D. Flynn, 'Investigation of frequency stability during high penetration of CCGTs and variable-speed wind generators in electricity networks', in 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2015, pp. 1–5.
- [53] A. Basit, A. D. Hansen, Sorensen P.E., and G. Giannopoulos, 'Real-time impact of power balancing on power system operation with large scale integration of wind power', Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Springer, 2015.
- [54] Бахмисов О. В. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС / О.В. Бахмисов, О.Н. Кузнецов // Электричество. - 2016. - № 5. - С. 27-34.

- [55] Бахмисов О. В. Выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для исследования процессов в ЭЭС / О.В. Бахмисов, О.Н. Кузнецов // Электричество. - 2016. - № 9. - С. 15-22.
- [56] Герасимов А. С., Моделирование газотурбинных установок при анализе электромеханических переходных процессов / Известия НТЦ Единой энергетической системы / А. С. Герасимов, А. Н. Смирнов, № 2, С. 6–13, 2013.
- [57] Александров А.С., О некоторых проблемах надежности и живучести электростанций с парогазовыми установками / А.С. Александров, В.В. Жуков, В.А. Кузмечов // Энергетик. 2012. № 12. С. 35-39.
- [58] Давыдов А. В., Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России/ А. В. Давыдов, Н. В. Зорченко, and Ю. А. Радин // Теплоэнергетика, №10, С. 11–16, 2009.
- [59] Хуршудян С. Р., Оптимальное распределение нагрузки между газовыми турбинами при работе ПГУ-450 на пониженных нагрузках / С. Р. Хуршудян, Э. К. Аракелян // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика. Тез.докл. XVIII МНТК студентов и аспирантов: в 3 т., № 3, С. 172, 2013.
- [60] Аракелян Э. К., Оптимизация режимов работы ПГУ при участии ее в регулировании мощности и частоты в энергосистеме / Э. К. Аракелян, С. Ю. Бурцев // Сборник материалов докладов Национального конгресса по энергетике: В 5 т., № 2, С. 11–20, 2014.
- [61] Maximum Admissible active power reduction at low frequencies [Электронный ресурс]. ENTSO-E: [сайт] URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_Max_Admissible_P_reduction_at_low_frequencies_final.pdf (Дата доступа: 02 июля 2019).
- [62] ‘Системный оператор Единой энергетической системы: Системный оператор провел натурные испытания в Единой энергосистеме России’. [Электронный ресурс]. АО "СО ЕЭС": [сайт] URL: Available: [http://so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=9933](http://so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=9933). (Дата доступа: 02 июля 2019).
- [63] Аракелян Э. К., Моделирование процессов в контурах естественной циркуляции котлов-утилизаторов ПГУ / Э. К. Аракелян, А. С. Рубашкин, А.С. Обуваев, В. А. Рубашкин, Теплоэнергетика, № 2, С. 61–63, 2009.
- [64] Мигай В. К. / Моделирование теплообменного энергетического оборудования / В. К. Мигай. - Л. : Энергоатомиздат : Ленингр. отд-ние, 1987. - 262,[1] с. : ил.
- [65] M. Nagpal, A. Moshref, G. K. Morison, and P. Kundur, ‘Experience with testing and modeling of gas turbines’, in 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, vol. 2, pp. 652–656 vol.2.
- [66] J. Undrill and A. Garmendia, ‘Modeling of combined cycle plants in grid simulation studies’, in 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, vol. 2, pp. 657–663 vol.2.

