ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70661— 2023

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 2 марта 2023 г. № 119-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Общие требования 3
5 Требования к функционированию в режиме «Мощность» 4
6 Требования к функционированию в режиме «Изолированный» 6
7 Требования к испытаниям устройств автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов 7
Приложение А (обязательное) Методика проведения испытаний устройств автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ 10
Библиография 42

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Relay protection and automatic. Automatic control devices of frequency and active power of hydraulic power units of hydraulic and pumped storage power plants. Norms and requirements

Дата введения — 2023—04—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает:

- основные функциональные и технические требования к электрогидравлическим регуляторам и иным устройствам автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов, обеспечивающим функцию управления положением регулирующих органов гидротурбины (далее — ЭГР), гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций, работающих в режиме выдачи активной мощности (генераторном режиме) в составе Единой энергетической системы России (далее — ЕЭС России), или в составе энергосистемы (части энергосистемы), временно отделившейся на изолированную от ЕЭС России работу, или в составе технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- порядок и методику проведения испытаний для проверки соответствия ЭГР основным функциональным и техническим требованиям, установленным настоящим стандартом (далее — системные технические требования).

1.2 Требования настоящего стандарта распространяются на вновь вводимые или модернизируемые ЭГР гидроагрегатов, в том числе входящие в состав систем автоматического управления гидроагрегатов, в которых алгоритмы регулирования реализованы в микропроцессорных устройствах.

Для существующих ЭГР, установленных на гидроагрегатах до вступления в силу настоящего стандарта, выполнение требований настоящего стандарта должно быть обеспечено при реконструкции, модернизации, техническом перевооружении гидроэлектростанции, связанных с заменой (модернизацией) системы регулирования гидроагрегата.

1.3 Требования настоящего стандарта распространяются на ЭГР, устанавливаемые на гидроагрегаты следующих типов:

- радиально-осевые;
- поворотно-лопастные;
- диагональные;
- пропеллерные.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами гидравлических и (или) гидроаккумулирующих электростанций (далее — гидроэлектростанции), организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке ЭГР гидроагрегатов, организаций, осуществляющих испытания для проверки соответствия ЭГР системным техническим требованиям, проектных и научно-исследовательских организаций.

Издание официальное

1.5 Требования настоящего стандарта должны учитываться при строительстве гидроэлектростанций, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении гидроэлектростанций, предполагающих создание (модернизацию) ЭГР гидроагрегатов, разработке необходимой для этого проектной документации, иной технической и закупочной документации, проведении проверки выполнения технических решений, предусмотренных проектной (рабочей) документацией, проведении испытаний ЭГР, обеспечении работы гидроагрегатов гидроэлектростанций в составе энергосистемы, их участии в регулировании частоты и перетоков активной мощности, а также при разработке технической (в том числе инструктивной) документации для диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и персонала гидроэлектростанций.

1.6 Настоящий стандарт не устанавливает требования по проверке готовности участия генерирующего оборудования гидроэлектростанций в общем первичном регулировании частоты и нормированном первичном регулировании частоты.

1.7 Настоящий стандарт не устанавливает требования к технической реализации, электромагнитной совместимости, условиям эксплуатации, сервисному обслуживанию, объему заводских проверок, пожаробезопасности, электробезопасности, информационной безопасности, оперативному и техническому обслуживанию ЭГР.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 55890 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования

ГОСТ Р 56969—2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, ГОСТ Р 55890 и ГОСТ Р 56969, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **режим «Мощность»:** Режим работы ЭГР, обеспечивающий следящее регулирование активной мощности с коррекцией по частоте с обратной связью по активной электрической мощности гидрогенератора.

3.1.2 **режим «Изолированный»:** Режим работы ЭГР, обеспечивающий следящее регулирование активной мощности гидроагрегата с коррекцией по частоте в соответствии с заданной уставкой по мощности и заданной зависимостью активной мощности от положения регулирующих органов гидротурбины и текущего напора/высоты отсасывания, без использования обратной связи по активной электрической мощности гидрогенератора.

3.1.3 **режим «Частота»:** Режим работы ЭГР, при котором обеспечивается следящее статическое регулирование частоты в соответствии с заданной уставкой с коррекцией по положению регулирующих

органов гидротурбины или без такой коррекции, без возможности изменения на заданную величину активной мощности гидроагрегата или положения регулирующих органов гидротурбины.

3.1.4 **режим «Частота — астатический»:** Режим работы ЭГР, при котором обеспечивается следящее астатическое регулирование частоты в соответствии с заданным значением частоты.

3.1.5 **программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени:** Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для создания математической модели энергосистемы, расчета параметров электроэнергетического режима энергосистемы при заданных возмущающих воздействиях и обеспечивающий физическое подключение испытываемого (проверяемого) устройства релейной защиты и автоматики к математической модели энергосистемы и получения устройством релейной защиты и автоматики данных о параметрах режима в режиме реального времени.

3.1.6 **номер версии алгоритма функционирования:** Индивидуальный цифровой, буквенный или буквенно-цифровой набор (номер), в том числе входящий в состав номера версии программного обеспечения устройства, отличающий указанную версию алгоритма функционирования устройства от других версий и подлежащий изменению при внесении изменений в алгоритм функционирования устройства (включая изменения, вносимые при модификации, иной переработке или адаптации алгоритма функционирования устройства).

3.1.7 **номер версии программного обеспечения:** Индивидуальный цифровой, буквенный или буквенно-цифровой набор (номер), отличающий данную модификацию программного обеспечения устройства от других версий (модификаций).

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АОПЧ — автоматическое ограничение повышения частоты;

АРВ — автоматическое регулирование возбуждения;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка;

ГА — гидроагрегат;

ГРАМ — система группового регулирования активной мощности;

ГЭС — гидроэлектростанция, включая гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ОПРЧ — общее первичное регулирование частоты;

ОРУ — открытое распределительное устройство;

ПА — противоаварийная автоматика;

ПАК РВ — программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени;

САУ — система автоматического управления.

4 Общие требования

4.1 При работе ГА в составе энергосистемы его ЭГР должно иметь возможность работы в режиме «Мощность» и в режиме «Изолированный». При этом должен быть предусмотрен автоматический переход ЭГР в режим «Изолированный» согласно 6.1 с возможностью последующего оперативного перевода в режим «Мощность».

4.2 Автоматический переход ЭГР в режим «Частота» или в режим «Частота астатический» должен выполняться только при переходе ГА на изолированную от энергосистемы работу (нагрузку собственных нужд). При этом должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода ЭГР в режим «Частота — астатический» при работе ГА параллельно с энергосистемой (частью энергосистемы) с возможностью последующего оперативного перевода в режим «Мощность» или в режим «Изолированный».

4.3 ЭГР должно отвечать требованиям [1] для обеспечения участия генерирующего оборудования ГЭС в ОПРЧ.

4.4 ЭГР должно обеспечивать:

- автоматическое регулирование заданного значения активной мощности ГА с коррекцией по частоте в пределах, ограниченных линиями ограничения минимальной и максимальной мощности по эксплуатационной характеристике гидроагрегата;
- при установке на гидроагрегаты ГЭС, оснащенной ГРАМ, автоматическое регулирование активной мощности ГА с коррекцией по частоте как при индивидуальном режиме работы ГА, так и в режиме работы с управлением от ГРАМ;

- автоматическое ограничение минимальной и максимальной мощности ГА в соответствии с линиями ограничения мощности на эксплуатационной характеристике ГА или в соответствии с установленными технологическими ограничениями;
- возможность оперативного задания активной мощности ГА;
- возможность задания активной мощности ГА автоматически от ГРАМ;
- автоматическое изменение положения регулирующих органов гидротурбины с заданной скоростью при наличии действующего управляющего воздействия ПА на загрузку или разгрузку ГА;
- устойчивость процесса регулирования активной мощности и (или) частоты ГА.

4.5 ЭГР, входящие в состав САУ ГА, должны соответствовать требованиям к взаимодействию с ГРАМ ГЭС, указанным в пунктах 6.3.2 и 6.3.3 ГОСТ Р 56969—2016.

4.6 Используемые в ЭГР измерения частоты вращения должны быть отстроены от искажений, возникающих при неисправности цепей измерения и при аварийных переходных процессах в энергосистеме. Должен быть предусмотрен автоматический контроль исправности измерительных цепей каждого канала измерения частоты вращения. При выявлении неисправности измерительной цепи в ЭГР должен выполняться автоматический переход на резервные цепи измерения частоты вращения, с возможностью последующего возврата на основной источник измерения при восстановлении их достоверности. Должно быть предусмотрено алгоритмическое выявление искажений, возникающих при аварийных переходных процессах в энергосистеме, с автоматической блокировкой использования искаженного сигнала.

4.7 Не допускается использование в алгоритмах ЭГР, реализующих первичное регулирование частоты, измерений частоты, полученных с ТН, подключенных к секциям собственных нужд или секциям высокого напряжения ГЭС.

4.8 Используемые в ЭГР измерения активной мощности гидрогенератора должны быть отстроены от искажений, возникающих при неисправности цепей измерения и аварийных переходных процессах в энергосистеме. Должен быть предусмотрен автоматический контроль исправности измерительных цепей каждого канала измерения активной мощности.

При выявлении неисправности измерительной цепи в ЭГР должен выполняться автоматический переход на резервные цепи измерения активной мощности, с возможностью последующего возврата на основной источник измерения при восстановлении их достоверности.

При скачкообразных изменениях измеренной активной мощности, возникающих при аварийных переходных процессах в энергосистеме, в ЭГР должен использоваться сигнал активной мощности гидрогенератора, зафиксированный до момента возникновения скачка на период до момента завершения переходного процесса в энергосистеме (части энергосистемы), вызвавшего скачкообразное изменение активной мощности.

4.9 Заданное значение частоты (уставки по частоте) в режимах «Мощность» и «Изолированный» должно равняться 50 Гц.

5 Требования к функционированию в режиме «Мощность»

5.1 ЭГР должно функционировать в режиме «Мощность» при параллельной работе ГА в составе энергосистемы.

5.2 При работе ЭГР в режиме «Мощность» и возникновении скачкообразного отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования ЭГР должно обеспечивать установленную [1] динамику выдачи всей требуемой первичной мощности ГА ($\Delta P_{п}$) с обеспечением следующих переходных характеристик:

а) не допускается колебательный характер переходного процесса изменения активной мощности;

б) полная требуемая величина первичной мощности должна быть выдана за время не более 60 с;

в) по завершении 60 секунд отклонение фактической первичной мощности ГА от требуемой величины должно быть не более ±1 % номинальной мощности ГА ($P_{ном}$);

г) в каждый момент времени в интервале от 10 до 60 с должна быть обеспечена выдача первичной мощности не менее величины, которая определяется по формуле

$$\Delta P_{п(10 - 60\ сек)}(t) = (t - 10) \cdot \Delta P_{п}/50, \quad (1)$$

где t — время от начала скачкообразного отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, с;

$\Delta P_{п}$ — полная требуемая величина первичной мощности ГА, МВт;

$\Delta P_{п(10–60\ сек)}$ — минимально допустимая величина первичной мощности в интервале от 10 до 60 с, МВт;

д) в начале переходного процесса допускается задержка в изменении активной мощности ГА или изменение его мощности в противоположную сторону от требуемой, обусловленные эффектом гидроудара и действием контуров компенсации негативного эффекта гидроудара, но при этом мощность ГА в первые 10 с не должна изменяться в противоположную сторону более чем на 10 % от всей требуемой величины первичной мощности $\Delta P_{п}$;

е) в процессе реализации первичной мощности допускается одно перерегулирование величиной не более 110 % требуемой первичной мощности $\Delta P_{п}$;

ж) во всем интервале наблюдения усредненное на односекундном интервале времени значение отклонения фактической первичной мощности ГА от величины первичной мощности, удовлетворяющей требованиям перечислений г)—е) настоящего пункта, должно быть не более ±1 % номинальной мощности ГА ($P_{ном}$).

5.3 На рисунке 1 приведены области, ограничивающие допустимое значение фактической первичной мощности ГА при скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, которое вызывает необходимость реализации первичной мощности величиной $\Delta P_{п}$, равной 6 % от $P_{ном}$. На рисунке 1 отмечены:

- линия требуемой первичной мощности ГА $\Delta P_{п}$ величиной 6 % ($\Delta P_{п\ требуемая}$);
- области, ограничивающие допустимое значение фактической первичной мощности, в соответствии с перечислениями б)—е);
- линии, ограничивающие максимально ($\Delta P_{пмакс}$ + 1 % $P_{ном}$) и минимально ($\Delta P_{пмин}$ – 1 % $P_{ном}$) допустимое значение фактической первичной мощности, в соответствии с перечислениями б)—е) и учетом перечисления ж) пункта 5.2.

В соответствии с рисунком 1, усредненное на односекундном интервале времени значение фактической первичной мощности ГА должно находиться между линиями, ограничивающими максимально ($\Delta P_{пмакс}$ + 1 % $P_{ном}$) и минимально ($\Delta P_{пмин}$ – 1 % $P_{ном}$) допустимое значение фактической первичной мощности.