- [67] W. I. Rowen, 'Simplified mathematical representations of single shaft gas turbines in mechanical drive service', ASME 1992 International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition, no. 5, 1992.
- [68] 'Dynamic models for combined cycle plants in power system studies', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1698–1708, 1994.
- [69] S. K. Yee, F. M. Hughes, and J. V. Milanovic, 'Comparative Analysis and Reconciliation of Gas Turbine Models for Stability Studies', in 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, USA, 2007, pp. 1–8.
- [70] H. E. M. A. Shalan, M. A. Moustafa Hassan, and A. B. G. Bahgat, 'Comparative Study On Modelling Of Gas Turbines In Combined Cycle Power Plants', Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, Dec. 2010.
- [71] A. Khormali, I. Yousefi, H. Yahyaee, and S. M. Aliyari, 'Identification of an industrial gas turbine based on Rowen's model and using Multi-Objective Optimization method', in 2015 3rd RSI International Conference on Robotics and Mechatronics (ICROM), 2015, pp. 482–487.
- [72] M. R. B. Tavakoli, B. Vahidi, and W. Gawlik, 'An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1366–1374, Aug. 2009.
- [73] K. Kunitomi et al., 'Modeling frequency dependency of gas turbine output', in 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, vol. 2, pp. 678–683 vol.2.
- [74] L. N. Hannett, G. Jee, and B. Fardanesh, 'A governor/turbine model for a twin-shaft combustion turbine', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 133–140, Feb. 1995.
- [75] G. Lalor and M. O'Malley, 'Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines', in 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003, vol. 4, pp. 7 pp. Vol.4–.
- [76] G. Lalor, J. Ritchie, D. Flynn, and M. J. O'Malley, 'The impact of combined-cycle gas turbine short-term dynamics on frequency control', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1456–1464, 2005.
- [77] L. Meegahapola and D. Flynn, 'Characterization of gas turbine lean blowout during frequency excursions in power networks', in 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2015, pp. 1–1.
- [78] L. G. Meegahapola and D. Flynn, 'Investigation of frequency stability during high penetration of CCGTs and variable-speed wind generators in electricity networks', in 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2015, pp. 1–5.
- [79] W. I. Rowen, 'Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines', Journal of engineering for power, no. 105, pp. 865–869, 1983.
- [80] L. M. Hajagos and G. R. Berube, 'Utility experience with gas turbine testing and modeling', in 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, vol. 2, pp. 671–677 vol.2.

- [81] M. Omar, R. Ibrahim, M. F. Abdullah, and M. H. M. Tarik, ‘Modelling and System Identification of Gas Fuel Valves in Rowen’s Model for Dry Low Emission Gas Turbine’, in 2018 IEEE Conference on Big Data and Analytics (ICBDA), 2018, pp. 33–37.
- [82] Task Force 25, Modeling of gas turbines and steam turbines in combined cycle power plants. CIGRE, 2003.
- [83] ‘Методические указания по устойчивости энергосистем’. Министерство энергетики Российской Федерации, 2018.
- [84] O. Malozemova (O.Poliakova), P. Chusovitin and A. Pazderin, Power boosting algorithm for combined cycle power plant control during frequency excursion // 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2018, pp. 1–6.
- [85] O. Malozemova (O.Poliakova), P. Chusovitin and A. Pazderin, Combined cycle power plant control during frequency excursions // 2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), Phuket, 2017, pp. 1–5.
- [86] O.Y. Polyakova, P.V. Chusovitin, A.V. Pazderin. Operational Features of Combined-Cycle Power Plants at Large Frequency Excursions // Power Technology and Engineering, September 2019, Volume 53, Issue 3, pp 376–382.
- [87] Полякова О.Ю. Особенности функционирования парогазовых установок при больших отклонениях частоты / О.Ю. Полякова, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин // Электрические станции. – 2019. – №3. – 19–26 с.
- [88] Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин // Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. - 715 с.
- [89] G. L. Park and R. Colony, ‘Voltage reduction as a means of reducing distribution load’, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 96, no. 2, pp. 628–634, Mar. 1977.
- [90] V. J. Warnock and T. L. Kirkpatrick, ‘Impact of Voltage Reduction on Energy and Demand: Phase II’, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 1, no. 2, pp. 92–95, May 1986.
- [91] M. Crosa di Vergagni and F. Conte, ‘Frequency support by distributed demand side management of building cooling systems’, in 2015 5th International Youth Conference on Energy (IYCE), 2015, pp. 1–5.
- [92] Y. Bao et al., ‘An industrial verification of frequency regulation by electrolytic aluminum in an isolated power system’, in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, pp. 1–5.
- [93] T. Cui, W. Lin, Y. Sun, J. Xu, and H. Zhang, ‘Excitation Voltage Control for Emergency Frequency Regulation of Island Power Systems with Voltage-Dependent Loads’, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 2, pp. 1204–1217, Mar. 2016.
- [94] S. Kabhilavaishnavi, K. Selvi, ‘Frequency Regulation of Island Power Systems with Voltage Dependent Loads’, in 2018 National Power Engineering Conference (NPEC), 2018, pp. 1–5.