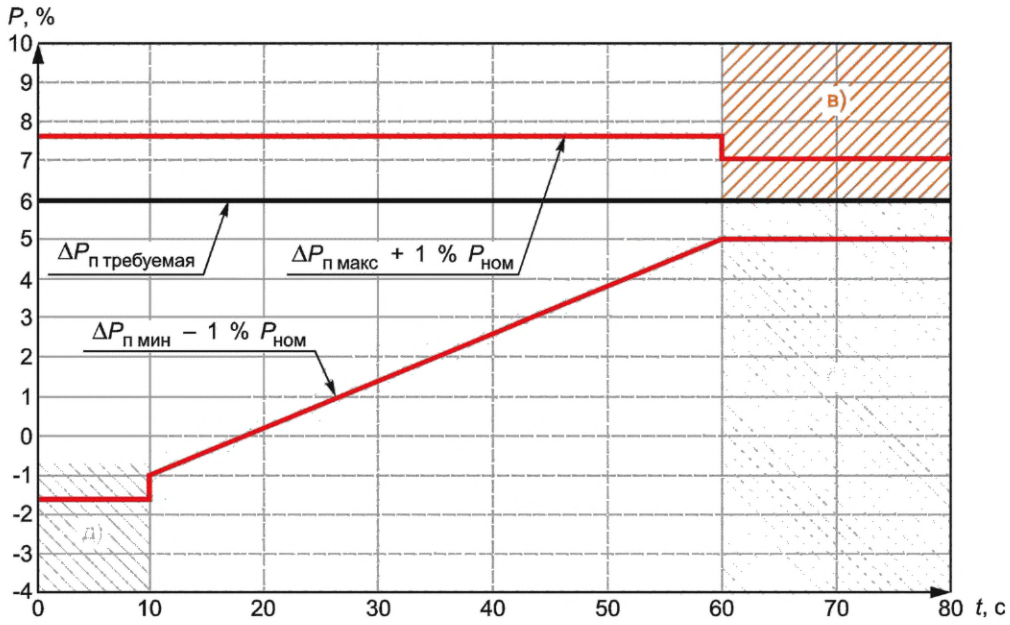


Рисунок 1 — Области, ограничивающие допустимое значение фактической первичной мощности ГА при скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, которое вызывает необходимость реализации первичной мощности величиной $\Delta P_{п}$, равной 6 %

5.4 ЭГР в режиме «Мощность» должно обеспечивать точность поддержания заданного значения мощности ГА ±1 % $P_{ном}$.

6 Требования к функционированию в режиме «Изолированный»

6.1 В ЭГР должен быть реализован автоматический переход из режима «Мощность» в режим «Изолированный» по факту отклонения частоты от номинального значения на заданную величину вниз или вверх и/или появления незатухающих колебаний частоты, превышающих заданную амплитуду в заданном диапазоне периодов таких колебаний.

6.2 В ЭГР должны быть заданы следующие исходные уставки автоматического перехода в режим «Изолированный»:

- отклонение частоты вращения от номинального уровня 1,5 Гц вверх и 1,0 Гц вниз (при частоте выше 51,5 Гц и ниже 49,0 Гц) с выдержкой времени 0,5 с;
- диапазон периодов колебаний частоты 10—30 секунд с амплитудой более ±0,2 Гц относительно среднего значения частоты на периоде колебаний.

6.3 Допускается использование дополнительных факторов для автоматического перехода ЭГР в режим «Изолированный» при условии их отстройки от кратковременных переходных процессов, возникающих при нормативных возмущениях в энергосистеме.

6.4 Для учета особенностей режимов работы конкретной технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы или части Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), временно выделившейся на изолированную работу, должна быть предусмотрена возможность изменения величин уставок автоматического перехода ЭГР в режим «Изолированный» в следующих пределах:

- по отклонению частоты до ±5 Гц от номинальной с шагом не более 0,1 Гц;
- по выдержке времени от 0,1 до 5,0 секунд с шагом не более 0,1 с;
- по нижней границе диапазона периодов колебаний частоты от 5 до 20 секунд с шагом не более 1 с;
- по верхней границе диапазона периодов колебаний частоты от 20 до 60 секунд с шагом не более 1 с;
- по амплитуде колебаний частоты от ±0,2 Гц до ±0,5 Гц относительно среднего значения с шагом не более ±0,05 Гц.

6.5 При работе ЭГР в режиме «Изолированный» должны обеспечиваться:

- регулирование мощности ГА с коррекцией по частоте без обратной связи по активной мощности гидрогенератора;
- устойчивость процесса регулирования.

6.6 При любой исходной загрузке ГА функционирование ЭГР в режиме «Изолированный» не должно приводить к отклонениям технологических параметров работы ГА, которые приводят к срабатыванию технологических защит ГА, использующих в качестве пусковых факторов скорость вращения ротора ГА или измеренную электрическую мощность гидрогенератора и воздействующих на отключение ГА от сети или аварийный останов ГА.

6.7 При работе ЭГР в режиме «Изолированный» и возникновении скачкообразного отклонения активной мощности гидрогенератора в условиях работы ГА в изолированной энергосистеме (части энергосистемы) должны обеспечиваться следующие характеристики регулирования:

а) быстродействие первичного регулирования частоты должно быть не более 60 с;

б) не допускается незатухающий колебательный характер переходного процесса регулирования;

в) отклонение фактического статизма первичного регулирования должно быть не более ±10 % от заданной в соответствии с [1] величины статизма.

6.8 В момент перехода ЭГР из режима «Мощность» в режим «Изолированный» не допускается автоматическое изменение заданного значения активной мощности ГА (уставки по мощности). При этом должна сохраняться возможность дальнейшей коррекции заданного значения активной мощности ГА (уставки по мощности) оперативным персоналом ГЭС или от ГРАМ.

6.9 Должна быть обеспечена возможность оперативного перевода ЭГР из режима «Мощность» в режим «Изолированный» и обратно.

6.10 При переходе ЭГР в режим «Изолированный» должно осуществляться автоматическое отключение ГА от управления ГРАМ ГЭС с обеспечением последующей возможности его оперативного подключения под управление ГРАМ ГЭС.

7 Требования к испытаниям устройств автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов

7.1 Для проверки выполнения системных технических требований к ЭГР, установленных настоящим стандартом, следует проводить испытания.

Результаты испытаний распространяются на конкретный тип (марку) ЭГР и конкретную версию его алгоритма функционирования, непосредственно прошедшую проверку выполнения указанных требований.

В случае изменения версии алгоритма функционирования ЭГР, прошедшего испытания, необходимо проводить его повторные испытания.

При изменении версии программного обеспечения ЭГР, не приводящем к изменению версии алгоритма функционирования ЭГР, ранее прошедшего испытания, проводить повторные испытания не требуется.

При изменении версии программного обеспечения ЭГР, приводящем к изменению версии алгоритма функционирования ЭГР, ранее прошедшего испытания, необходимо проводить повторные испытания.

7.2 Испытания ЭГР следует проводить в соответствии с методикой испытаний согласно приложению А.

7.3 Испытания ЭГР проводятся с использованием ПАК РВ.

7.4 Для проведения испытаний ЭГР организация (испытательная лаборатория, испытательный центр), проводящая испытания (далее — организация, осуществляющая испытания), должна:

- быть оснащена соответствующей производственно-технической базой (техническими средствами), необходимой для проведения испытаний, включая математическую модель энергосистемы, созданную с применением ПАК РВ, в составе тестовой схемы в соответствии с приложением А;
- обеспечить независимость и достоверность результатов испытаний, в том числе исключить вмешательство работников и иных представителей лица, по инициативе которого проводятся испытания, в ход проведения испытаний, регистрацию проводимых экспериментов и влияние на их результаты.

7.5 Указанные в 7.4 требования являются минимально необходимыми. В случаях, предусмотренных нормативными правовыми актами Российской Федерации, или по решению производителя ЭГР, собственника или иного законного владельцем объекта электроэнергетики, на котором планируется к установке (установлено) ЭГР, или иного лица, заинтересованного в проведении испытаний (далее — владелец устройства), к организации, осуществляющей испытания, могут предъявляться дополнительные требования, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации или владельцем устройства соответственно.

7.6 Испытания следует проводить по программе, разработанной в соответствии с приложением А.

7.7 Для проведения испытаний владельцем устройства на рассмотрение организации, осуществляющей испытания, должны быть представлены следующие документы и информация.

7.7.1 Общее техническое описание ЭГР, включающее:

а) тип (марку) ЭГР;

б) технические характеристики и область применения;

в) структурные схемы, математические модели и алгоритмы функционирования, содержащие описание:

- алгоритмов достоверизации сигналов;
- алгоритмов расчета сигналов косвенным путем;
- алгоритмов и настройки ЭГР для работы в режиме «Мощность»;
- алгоритмов и настройки ЭГР для работы в режиме «Изолированный»;
- алгоритмов при работе ГА на холостом ходу (с отключенным генераторным выключателем);
- алгоритмов автоматического перехода из различных режимов работы ЭГР;
- прочих алгоритмов регулирования, которые могут быть активны при работе ГА параллельно с энергосистемой;
- алгоритмов изменения заданного значения активной мощности ГА (уставки по мощности), заданного значения частоты (уставки по частоте), заданного значения положения направляющего аппарата при изменении режимов работы ЭГР;
- алгоритмов ограничителей минимальной и максимальной мощности;

- технологических защит, реализованных программно в ЭГР и имеющих в качестве входного сигнала активную мощность генератора или частоту/скорость вращения.

7.7.2 Протоколы и методику заводских испытаний ЭГР с приведением данных о характеристиках испытательного стенда, на котором проводились указанные испытания.

7.7.3 Список объектов по производству электрической энергии, на которых установлено или планируется к установке ЭГР.

7.7.4 Описание методики настройки ЭГР (с приложением копий документов производителя ЭГР, подтверждающих указанные сведения).

7.7.5 Описание интерфейсов ввода-вывода и сервисных функций ЭГР.

7.7.6 Перечень и характеристики входных и выходных параметров ЭГР.

7.7.7 Описание и характеристики измерителей активной мощности, скорости вращения ГА, частоты напряжения генератора, включая:

- периодичность обновления измеряемого сигнала;
- класс точности;
- окно усреднения сигнала (если применимо к измерителю).

7.7.8 Номер версии алгоритма функционирования ЭГР, применяемого на испытуемом ЭГР, подтвержденный письмом или иным официальным документом производителя ЭГР.

7.7.9 Письменное обязательство производителя ЭГР по использованию соответствующего номера версии исключительно в отношении проверяемого алгоритма функционирования ЭГР, обязательному указанию номера версии алгоритма функционирования ЭГР на выпускаемых ЭГР в доступной пользователям информации о программном обеспечении ЭГР и в документации на ЭГР (установленное на нем программное обеспечение) в целях идентификации применяемой версии алгоритма функционирования ЭГР.

7.7.10 Предустановленные (заводские) значения параметров настройки ЭГР, обоснование их выбора, а также их минимально и максимально допустимое значение, минимальный шаг изменения параметров настройки.

7.8 Все документы и информация должны представляться на русском языке.

7.9 Организация, осуществляющая испытания, вправе дополнительно запросить у владельца устройства иные документы и информацию в объеме, необходимом для проведения испытаний и оценки ЭГР на соответствие требованиям настоящего стандарта.

7.10 Для проведения испытаний владелец устройства передает организации, осуществляющей испытания, один экземпляр ЭГР и согласовывает с ней схемы его подключения к тестовой модели энергосистемы (к интерфейсным блокам ПАК РВ) и параметры настройки ЭГР.

7.11 Организация, осуществляющая испытания, проводит их в соответствии с порядком подготовки и проведения испытаний ЭГР согласно А.2.

7.12 Результаты испытаний оформляются протоколом. Протокол испытаний должен быть подписан всеми участниками испытаний и утвержден уполномоченным должностным лицом организации, осуществляющей испытания.

7.13 Протокол испытаний должен содержать следующую информацию:

- наименование и адрес производителя и владельца (если владелец не является производителем) устройства;
- наименование и адрес организации, проводившей испытания;
- номер и дату протокола испытаний, нумерацию каждой страницы протокола, а также общее количество страниц;
- дату (период) проведения испытаний;
- место проведения испытаний;
- перечень лиц, принявших участие в испытаниях;
- ссылку на настоящий стандарт, на соответствие которому проведены испытания;
- программу испытаний;
- описание ЭГР (тип (марка), номер версии алгоритма функционирования и номер версии программного обеспечения, структурная схема алгоритма функционирования и ее описание с учетом внесенных при испытаниях изменений);
- описание тестовой модели энергосистемы, на которой проводились испытания;
- параметры ПАК РВ;
- параметры настройки (уставки) испытываемого ЭГР с обоснованием их выбора, представленные владельцем устройства или уполномоченным им лицом;

- результаты проведенных испытаний, содержащие материалы (осциллограммы, отражающие все входные и выходные аналоговые и дискретные сигналы, информацию о внутренних вычисляемых переменных и сигналах, показания регистрирующих приборов), достаточные для оценки правильности функционирования испытываемого ЭГР в каждом из проведенных экспериментов;

- скорректированные параметры настройки ЭГР в случае, если такие параметры были изменены по сравнению с первоначально выбранными параметрами настройки, с приложением обоснования корректировки;

- оценку правильности функционирования ЭГР в каждом из проведенных экспериментов и выводы о соответствии или несоответствии проверяемых параметров ЭГР настоящему стандарту, в том числе отдельно по каждому проверяемому параметру, характеристике.

7.14 Устройство ЭГР считают успешно прошедшим испытания, если по результатам оценки правильности его функционирования в каждом из проведенных экспериментов сделан вывод о соответствии всех проверяемых параметров ЭГР требованиям настоящего стандарта.

7.15 Информация о результатах испытаний с указанием наименования, типа ЭГР, версии алгоритма функционирования и версии программного обеспечения ЭГР, в отношении которых проводились испытания (далее — информация о результатах испытаний), и приложением копии протокола испытаний должна быть направлена владельцем устройства (уполномоченным им лицом) субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

7.16 Информация о результатах испытаний (протокол испытаний) должна храниться у владельца устройства.

7.17 В случае если испытания проводились по инициативе производителя ЭГР, информация о результатах испытаний (протокол испытаний) должна предоставляться им субъектам электроэнергетики, владеющим на праве собственности или ином законном основании ГЭС, входящими в состав электроэнергетической системы или присоединяемыми к ней, при проведении закупочных процедур для подтверждения соответствия ЭГР требованиям настоящего стандарта.