- [95] K. McKenna, A. Keane, 'Distribution network voltage control for peak load alleviation', in 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2016, pp. 1–6.
- [96] A. Ballanti, L. F. Ochoa, 'Voltage-Led Load Management in Whole Distribution Networks', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 1544–1554, Mar. 2018.
- [97] O. Poliakova, I. Gabdulin, P. Chusovitin, A. Pazderin. Improving of the combined cycle power plant operation under islanding conditions through voltage control, 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems // ELMA 2019 - Proceedings, Varna, Bulgaria, 2019, pp. 1-4 .
- [98] Белослудцев, К.А. Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности / К.А. Белослудцев, Ю.Е. Гуревич // Электрические станции. - 2004. - №9.
- [99] Гуревич Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. - М. : Энергоатомиздат, 1990.
- [100] Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1985. — 536 с, ил.
- [101] R. S. Kunte and W. Gao, 'Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources', in 2008 40th North American Power Symposium, 2008, pp. 1–8.
- [102] S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, Chui Fen Ten, and P. A. Crossley, 'Islanding Protection of Distribution Systems with Distributed Generators – A Comprehensive Survey Report', in 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, pp. 1–8.
- [103] Q. Cui, K. El-Arroudi, and G. Joós, Islanding Detection of Hybrid Distributed Generation Under Reduced Non-Detection Zone, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 5027–5037, Sep. 2018.
- [104] Y. M. Makwana and B. R. Bhalja, Experimental Performance of an Islanding Detection Scheme Based on Modal Components, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 1, pp. 1025–1035, Jan. 2019.
- [105] Нудельман Г.С. Совершенствование делительной автоматики по напряжению для электростанций с распределенной генерацией / Г. С. Нудельман, О. А. Онисова // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017, Санкт-Петербург, 25 - 28 апреля 2017 г.
- [106] P. Mahat, Zhe Chen, and B. Bak-Jensen, 'Review of islanding detection methods for distributed generation', in 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008, pp. 2743–2748.
- [107] Z. Lin et al., 'Application of wide area measurement systems to islanding detection of bulk power systems', IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 2006–2015, May 2013.

- [108] J. Y. Zhang and C. M. Bush, 'PMU based islanding detection to improve system operation', in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, pp. 1–5.
- [109] P. Mahat, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, 'Control strategies for gas turbine generators for grid connected and islanding operations', in IEEE PES T D 2010, 2010, pp. 1–8.
- [110] Малоземова О.Ю. (Полякова О.Ю.) Исследование режимов работы парогазовой установки при выделении на изолированную работу в составе дефицитного энергорайона/ О.Ю.Малоземова (О.Ю. Полякова), П.В.Тощакон, П.В.Чусовитин, А.В.Паздерин// Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 2 – 6 октября 2017 г., Самара. – В 3 т. Т. 2. – Самара: Самар. гос. энерг. ун-т, 2017. – 370 с.