7.18 Информация о результатах испытаний, полученная субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с 7.13, должна систематизироваться и размещаться на официальном сайте субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или ином общедоступном ресурсе в сети «Интернет».

Приложение А
(обязательное)

Методика проведения испытаний устройств автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ

А.1 Общие положения

А.1.1 Настоящая методика должна применяться для проверки алгоритмов функционирования и параметров ЭГР на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ типа RTDS (Real Time Digital Simulator).

А.1.2 Использование ПАК РВ, отличного от RTDS типа, допустимо при реализации на нем переходных процессов и результатов испытаний, идентичных переходным процессам и результатам испытаний, полученным при использовании верифицированной системным оператором математической модели, созданной в ПАК РВ типа RTDS, или физической модели энергосистемы (далее по тексту настоящего раздела указанные ПАК РВ совместно именуются RTDS).

При использовании для создания математической модели энергосистемы ПАК РВ, отличного от RTDS типа, определение идентичности переходных процессов и результатов испытаний (далее — верификация математической модели) выполняется системным оператором.

А.1.3 Для верификации математической модели организация, проводящая испытания, должна:

А.1.3.1 Предоставить системному оператору основные данные о математической модели энергосистемы, созданной с применением ПАК РВ, содержащие:

а) сведения об аппаратной части ПАК РВ, включающие:

- количество и тип вычислительных процессорных плат, выполняющих функции расчета в режиме реального времени;
- количество и тип устройств аналогового вывода, ввода, дискретного вывода, ввода с указанием количества каналов этих устройств и основных характеристик их входных или выходных сигналов;
- количество и тип устройств, выполняющих преобразование (усиление) аналоговых сигналов с указанием количества каналов этих устройств и основных характеристик их входных или выходных сигналов;

б) сведения о предлагаемых схемах подключения ЭГР к аппаратной части ПАК РВ с указанием взаимосвязей физических входных и выходных сигналов и их предназначения в математической модели энергосистемы, реализованной в ПАК РВ;

в) сведения о математической модели энергосистемы, включающие описание:

- схемы (набора схем с указанием их количества) математической модели энергосистемы;
- возможностей выполнения переключений и моделирования схемно-режимных условий;
- элементов, посредством которых выполняется моделирование действия устройств релейной защиты и автоматики;
- элементов, выполняющих измерения параметров электроэнергетического режима для устройств регулирования и для регистрации;
- системы регистрации параметров электроэнергетического режима.

А.1.3.2 Провести с использованием созданной математической модели энергосистемы эксперименты (из числа экспериментов, указанных в таблице А.17) в отношении ЭГР, ранее с положительным результатом прошедшего испытания на другой верифицированной математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS, и представить результаты таких экспериментов системному оператору для верификации математической модели.

А.2 Порядок подготовки и проведения испытаний ЭГР

Объем работ, связанных с подготовкой и проведением испытаний ЭГР, выполняется организацией, осуществляющей испытания, и должен включать следующие этапы:

- предварительный анализ документов и информации, представленных владельцем устройства для проведения испытаний ЭГР;
- разработку программы испытаний, включая разработку схемы подключения образца ЭГР к математической модели энергосистемы, созданной с использованием ПАК РВ (далее — тестовая модель энергосистемы);
- подготовку и настройку тестовой модели энергосистемы для проведения испытаний ЭГР;
- проведение испытаний ЭГР на соответствие системным техническим требованиям на тестовой модели энергосистемы, анализ результатов и оформление протокола испытаний.

А.3 Предварительный анализ документации для проведения испытаний ЭГР

Перед проведением испытаний ЭГР организацией, осуществляющей испытания, проводится анализ документов и информации, представленных владельцем устройства в соответствии с настоящим стандартом, с целью предварительной оценки основных технических характеристик ЭГР на соответствие требованиям настоящего стандарта.

А.4 Разработка, подготовка и настройка тестовой модели энергосистемы

А.4.1 Общие требования

А.4.1.1 Тестовая модель энергосистемы, разработанная в ПАК РВ, должна включать:

- модели синхронных генераторов (гидрогенераторов и турбогенераторов), трансформаторов, линий электропередачи, комплексных нагрузок, шин неизменного напряжения, АРВ, систем возбуждения, турбин (гидравлических и тепловых) и их систем автоматического регулирования;
- элементы, обеспечивающие возможность осуществлять ручное управление мощностью и частотой вращения генераторов;
- элементы, обеспечивающие моделирование действия устройств и комплексов релейной защиты и автоматики;
- элементы, обеспечивающие контроль и регистрацию параметров электроэнергетического режима.

А.4.1.2 Тестовая модель энергосистемы должна иметь возможность осуществления всех необходимых экспериментов в соответствии с программой испытаний ЭГР на соответствие системным техническим требованиям, предусмотренным настоящим стандартом.

А.4.1.3 Тестовая модель энергосистемы должна обеспечивать возможность подключения ЭГР в соответствии с документацией производителя ЭГР к элементам ПАК РВ, при котором обеспечивается возможность проверки функционирования алгоритмов регулирования частоты и мощности в составе ЭГР при выполнении всех экспериментов программы испытаний.

А.4.2 Требования к моделям элементов тестовой модели энергосистемы.

А.4.2.1 Общая схема тестовой модели энергосистемы с эквивалентными генераторами (Г) и комплексными нагрузками (Н) приведена на рисунке А.1.

А.4.2.2 Схема выдачи мощности ГЭС должна включать:

- шесть гидроагрегатов (ГА) с блочными трансформаторами (Т);
- открытое распределительное устройство (ОРУ) на напряжение 500 кВ, выполненное по полуторной схеме;
- ОРУ на напряжение 220 кВ, состоящее из двух секций шин по две системе шин (СШ) в каждой;
- два автотрансформатора 500/220 кВ (АТ);
- выключатели (В) и разъединители (Р).

Два гидроагрегата должны быть подключены к ОРУ 500 кВ, а четыре — к ОРУ 220 кВ в соответствии со схемами математических моделей ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ, представленными на рисунках А.2 и А.3.

А.4.2.3 Параметры линий электропередачи (ВЛ) должны задаваться в соответствии с таблицей А.1.

Таблица А.1 — Параметры моделей ВЛ в тестовой модели энергосистемы

Название		R_1	X_1	B
полное	короткое	Ом		мкСм
Узел 1 (Шины 500) — Узел 4	ВЛ 1-4-1	12	240	–1200
Узел 1 (Шины 500) — Узел 4	ВЛ 1-4-2	12	240	–1200
Узел 1 (Шины 500) — Узел 5	ВЛ 1-5-1	12	240	–1200
Узел 1 (Шины 500) — Узел 5	ВЛ 1-5-2	12	240	–1200
Узел 4 — Узел 5	ВЛ 4-5	6	60	–600
Узел 2 (Шины 220 СШ1) — Узел 3	ВЛ 2-3-1	1	5	–30
Узел 2 (Шины 220 СШ1) — Узел 7	ВЛ 2-7-2	3	15	–90
Узел 2 (Шины 220 СШ2) — Узел 3	ВЛ 2-3-2	2	10	–60
Узел 2 (Шины 220 СШ2) — Узел 7	ВЛ 2-7-1	1,5	7,5	–45
Узел 2 (Шины 220 СШ2) — Узел 6	ВЛ 2-6	2,5	12,5	–75

Примечание — В таблице используются следующие обозначения:
R_1 — активное сопротивление прямой последовательности линии;
X_1 — индуктивное сопротивление прямой последовательности линии;
B — емкостная проводимость прямой последовательности линии.

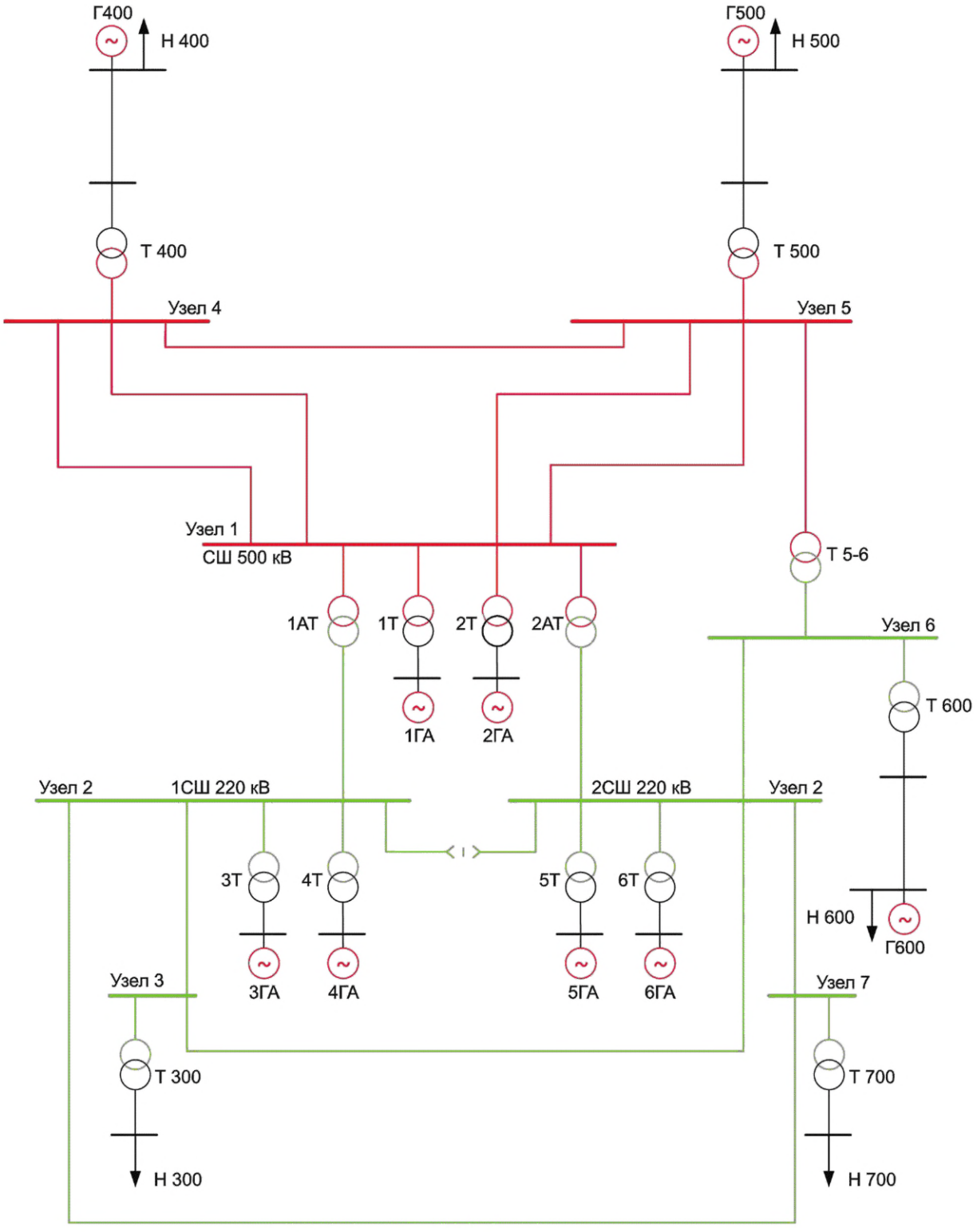


Рисунок А.1 — Схема тестовой модели энергосистемы

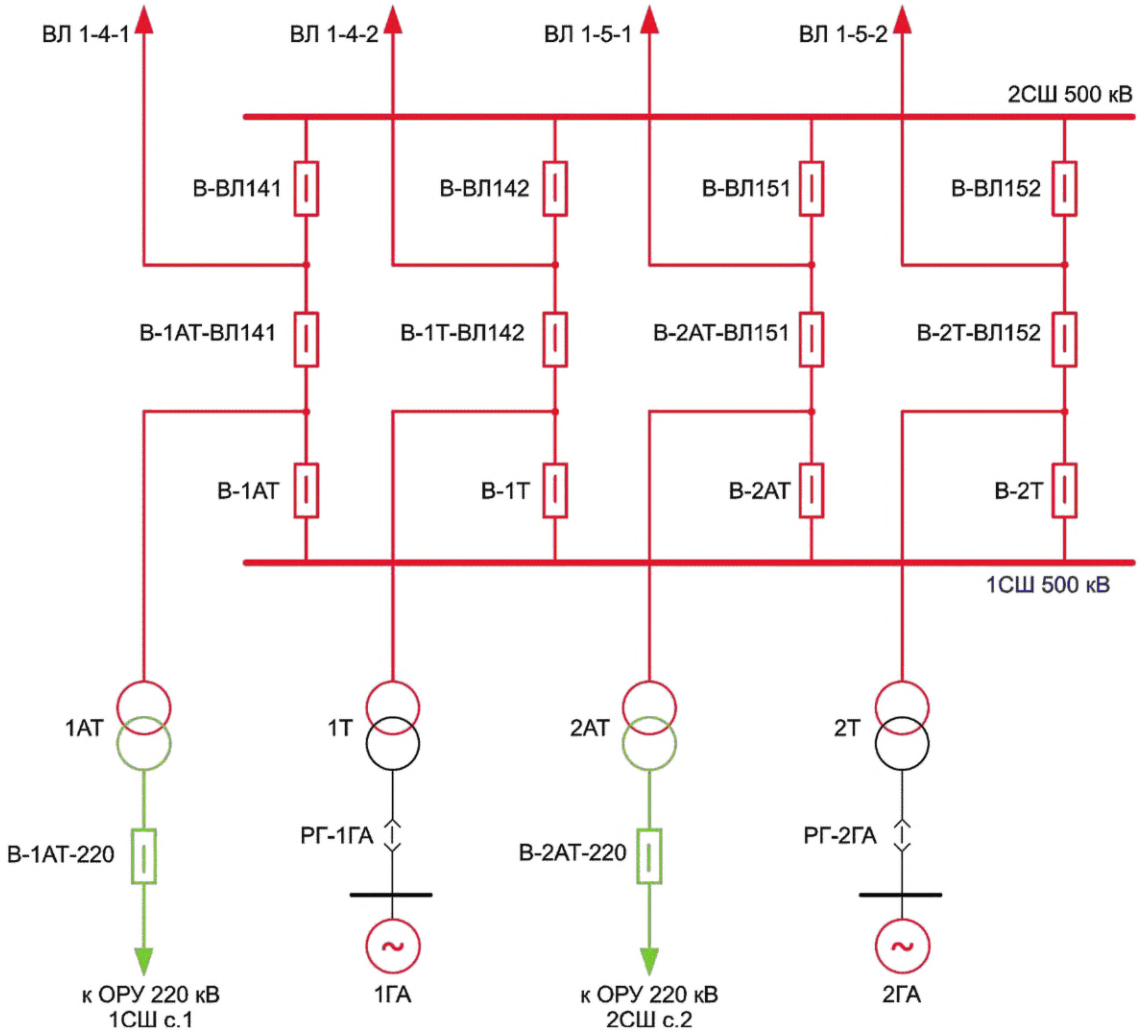


Рисунок А.2 — Схема модели ОРУ 500 кВ

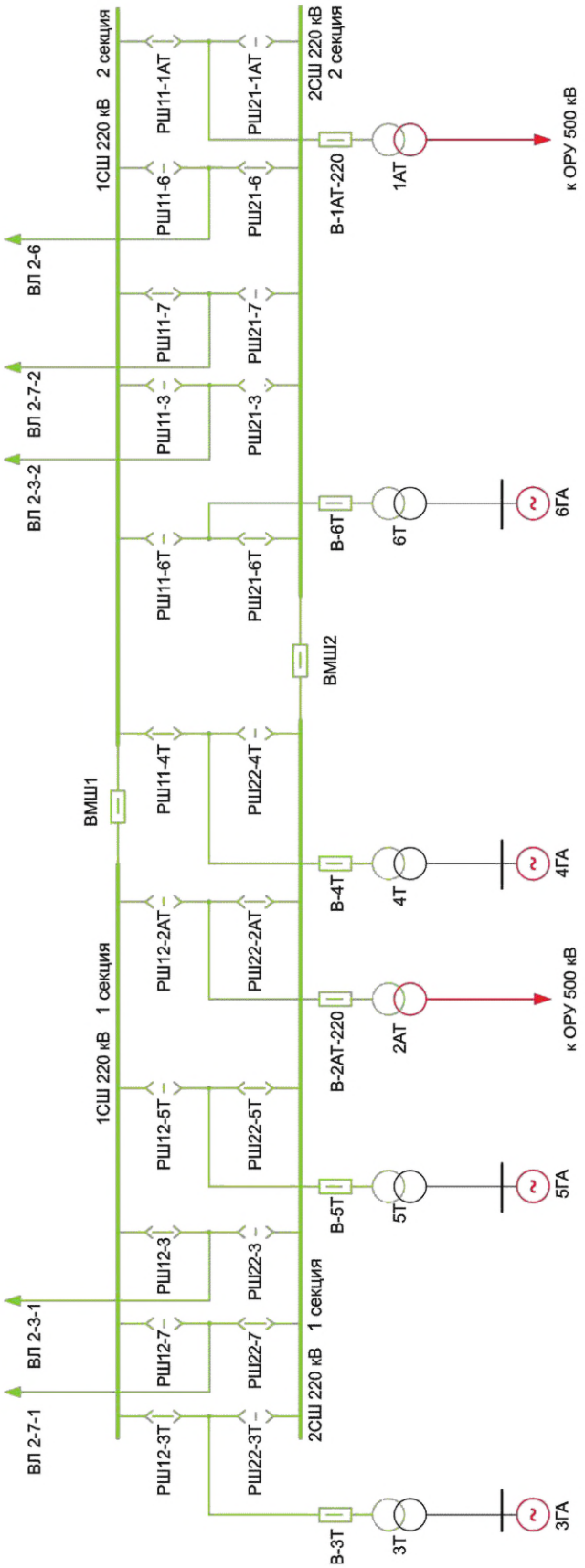


Рисунок А.3 — Схема модели ОРУ 220 кВ

А.4.2.4 Параметры трансформаторов и автотрансформаторов должны задаваться в соответствии с таблицей А.2.

Таблица А.2 — Параметры трансформаторов и автотрансформаторов тестовой модели энергосистемы

Название	$U_В$	$U_Н$	R_1	X_1	B	G
	кВ	кВ	Ом	Ом	мкСм	мкСм
1Т	525	15,75	1,5	90	0	0
2Т	525	15,75	1,5	90	0	0
3Т	242	15,75	0,5	16	0	0
4Т	242	15,75	0,5	16	0	0
5Т	242	15,75	0,5	16	0	0
6Т	242	15,75	0,5	16	0	0
1АТ	500	235	2	60	0	0
2АТ	500	235	2	60	0	0
Т400	525	500	0,2	7,5	0	0
Т500	525	500	0,3	10	0	0
Т600	220	15,75	0,1	3	0	0
Т700	220	15,75	0,1	4	0	0
Т300	220	15,75	0,1	4	0	0
Т5-6	500	230	4	120	0	0

Примечание — В таблице использованы следующие обозначения:

$U_В$ — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;

$U_Н$ — номинальное напряжение обмотки низшего или среднего напряжения для трансформаторов и автотрансформаторов соответственно;

R_1 — активное сопротивление прямой последовательности трансформатора (для автотрансформаторов — сопротивление между обмотками высшего и среднего напряжения);

X_1 — индуктивное сопротивление прямой последовательности трансформатора (для автотрансформаторов — сопротивление между обмотками высшего и среднего напряжения);

B — индуктивная проводимость трансформатора (согласно Г-образной схеме замещения трансформатора);

G — активная проводимость трансформатора (согласно Г-образной схеме замещения трансформатора).

А.4.2.5 Параметры генераторов должны задаваться в соответствии с таблицей А.3.

Таблица А.3 — Параметры генераторов тестовой модели энергосистемы

Название генератора	$P_{ном}$	cos $\varphi_н$	$U_{ном}$	T_j	D	X_a	X_d	X_d'	X_d''	X_q	X_q'	X_q''	R_a	T_{d0}'	T_{d0}''	T_{q0}'	T_{q0}''
	МВт	—	кВ	МВт*с/МВА	—	о.е.								с			
1ГА	250	0,85	15,75	6,23	0	0,13	1,5	0,3	0,2	0,9	—	0,2	0,003	8	0,15	—	0,3
2ГА	250	0,85	15,75	6,14	0	0,13	1,5	0,3	0,2	0,9	—	0,2	0,003	8	0,15	—	0,3
3ГА	250	0,85	15,75	6,24	0	0,13	1,5	0,3	0,2	0,9	—	0,2	0,003	8	0,15	–	0,3
4ГА	250	0,85	15,75	6,29	0	0,13	1,5	0,3	0,2	0,9	—	0,2	0,003	8	0,15	–	0,3
5ГА	250	0,85	15,75	6,03	0	0,13	1,5	0,3	0,2	0,9	—	0,2	0,003	8	0,15	–	0,3
6ГА	250	0,85	15,75	6,11	0	0,13	1,5	0,3	0,2	0,9	—	0,2	0,003	8	0,15	–	0,3
Г600	1500	0,85	15,75	9	1	0,13	2	0,3	0,2	2	—	0,2	0,003	8	0,05	–	0,3
Г500	7000	0,85	500	9	1	0,13	2	0,3	0,2	2	—	0,2	0,003	6	0,05	–	0,3
Г400	90000	0,85	500	9	8	0,13	2	0,3	0,2	2	—	0,2	0,003	4	0,05	–	0,3

Примечание — В таблице использованы следующие обозначения:

$P_{ном}$ — номинальная активная мощность генератора;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение статора генератора;

cos $\varphi_н$ — номинальный коэффициент мощности генератора;

X_a — сопротивление рассеивания статора;

X_d — ненасыщенное продольное синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_d' — ненасыщенное продольное переходное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_d'' — ненасыщенное продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_q — ненасыщенное поперечное синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_q'' — ненасыщенное поперечное сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки статора;

R_a — активное сопротивление обмотки статора;

T_{d0}' — постоянная времени затухания переходных составляющих токов ротора в продольной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

T_{d0}'' — постоянная времени затухания сверхпереходных составляющих токов ротора в продольной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

T_{q0}'' — постоянная времени затухания сверхпереходных составляющих токов ротора в поперечной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

T_J — механическая инерционная постоянная агрегата (генератора и турбины);

D — собственный механический коэффициент демпфирования агрегата (генератора и турбины).

А.4.2.6 Генераторы тестовой модели энергосистемы должны быть оснащены математическими моделями тиристорных систем возбуждения и регуляторов возбуждения сильного действия. Математическая модель тиристорной системы возбуждения приведена на рисунке А.4.

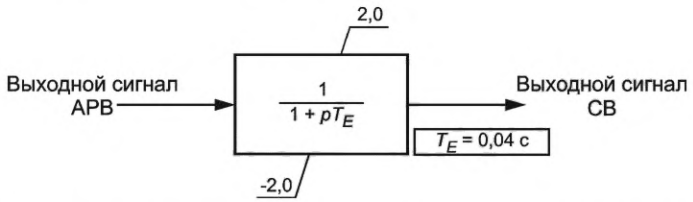


Рисунок А.4 — Схема математической модели тиристорной системы возбуждения

В качестве регуляторов возбуждения должна использоваться модель регулятора возбуждения, схема и параметры которого приведены на рисунке А.5 и в таблице А.4. В модели должны быть реализованы:

- пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор напряжения;
- канал регулирования по первой производной тока ротора;
- канал регулирования по отклонению частоты напряжения статора;
- канал регулирования по первой производной частоты напряжения статора.

Модель регулятора возбуждения должна быть дополнена алгоритмами:

- релейной форсировки возбуждения;
- блокировки каналов регулирования по отклонению и первой производной частоты напряжения статора при изменении частоты в энергосистеме со скоростью 0,05 Гц/с и выше.

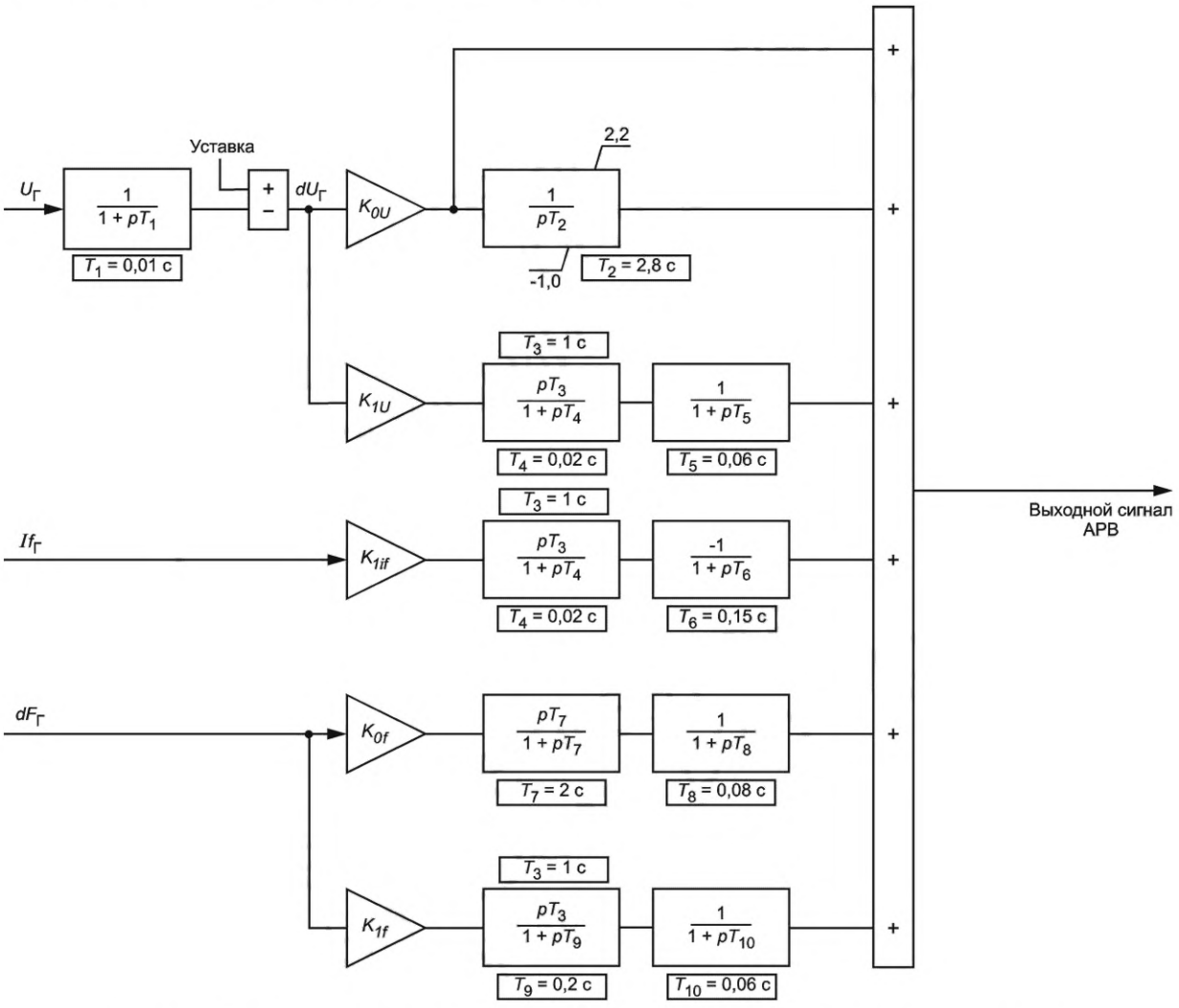


Рисунок А.5 — Схема математической модели регулятора возбуждения сильного действия

Таблица А.4 — Настроечные параметры АРВ генераторов

Название генератора	Значения коэффициентов усиления и постоянных времени АРВ					
	K_{0U}	K_{1U}	T_{int}	K_{1if}	K_{0f}	K_{1f}
	е.в.н./е.н.с.	е.в.н./е.н.с./с	с	е.в.н./е.т.р./с	е.в.н./Гц	е.в.н./Гц/с
1ГА	15	5	3	0,5	3	2
2ГА	15	5	3	0,5	3	2
3ГА	15	5	3	0,5	3	2
4ГА	15	5	3	0,5	3	2
5ГА	20	4	3	0,5	0	0
6ГА	15	5	3	0,5	3	2
Г600	15	5	3	0,5	3	2
Г500	15	5	3	0,5	3	2
Г400	15	5	3	0,5	3	2

Примечание — В таблице используются следующие обозначения:
K_{0U} — коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);
K_{1U} — коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения);
K_0f — коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения;
K_{1f} — коэффициент усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения;
K_{1if} — коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора.