Приложение А. Основные уравнения и константы для модели ГТ

Таблица 1 – Перечень уравнений, описывающих модель

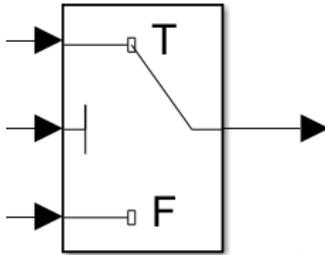
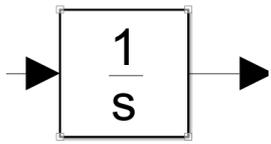
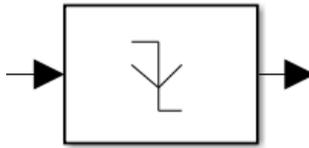
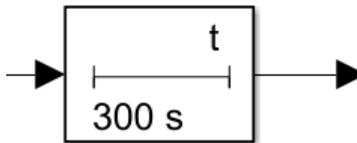
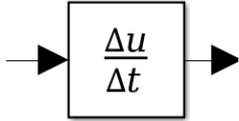
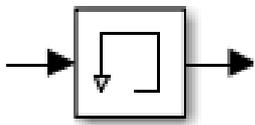
Частотный корректор	$T_{\text{чк}} \frac{dP_{\text{чк}}^*(t)}{dt} = P_0^* - P_{\text{чк}}^*(t) + \frac{\Delta\omega^*(t)}{K_{\text{ст}}}$
Выбор минимального значения	$P(t) = \text{MIN}(P_{\text{чк}}^*(t), P_{\text{темп}}^*(t))$
Преобразование	$P'(t) = 0.77 \cdot P(t)$
Регулятор топлива	$P''(t) = P'(t - E_{\text{пт}}) + 0.23$
Регулирующий клапан	$T_{\text{рк}} \frac{dP'''(t)}{dt} = P''(t) - P'''(t)$
Система топливоподачи	$T_{\text{топ}} \frac{dW_f(t)}{dt} = W_f(t) - P'''(t)$
Реакция горения	$W_f^*(t) = W_f(t - E_{\text{гор}})$
Компрессор	$T_{\text{комп}} \frac{dW_f''(t)}{dt} = W_f'(t) - W_f''(t)$
Момент турбины	$F1 = 1.3 \cdot (W_f''(t) + 0.23) + 0.5 \cdot (1 - \omega)$
Транспортная задержка	$W_f'''(t) = W_f^*(t - E_{\text{трансп}})$
Выражения для расчета температуры	$F2 = (1/[1 - 0.005 \cdot (15 - T_{\text{внеш}})]) \cdot ((T_{\text{уст}} - 453 \cdot (\omega^2 - 4.21\omega + 4.42) \cdot 0.82 \cdot (1 - W_f'''(t))) + 722 \cdot (1 - \omega) + 1.94 \cdot (\text{MaxIGV} - \text{IGV}));$ $F3 = \omega \cdot \left(\frac{288.3}{T_{\text{внеш}} + 273.3} \right) \cdot L_{\text{igv}}$
Расчет температуры	$T = \frac{F3}{F2}$
Защитный экран	$T_{\text{э}} \frac{dT'}{dt} = T \cdot K_{\text{э1}} + T_{\text{э}} \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{dT}{dt} + T \cdot K_{\text{э}} - T'$
Термопара	$T_{\text{тп}} \frac{dT_{\text{изм}}}{dt} = T' - T_{\text{изм}}$
Отклонение температуры от уставки	$\Delta T = T_{\text{уст}} - T_{\text{изм}}$
Регулятор положения лопаток	$T_{\text{вна}} \frac{dL'_{\text{вна}}}{dt} = -K_{\text{вна}} \frac{d\Delta T}{dt} - \Delta T$
Привод положения лопаток	$T_{\text{пр}} \frac{dL_{\text{вна}}}{dt} = L'_{\text{вна}} - L_{\text{вна}}$
Регулятор температуры	$T_{\text{темп}} \frac{dP_{\text{темп}}^*}{dt} = K_{\text{темп}} \frac{d\Delta T}{dt} + \Delta T$

Таблица 2 - Обозначение констант и их типовые значения

Наименование параметра	Обозначение	Типовое значение
Коэффициент статизма	$K_{ст}$	25
Постоянная времени частотного корректора	$T_{чк}$	0,05 с
Уставка по мощности	P_0^*	0,4 – 1 о.е.
Задержка регулятора топлива	$E_{рт}$	0,0625 с
Постоянная времени позиционера клапана	$T_{рк}$	0,005 с
Постоянная времени топливной системы	$T_{топ}$	0,4 с
Максимальное количество топлива	$Топ_{max}$	0,7692 о.е
Минимальное количество топлива	$Топ_{min}$	0,15 о.е.
Задержка реакции сгорания	$E_{гор}$	0,01 с
Постоянная времени компрессора	$T_{комп}$	0,1 с
Задержка на транспорт уходящих газов	$E_{трансп}$	0,01 с
Температура окружающей среды	$T_{внеш}$	15°C
Постоянная времени защитного экрана	$T_э$	15 с
Пропорциональный коэффициент защитного экрана	$K_э$	0,8
Интегральный коэффициент защитного экрана	$K_{э1}$	0,2
Постоянная времени термопары	$T_{тп}$	0,5 с
Постоянная времени регулятора положения лопаток	$T_{ВНА}$	20 с
Коэффициент усиления регулятора положения лопаток	$K_{ВНА}$	4
Постоянная времени привода положения лопаток	$T_{пр}$	3 с
Максимальное положение лопаток	$ВНА_{max}$	1
Минимальное положение лопаток	$ВНА_{min}$	0,46

Постоянная времени регулятора температуры	$T_{\text{темп}}$	450 с
Коэффициент усиления регулятора температуры	$K_{\text{темп}}$	3,3 с
Уставка по температуре	$T_{\text{уст}}$	540°C

Приложение Б. Блоки MATLAB Simulink

Блок	Наименование	Описание
	Switch (переключатель)	В зависимости от сигнала условия выбирает один из двух сигналов
	Integrator (интегратор)	Интегрирует сигнал
	Edge detector (датчик изменения сигнала)	Сравнивает текущее значение сигнала с предыдущим, если изменился сигнал, то выдает импульс (предназначен для логических сигналов)
	Off delay (задержка выключения)	Сигнал будет меняться через определенную задержку по времени (предназначен для логических сигналов)
	Derivative (производная)	Производная сигнала
	Memory (запоминающий блок)	Запоминает значение сигнала на предыдущем шаге интегрирования