А.4.2.7 Математическая модель узла комплексной нагрузки должна включать статическую нагрузку с заданными статическими характеристиками по напряжению и частоте. Величина статической нагрузки активной и реактивной мощностей должна задаваться в соответствии с требованиями экспериментов. В процессе проведения экспериментов (при изменении величины напряжения и частоты напряжения в узле подключения) эти мощности должны изменяться согласно статическим характеристикам нагрузки по напряжению и частоте, которые описываются следующими выражениями:

$$P_{нг} = P_{нг_уст} \cdot \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{нг_н}} + a_2 \left(\frac{U}{U_{нг_н}} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + k_{нг} \frac{\Delta f}{f_н} \right)$$

$$Q_{нг} = Q_{нг_уст} \cdot \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_{нг_н}} + b_2 \left(\frac{U}{U_{нг_н}} \right)^2 \right) \quad (А.1)$$

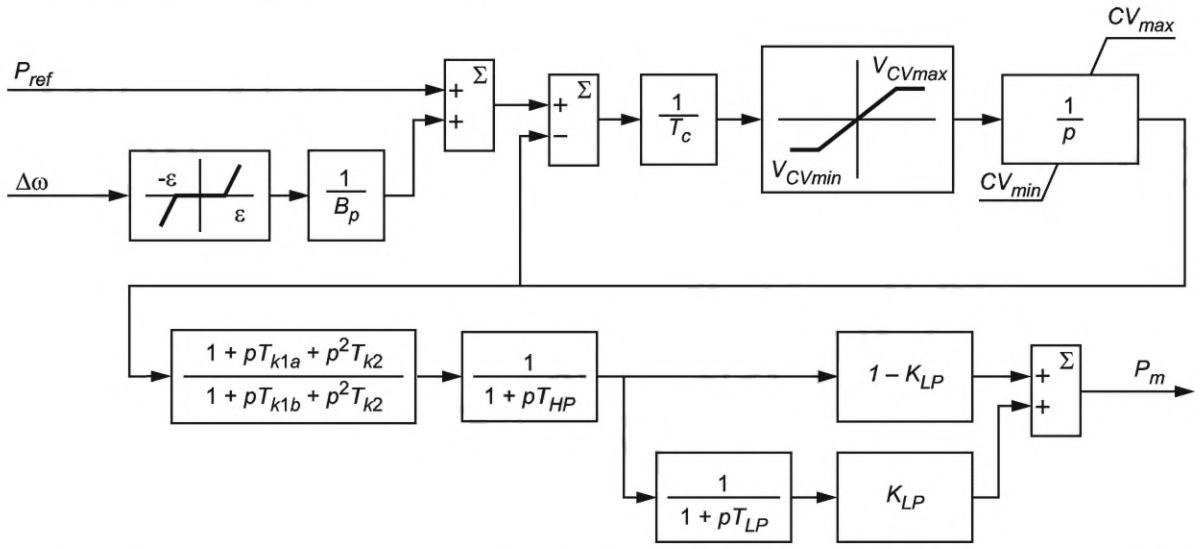
где $P_{нг_уст}$ ($Q_{нг_уст}$) — заданная активная (реактивная) мощность в узле при номинальном напряжении и частоте;
U — значение напряжения прямой последовательности в узле подключения нагрузки (изменяется в процессе эксперимента);
$U_{нг_н}$ — номинальное напряжение узла нагрузки;
Δf — значение отклонения частоты напряжения в узле подключения нагрузки (изменяется в процессе эксперимента);
$f_н$ — номинальная частота на узле подключения нагрузки;
a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2 — коэффициенты статической характеристики нагрузки по напряжению для активной и реактивной мощности;
$k_{нг}$ — регулирующий эффект нагрузки по частоте при постоянстве напряжения в узле нагрузки.

Значения коэффициентов статической характеристики нагрузки и регулирующего эффекта нагрузки должны быть приняты согласно таблице А.5.

Таблица А.5 — Параметры нагрузки

Нагрузка	a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2	$k_{нг}$
Н 300	0	0	1	0	0	1	1
Н 700	0	0	1	0	0	1	1
Н 600	0	0	1	0	0	1	1
Н 500	0	0	1	0	0	1	1
Н 400	0,1	0,9	0	0,5	0,5	0	0

А.4.2.8 Математическая модель тестовой схемы должна включать модель турбин и их регуляторов для эквивалентных агрегатов (Г500, Г600). Данные модели необходимо принять в соответствии с рисунком А.6 и параметрами в соответствии с таблицей А.6. Для агрегата Г400 должна приниматься модель турбины, обеспечивающей постоянство мощности на ее валу (P_m = const).



P_m — механическая мощность на валу турбины, о.е.; P_{ref} — задание по активной мощности генератора, о.е.; $\Delta\omega$ — отклонение скорости вращения гидроагрегата от номинальной, о.е.; V_{CVmax} — максимальная скорость открытия регулирующих клапанов, о.е./с; V_{CVmin} — максимальная скорость закрытия регулирующих клапанов, о.е./с; CV_{max} — максимальное положение регулирующих клапанов, о.е.; CV_{min} — минимальное положение регулирующих клапанов, о.е.; ε — величина зоны нечувствительности по частоте, о.е.; B_p — статизм по частоте, о.е.; T_{k1a}, T_{k1b}, T_{k2} — постоянные времени, упрощенно характеризующие поведение основного теплосилового оборудования и различных систем регулирования, с; T_{HP} — постоянная времени части высокого давления турбины, с; T_{LP} — постоянная времени промперегрева, с; K_{LP} — доля пара в промперегреве, с.

Рисунок А.6 — Схема математической модели регуляторов скорости и турбин эквивалентных агрегатов

Таблица А.6 — Параметры регуляторов скорости и турбин эквивалентных агрегатов

Параметр	Значение для агрегата	
	Г500	Г600
ε	0,0015	0,0015
B_p	0,08	0,06
T_{k1a}	20	30
T_{k1b}	40	70
T_{k2}	300	825
T_{HP}	0,5	0,3
T_{LP}	9	7

Окончание таблицы А.6

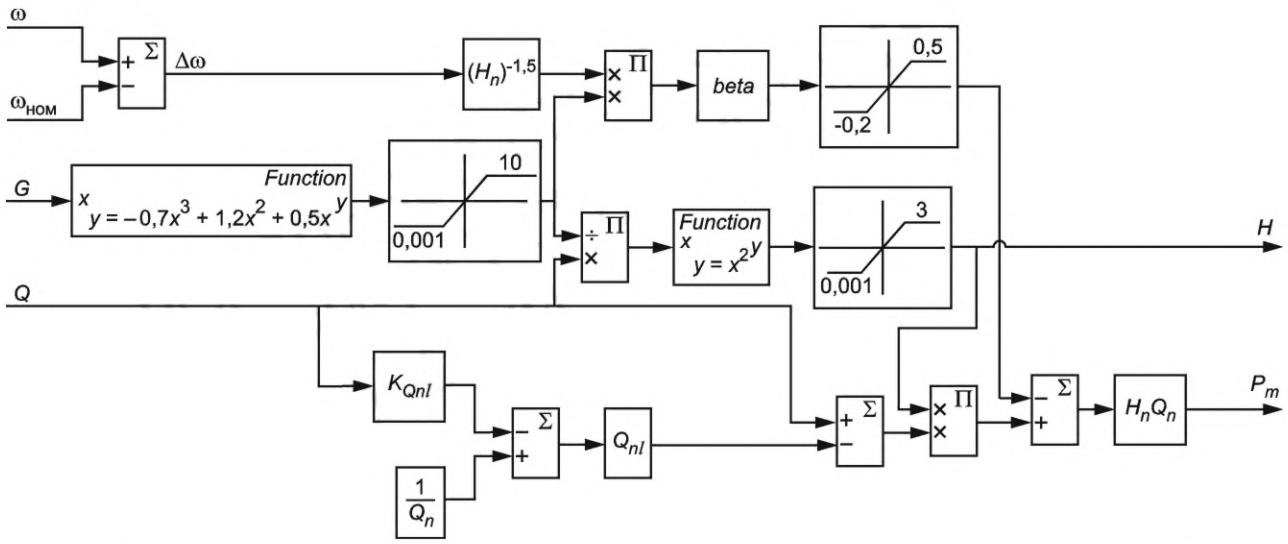
Параметр	Значение для агрегата	
	Г500	Г600
K_{LP}	0,6	0,7
V_{CVmax}	0,1	0,1
V_{CVmin}	–1	–0,5
CV_{max}	1,05	1,05
CV_{min}	0	0

А.4.2.9 Математическая модель тестовой схемы должна предусматривать возможность работы ЭГР со следующими типами моделей гидротурбин:

- радиально-осевыми вертикальными;
- пропеллерными вертикальными (и поворотно-лопастными вертикальными с фиксированным положением лопастей рабочего колеса);
- диагональными вертикальными;
- поворотно-лопастными вертикальными.

А.4.2.9.1 Математическая модель радиально-осевой турбины должна задаваться в соответствии с рисунком А.7, а ее параметры — в соответствии с таблицей А.7.

Базисные величины по открытию направляющего аппарата, расходу воды и напору перед турбиной (G_n, Q_n, H_n) выбираются таким образом, чтобы при номинальном напоре, номинальной частоте вращения, номинальном напряжении статора, номинальной активной и реактивной мощности генератора обеспечивались единичные величины *G, Q, H*.



ω — скорость вращения гидроагрегата, о.е.; $\omega_{ном}$ — номинальная скорость вращения гидроагрегата, о.е.; Δω — отклонение скорости вращения гидроагрегата от номинальной, о.е.; *beta* — коэффициент механического демпфирования, о.е.; Q_{nl} — потери холостого хода, о.е.; K_{Qnl} — коэффициент потерь холостого хода, о.е.; *G* — значение положения штока сервомотора направляющего аппарата, о.е.; *Q* — расход воды, о.е.; *H* — напор перед турбиной, о.е.; P_m — мощность турбины, о.е.

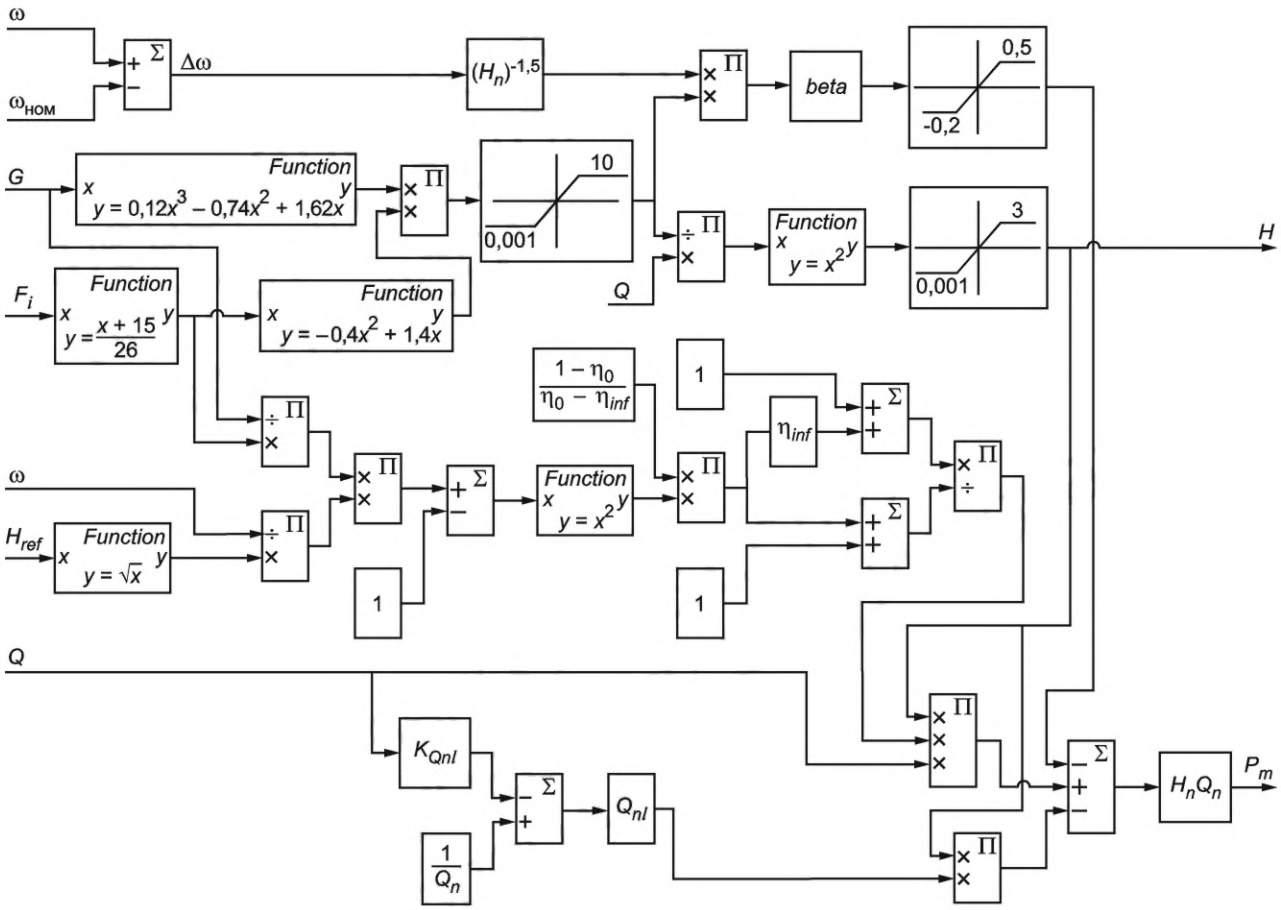
Рисунок А.7 — Схема математической модели радиально-осевой турбины ГЭС

Таблица А.7 — Параметры математической модели радиально-осевой турбины ГЭС

Параметр	Значение
beta	1
Q_{nl}	0,6
K_{Qnl}	0,12
H_n	0,941
Q_n	1,103

А.4.2.9.2 Математическая модель диагональной поворотно-лопастной турбины и математическая модель осевой поворотно-лопастной турбины должны задаваться в соответствии с рисунком А.8, а ее параметры в соответствии с таблицей А.8.

Базисные величины по открытию направляющего аппарата, расходу воды и напору перед турбиной (G_n, Q_n, H_n) выбираются таким образом, чтобы при номинальном напоре, номинальной частоте вращения, номинальном напряжении статора, номинальной активной и реактивной мощности генератора обеспечивались единичные величины G, Q, H.



F_i — текущее значение угла поворота лопастей рабочего колеса, °; η_0, η_{inf} — коэффициенты, определяющие значение коэффициента полезного действия турбины в различных контрольных точках, о.е.

Рисунок А.8 — Схема математической модели поворотно-лопастной турбины ГЭС

Таблица А.8 — Параметры математической модели поворотно-лопастной турбины ГЭС

Параметр	Значение
beta	0,6
Q_{nl}	0,6
K_{Qnl}	0,12
K_G	1,06
η_0	0,7
η_{inf}	0,25
H_n	0,941
Q_n	1,103

А.4.2.9.3 Математическая модель пропеллерной вертикальной турбины и математическая модель поворотно-лопастной вертикальной турбины с фиксированным положением лопастей должны задаваться в соответствии с рисунком А.9, а ее параметры в соответствии с таблицей А.9.

Базисные величины по открытию направляющего аппарата, расходу воды и напору перед турбиной (G_n, Q_n, H_n) выбираются таким образом, чтобы при номинальном напоре, номинальной частоте вращения, номинальном напряжении статора, номинальной активной и реактивной мощности генератора обеспечивались единичные величины G, Q, H.

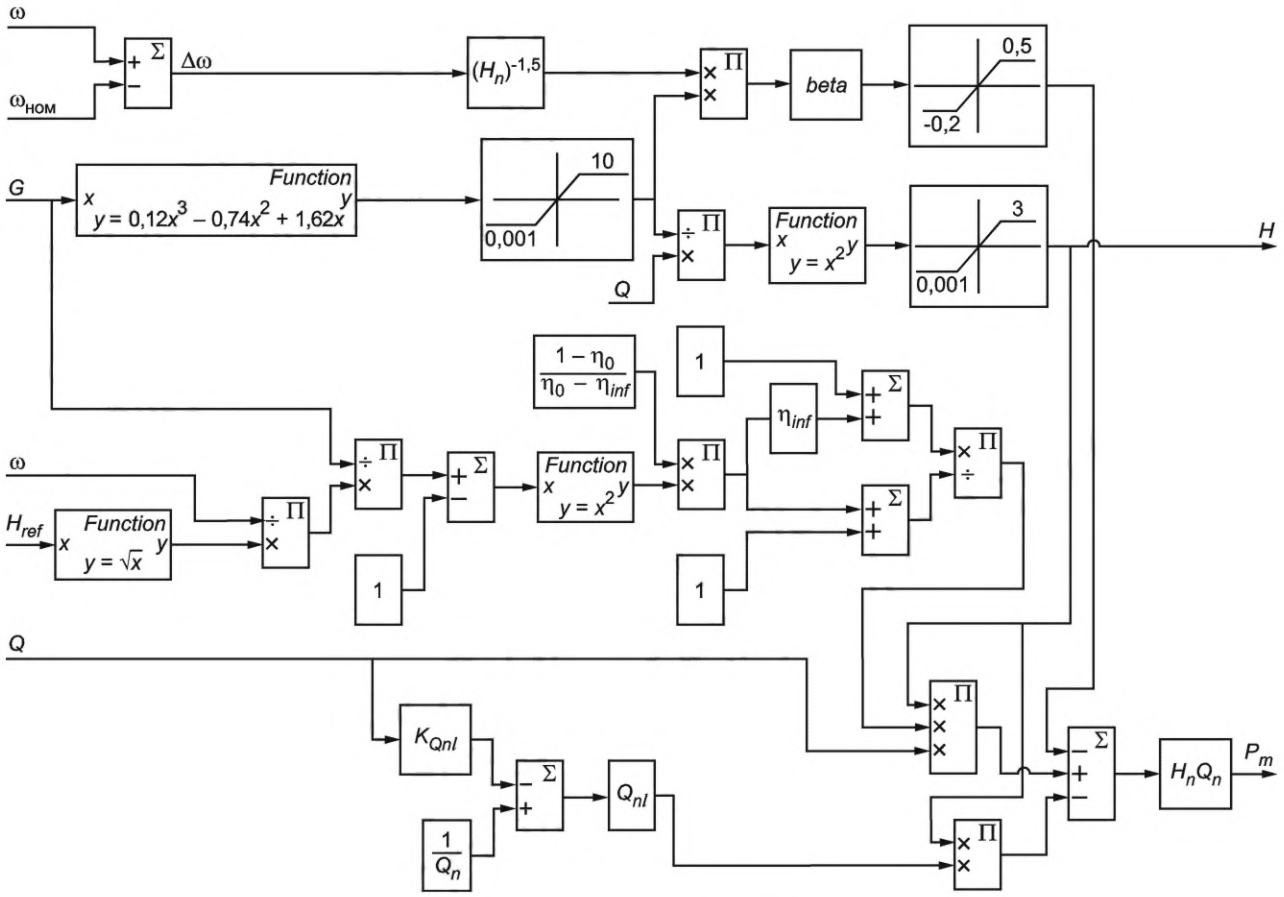


Рисунок А.9 — Схема математической модели пропеллерной (поворотно-лопастной с фиксированным положением лопастей рабочего колеса) вертикальной турбины ГЭС

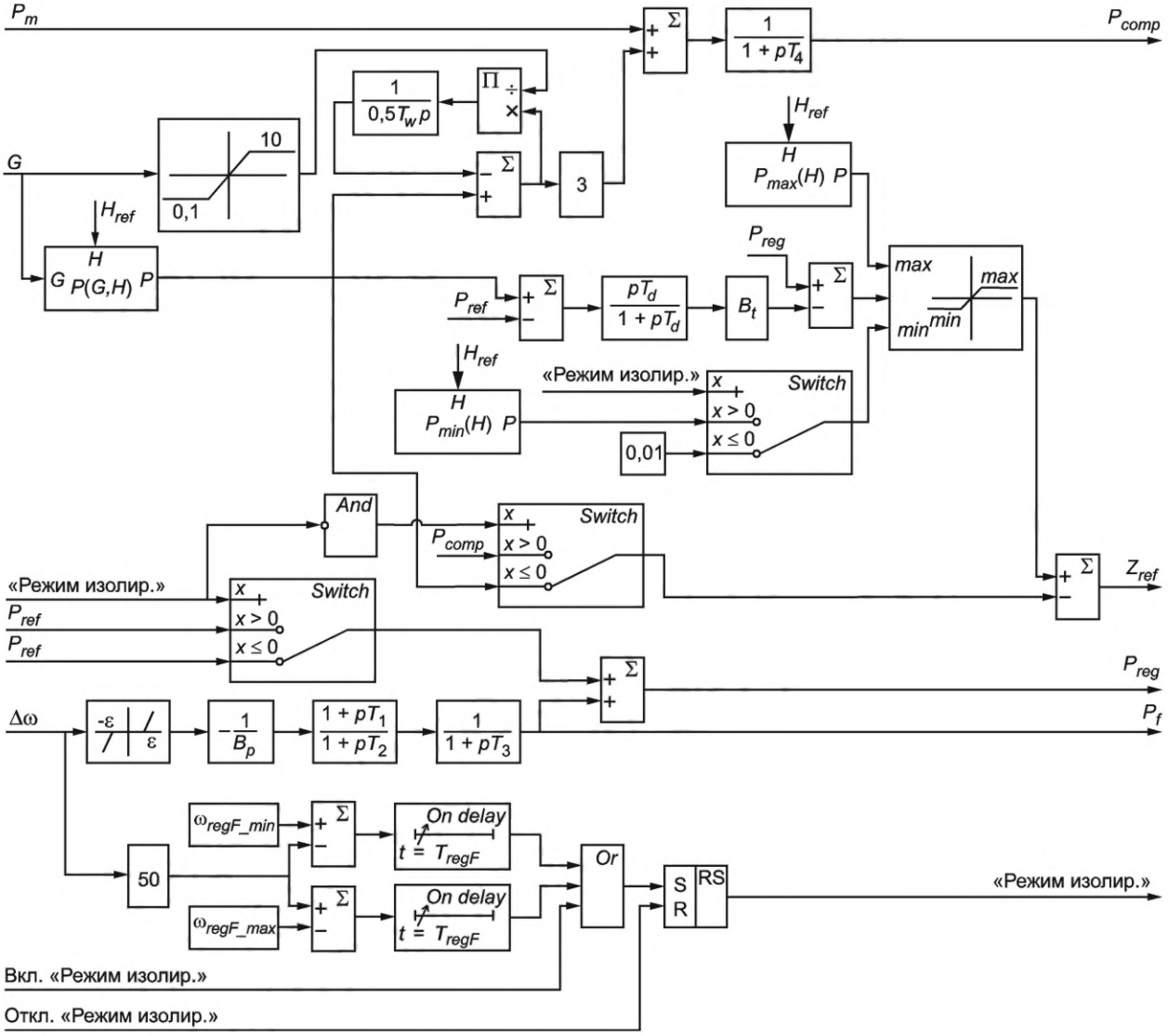
Таблица А.9 — Параметры математической модели пропеллерной (поворотно-лопастной с фиксированным положением лопастей рабочего колеса) вертикальной турбины ГЭС

Параметр	Значение
beta	0,6
Q_{nl}	0,6
K_{Qnl}	0,12
K_G	1,06
η_0	0,9
η_{inf}	0,45
H_n	0,941
Q_n	1,103

А.4.2.10 Математическая модель тестовой схемы должна предусматривать возможность подключения модели ЭГР к ГА соответствующего типа.

А.4.2.10.1 Структурная схема модели программного устройства ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и модели радиально-осевой турбины, должна быть принята в соответствии с рисунком А.10.

Величины параметров модели ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и модели радиально-осевой турбины, необходимо принять в соответствии с таблицей А.10.



P_m — мощность, развиваемая гидротурбиной, о.е.; P_f — первичная мощность ГА, о.е.; P_{ref} — задание по активной мощности ГА, о.е.; H_{ref} — значение фактического напора ГЭС, о.е.; Z_{ref} — задание по положению отсечного золотника направляющего аппарата, о.е.; Δω — отклонение скорости вращения гидроагрегата от номинальной, о.е.; «Режим изолир.» — режим функционирования ЭГР: значение 1 соответствует режиму изолированной работы, значение 0 соответствует режиму регулирования мощности со статизмом по частоте; Вкл. «Режим изолир.» — команда на принудительный перевод ЭГР на параметры для режима изолированной работы или в составе энергосистемы малой мощности, для перевода необходимо кратковременное удерживание данного сигнала на величине 1; Откл. «Режим изолир.» — команда на принудительный перевод ЭГР в режим регулирования мощности со статизмом по частоте, для перевода необходимо кратковременное удерживание данного сигнала на величине 1; ε — величина заданной зоны нечувствительности по частоте, о.е.; T_1, T_2— постоянные времени инерционно-форсирующего звена в контуре регулирования частоты, с; T_3 — постоянная времени сглаживания в контуре регулирования частоты, с; T_4 — постоянная времени сглаживания в контуре активной мощности, с; B_p — статизм по частоте, о.е.; B_t — временный статизм по частоте, о.е.; T_d — постоянная времени гибкой обратной связи, с; T_w — постоянная времени гидроудара, с; $\omega_{regFmin}$ — уставка по минимальной частоте алгоритма автоматического перевода на параметры для изолированного режима работы, Гц; $\omega_{regFmax}$ — уставка по максимальной частоте алгоритма автоматического перевода на параметры для изолированного режима работы, Гц; T_{regF} — задержка на ввод алгоритма автоматического перевода на параметры для изолированного режима работы, о.е.; $P(G, H)$ — статическая зависимость мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата и напора; $P_{max}(H)$ — статическая зависимость ограничения по максимальной мощности ГА от напора; $P_{min}(H)$ — статическая зависимость ограничения по минимальной мощности ГА от напора

Рисунок А.10 — Схема модели ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и радиально-осевой турбины

Таблица А.10 — Параметры модели ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и модели радиально-осевой турбины

Параметр	Значение в режиме	
	«Мощность»	«Изолированный»
ε	0,0013	0
B_p	0,05	0,05
B_t	4	7
T_d	2	7
T_1	1	3
T_2	1	0,65
T_3	1,5	0,6
T_4	0,3	
T_w	2	
$\omega_{regF_{max}}$	1,5	
$\omega_{regF_{min}}$	–1	
T_{regF}	0,1	

Статическая зависимость выдаваемой мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата при различных значениях фактического напора ГЭС $P(G, H)$ радиально-осевой турбины приведена в таблице А.11. Зависимости ограничений по максимальной и минимальной мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата должны определяться по таблице А.12 с учетом необходимой величины ограничения мощности.

Таблица А.11 — Зависимость выдаваемой мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата при различных значениях фактического напора ГЭС $P(G,H)$ модели ЭГР, подключаемой к модели радиально-осевой турбины

Значение открытия направляющего аппарата G, о.е.	Значение выдаваемой мощности ГА в о.е. при значении фактического напора ГЭС H_{ref}										
	H_{ref} = = 0,5	H_{ref} = = 0,6	H_{ref} = = 0,7	H_{ref} = = 0,8	H_{ref} = = 0,9	H_{ref} = 1	H_{ref} = = 1,1	H_{ref} = = 1,2	H_{ref} = = 1,3	H_{ref} = = 1,4	H_{ref} = = 1,5
0	–0,060	–0,072	–0,084	–0,096	–0,108	–0,120	–0,132	–0,144	–0,156	–0,168	–0,180
0,05	–0,048	–0,056	–0,064	–0,072	–0,079	–0,086	–0,093	–0,099	–0,106	–0,112	–0,118
0,1	–0,034	–0,037	–0,040	–0,043	–0,044	–0,045	–0,046	–0,046	–0,045	–0,044	–0,043
0,15	–0,017	–0,016	–0,013	–0,009	–0,004	0,001	0,008	0,016	0,024	0,033	0,043
0,2	0,001	0,009	0,018	0,028	0,040	0,053	0,068	0,084	0,101	0,119	0,138
0,25	0,021	0,035	0,051	0,069	0,088	0,110	0,133	0,158	0,185	0,213	0,242
0,3	0,043	0,063	0,086	0,112	0,140	0,170	0,203	0,237	0,274	0,313	0,353
0,35	0,065	0,092	0,123	0,157	0,194	0,234	0,276	0,321	0,368	0,418	0,469
0,4	0,088	0,123	0,162	0,204	0,250	0,299	0,352	0,407	0,465	0,526	0,590
0,45	0,112	0,154	0,201	0,252	0,307	0,366	0,429	0,495	0,565	0,637	0,713
0,5	0,136	0,186	0,241	0,301	0,365	0,434	0,507	0,584	0,665	0,749	0,837
0,55	0,160	0,217	0,280	0,349	0,423	0,502	0,585	0,673	0,765	0,861	0,962
0,6	0,184	0,248	0,320	0,397	0,480	0,568	0,662	0,761	0,864	0,972	1,084
0,65	0,207	0,279	0,358	0,444	0,536	0,634	0,737	0,846	0,961	1,080	1,100
0,7	0,229	0,308	0,395	0,489	0,589	0,697	0,810	0,929	1,054	1,100	—

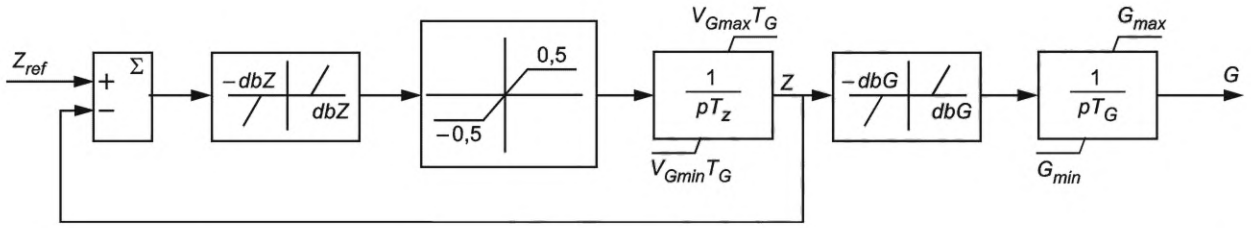
Окончание таблицы А.11

Значение открытия направляющего аппарата G, о.е.	Значение выдаваемой мощности ГА в о.е. при значении фактического напора ГЭС H_{ref}										
	H_{ref} = = 0,5	H_{ref} = = 0,6	H_{ref} = = 0,7	H_{ref} = = 0,8	H_{ref} = = 0,9	H_{ref} = 1	H_{ref} = = 1,1	H_{ref} = = 1,2	H_{ref} = = 1,3	H_{ref} = = 1,4	H_{ref} = = 1,5
0,75	0,251	0,336	0,430	0,532	0,641	0,757	0,879	1,008	1,100	—	—
0,8	0,271	0,363	0,463	0,573	0,689	0,814	0,945	1,083	—	—	—
0,85	0,290	0,387	0,495	0,611	0,735	0,867	1,006	1,100	—	—	—
0,9	0,307	0,410	0,523	0,646	0,777	0,916	1,063	—	—	—	—
0,95	0,323	0,431	0,549	0,678	0,815	0,960	1,100	—	—	—	—
1	0,337	0,449	0,573	0,706	0,849	1,000	—	—	—	—	—

Таблица А.12 — Линии ограничения мощности турбины в зависимости от значения фактического напора ГЭС $P_{max}(H)$ и $P_{min}(H)$ модели ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины, радиально-осевой турбины и поворотно-лопастной турбины

Значение фактического напора ГЭС H_{ref}, о.е.	Значение выдаваемой мощности ГА в о.е. при ограничении мощности на величине P_{lim}										
	P_{lim} = 1	P_{lim} = 0,9	P_{lim} = 0,8	P_{lim} = 0,7	P_{lim} = 0,6	P_{lim} = 0,5	P_{lim} = 0,4	P_{lim} = 0,3	P_{lim} = 0,2	P_{lim} = 0,1	P_{lim} = 0
0,6	0,491	0,440	0,390	0,339	0,288	0,237	0,186	0,135	0,085	0,034	0
0,7	0,607	0,545	0,482	0,420	0,358	0,296	0,234	0,172	0,110	0,048	0
0,8	0,730	0,656	0,582	0,508	0,434	0,360	0,286	0,212	0,138	0,064	0
0,9	0,861	0,775	0,688	0,601	0,515	0,428	0,341	0,254	0,168	0,081	0
1	1,000	0,900	0,800	0,700	0,600	0,500	0,400	0,300	0,200	0,100	0
1,1	1,100	1,032	0,918	0,804	0,690	0,576	0,462	0,348	0,234	0,120	0
1,2	1,100	1,100	1,041	0,913	0,784	0,656	0,527	0,399	0,270	0,142	0
1,3	1,100	1,100	1,100	1,026	0,883	0,739	0,596	0,452	0,309	0,165	0
1,4	1,100	1,100	1,100	1,100	0,985	0,826	0,667	0,508	0,349	0,189	0

Выход модели ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и модели радиально-осевой турбины, должен поступать на модель силовой гидравлической части ЭГР, структурная схема которой должна быть принята в соответствии с рисунком А.11.



dbZ — зона нечувствительности отсечного золотника направляющего аппарата, о.е.; *dbG* — зона нечувствительности сервомотора направляющего аппарата, о.е.; T_Z — постоянная времени инерции штока отсечного золотника направляющего аппарата, с; T_G — постоянная времени инерции штока сервомотора направляющего аппарата, с; V_{Gmax} — максимальная скорость перемещения штока сервомотора направляющего аппарата в сторону открытия, о.е./с; V_{Gmin} — максимальная скорость перемещения штока сервомотора направляющего аппарата в сторону закрытия, о.е./с; G_{max} — максимальное значение положения штока сервомотора направляющего аппарата, о.е.; G_{min} — минимальное значение положения штока сервомотора направляющего аппарата, о.е.; Z — значение положения штока отсечного золотника направляющего аппарата, о.е.

Рисунок А.11 — Схема математической модели силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и модели радиально-осевой турбины

Величины параметров модели силовой гидравлической части ЭГР необходимо принять в соответствии с таблицей А.13.

Таблица А.13 — Параметры силовой гидравлической части ЭГР

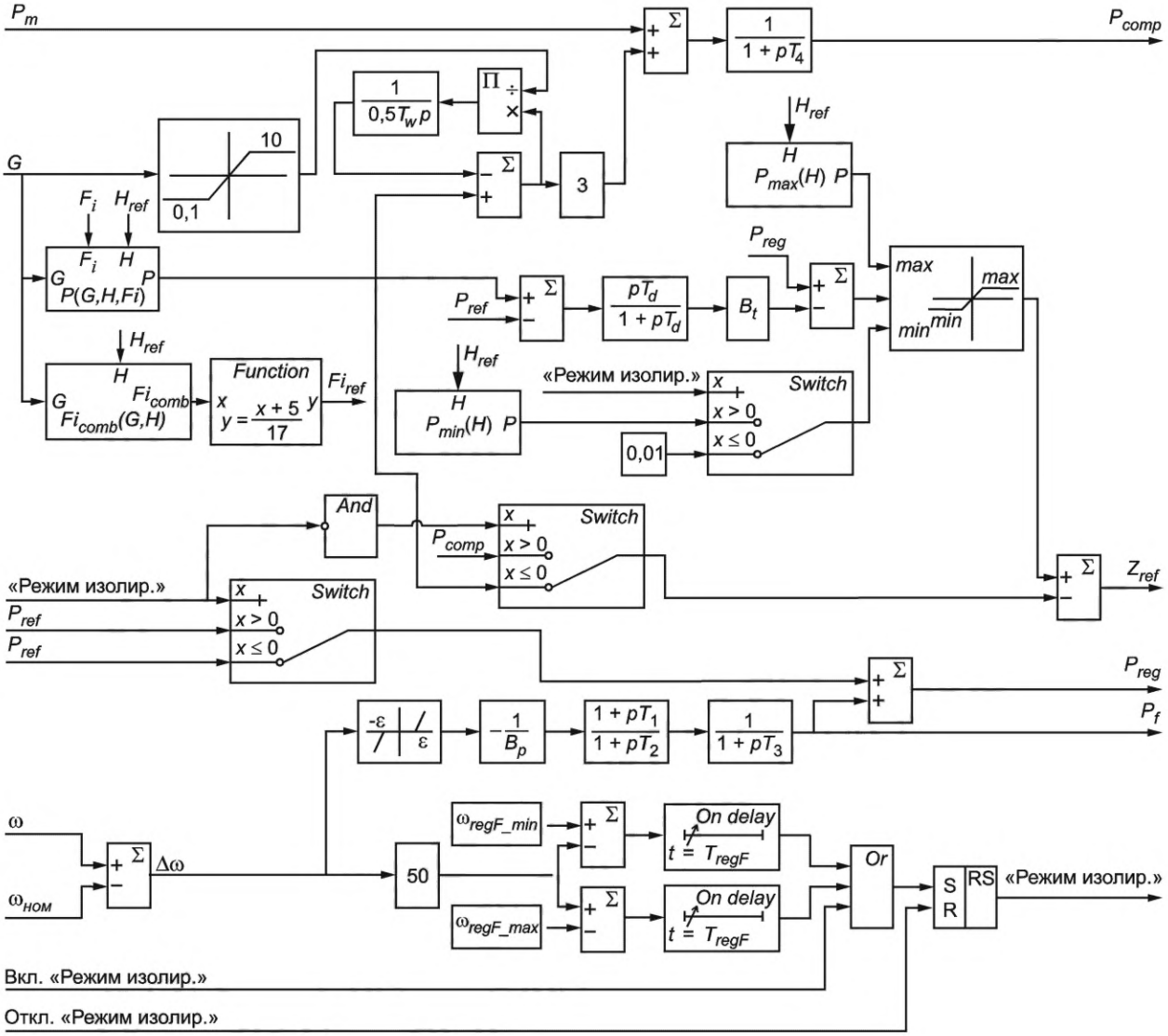
Параметр	Значение	
	для радиально-осевой турбины	для пропеллерной турбины
dbZ	0,0001	0,0001
dbG	0,002	0,002
$V_{G_{max}}$	0,04	0,04
$V_{G_{min}}$	–0,045	–0,045
G_{max}	1,1	1,1
G_{min}	0	0
T_Z	0,1	0,1
T_G	0,5	0,5

А.4.2.10.2 Структурная схема модели программного устройства ЭГР, подключаемого к модели поворотно-лопастной турбины, должна быть принята в соответствии с рисунком А.12. Значение угла поворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной турбины может принимать значения от минус 5° до 12°. В номинальном режиме при расчетном напоре значение угла поворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной турбины равняется 11°. Оптимальные комбинаторные характеристики модели поворотно-лопастной турбины приведены на рисунке А.13.

Величины параметров модели ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины, необходимо принять в соответствии с таблицей А.14.

Таблица А.14 — Параметры ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины

Параметр	Значение в режиме	
	регулирования мощности с коррекцией по частоте, удовлетворяющей требованиям ОПРЧ	работы в изолированном режиме
ε	0,0013	0
B_p	0,05	0,05
B_t	4	7
T_d	2	7
T_1	1	3
T_2	1	0,65
T_3	1,5	0,6
T_4	0,3	
T_w	2	
$\omega_{regF_{max}}$	1,5	
$\omega_{regF_{min}}$	–1	
T_{regF}	0,1	



$Fi_{comb}(G, H)$ — оптимальная комбинаторная характеристика ГА в зависимости от напора; $P(G, H, F_i)$ — статическая зависимость мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата, угла поворота лопастей рабочего колеса и напора (определяется экспериментальным путем)

Рисунок А.12 — Схема модели ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины

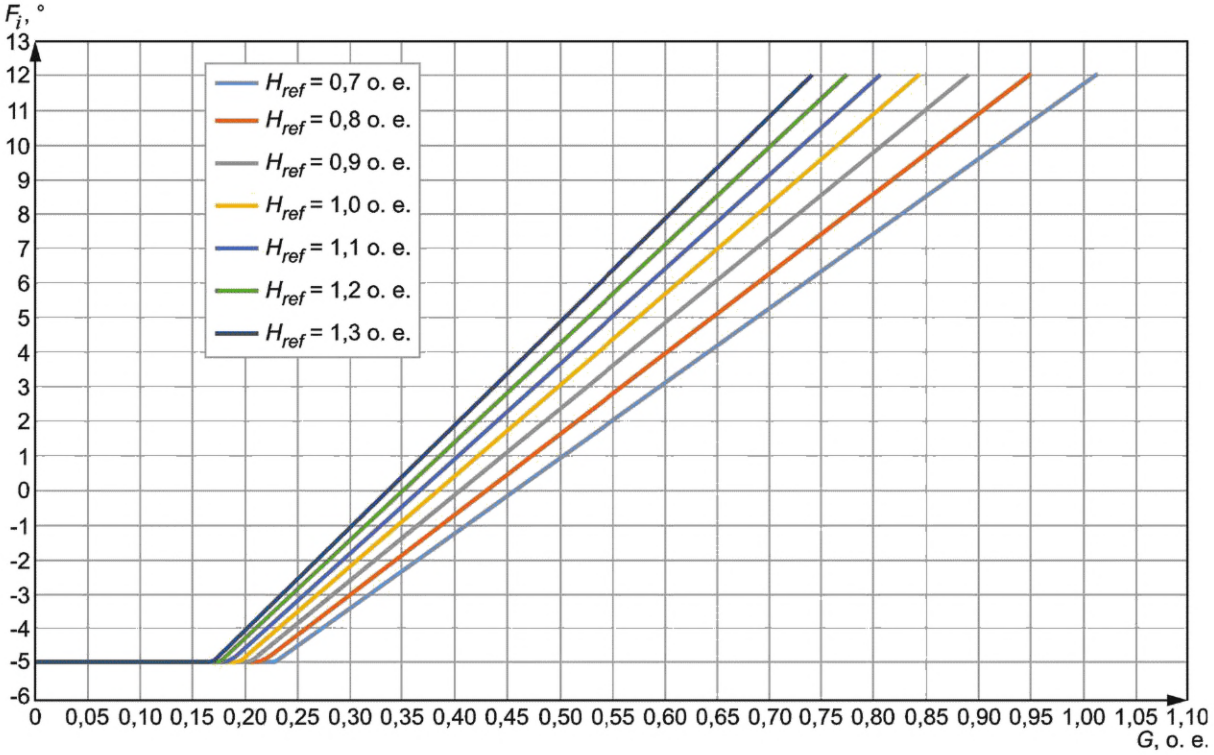
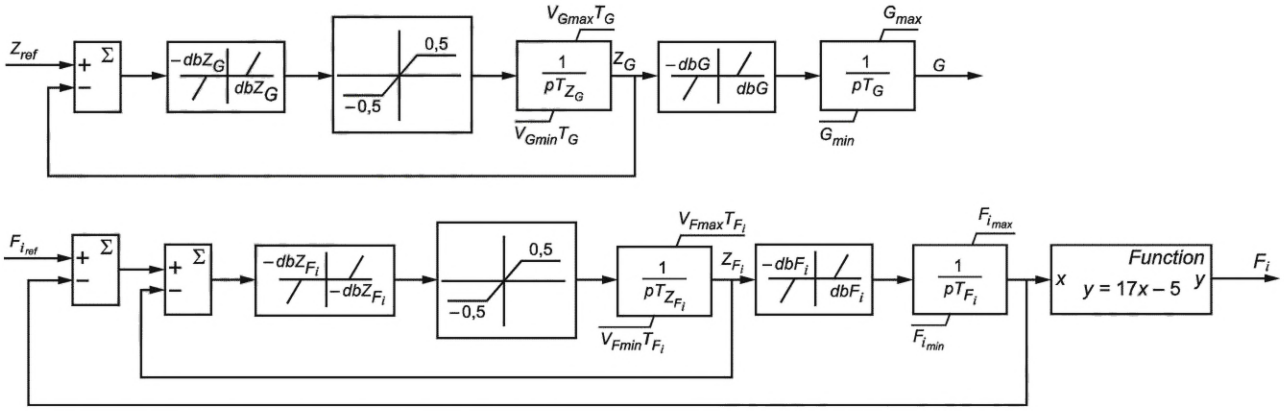


Рисунок А.13 — Оптимальные комбинаторные характеристики модели поворотно-лопастной турбины

Выход модели ЭГР, подключаемого к модели поворотно-лопастной турбины, должен поступать на модель силовой гидравлической части ЭГР, структурная схема которой должна быть принята в соответствии с рисунком А.14.



dbZ_G — зона нечувствительности отсечного золотника направляющего аппарата, о.е.; dbZ_{F_i} — зона нечувствительности отсечного золотника рабочего колеса, о.е.; dbF_i — зона нечувствительности сервомотора рабочего колеса, о.е.; T_{ZG} — постоянная времени инерции штока отсечного золотника направляющего аппарата, с; T_{ZF_i} — постоянная времени инерции штока отсечного золотника рабочего колеса, с; T_{F_i} — постоянная времени инерции штока сервомотора рабочего колеса, с; $V_{F_{i_{max}}}$ — максимальная скорость перемещения штока сервомотора рабочего колеса в сторону открытия, о.е./с; $V_{F_{i_{min}}}$ — максимальная скорость перемещения штока сервомотора рабочего колеса в сторону закрытия, о.е./с; $F_{i_{max}}$ — максимальное значение положения штока сервомотора рабочего колеса, о.е.; $F_{i_{min}}$ — минимальное значение положения штока сервомотора рабочего колеса, о.е.; Z_G — значение положения штока отсечного золотника направляющего аппарата, о.е.; ZF_i — значение положения штока отсечного золотника рабочего колеса, о.е.

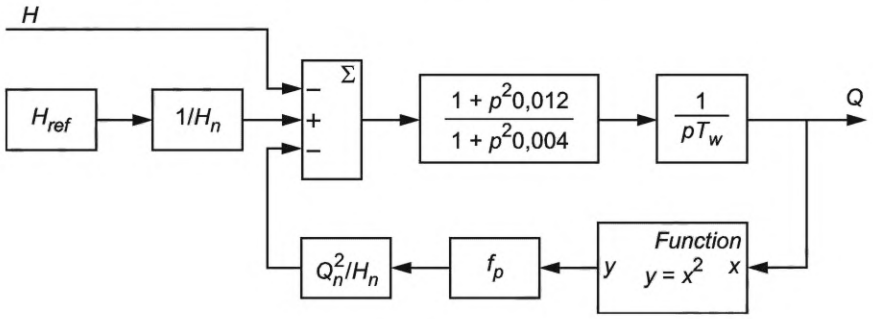
Рисунок А.14 — Схема математической модели силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины

Величины параметров модели силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины, необходимо принять в соответствии с таблицей А.15.

Таблица А.15 — Параметры силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины

Параметр	Значение
dbZ_G	0,0001
dbZ_{F_j}	0,0005
dbG	0,002
dbF_i	0,01
$V_{G_{max}}$	0,041
$V_{G_{min}}$	–0,041
$V_{F_{imax}}$	0,0525
$V_{F_{imin}}$	0,0425
G_{max}	1,1
G_{min}	0
F_{imax}	1
F_{imin}	0
T_{ZG}	0,1
T_{ZF_j}	0,15
T_G	0,5
T_{F_j}	0,75

А.4.2.11 Математическая модель тестовой схемы должна предусматривать подключение моделей ГА к математической модели гидравлической части ГЭС. Структурная схема математической модели гидравлической части ГЭС и значения ее коэффициентов должны быть приняты согласно рисунку А.15 и таблице А.16.



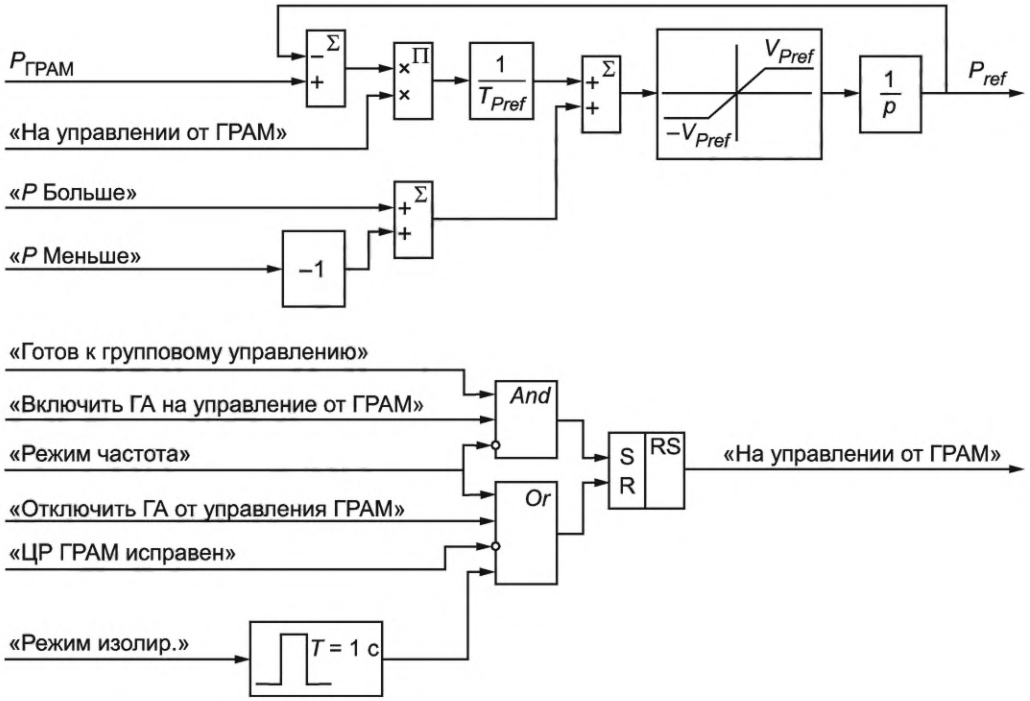
H_{ref} — напор воды в исходном режиме, о.е.; T_w — постоянная времени гидроудара водовода, с; f_p — коэффициент потерь на трение воды о стенки водовода, о.е.

Рисунок А.15 — Схема математической модели гидравлической части ГЭС

Таблица А.16 — Параметры гидравлической части ГЭС

Параметр	T_w	f_p
Значение	2	0,048

А.4.2.12 Все математические модели ЭГР должны быть оснащены моделью задатчика мощности. Структурная схема задатчика мощности должна быть принята в соответствии с рисунком А.16.



P_{ref} — задание по активной мощности генератора, о.е.; $P_{ГРАМ}$ — задание по активной мощности генератора от ГРАМ, о.е.; V_{Pref} — максимальная скорость изменения задания по активной мощности генератора от ГРАМ, о.е./с; T_{Pref} — постоянная времени интегрирования в контуре задатчика мощности, с; «P Больше» — команда на увеличение мощности генератора от оператора: значение 0 соответствует отсутствию команды, значение 1 соответствует команде на увеличение мощности со скоростью V_{Pref}; «P Меньше» — команда на уменьшение мощности генератора от оператора: значение 0 соответствует отсутствию команды, значение 1 соответствует команде на уменьшение мощности со скоростью V_{Pref}; «Готов к групповому управлению» — сигнал готовности подключения гидроагрегата к ГРАМ от оператора: значение 0 соответствует отсутствию готовности и работе гидроагрегата только на индивидуальном управлении, значение 1 соответствует наличию готовности (возможности) подключения гидроагрегата к ГРАМ; «На управлении от ГРАМ» — сигнал о состоянии подключения к групповому управлению от ГРАМ: значение 0 соответствует работе гидроагрегата на индивидуальном управлении, значение 1 соответствует работе гидроагрегата на групповом управлении; «Включить ГА на управление от ГРАМ» — команда от устройства ГРАМ по переводу ГА на групповое управление, для перевода необходимо кратковременное удерживание данного сигнала на величине 1; «Отключить ГА от управления ГРАМ» — команда от устройства ГРАМ по переводу ГА на индивидуальное управление (отключению от группового управления), для перевода необходимо кратковременное удерживание данного сигнала на величине 1; «ЦР ГРАМ исправен» — признак исправности центрального регулятора ГРАМ, получаемый от устройства ГРАМ

Рисунок А.16 — Схема математической модели задатчика мощности гидроагрегатов ГЭС

Для всех моделей ЭГР ГЭС необходимо принять следующие значения параметров модели задатчика мощности: V_{Pref} — равное 0,04 о.е./с, T_{Pref} — равное 0,02 с.

А.4.2.13 Работа ГРАМ при его работе с моделями ЭГР ГЭС имитируется путем подачи соответствующих сигналов, имеющихся на рисунке А.16. Работа ГРАМ при его работе с промышленными образцами ЭГР ГЭС имитируется путем подачи соответствующих сигналов в промышленные образцы ЭГР в необходимом для их функционирования объеме. При выполнении экспериментов по программе испытаний, связанных с работой ГРАМ, производится имитация изменения сигналов, поступающих от ГРАМ, соответствующим ходу эксперимента образом.

А.4.2.14 Для каждого из промышленных образцов ЭГР должно быть обеспечено корректное подключение к математической модели силовой гидравлической части ЭГР, реализованной в ПАК РВ.

Если выходом испытуемого устройства ЭГР является задание по положению отсечного золотника направляющего аппарата, то данное устройство в зависимости от типа турбины должно подключаться к моделям силовой гидравлической части ЭГР, приведенных на рисунках А.11 и А.14. Если выходом испытуемого устройства ЭГР является задание по положению сервомотора направляющего аппарата, то данное устройство должно подключаться к модели силовой гидравлической части ЭГР, приведенной на рисунках А.17 и А.18. Параметры моделей силовой гидравлической части ЭГР в зависимости от типа турбины принимаются в соответствии с таблицами А.13 и А.15.

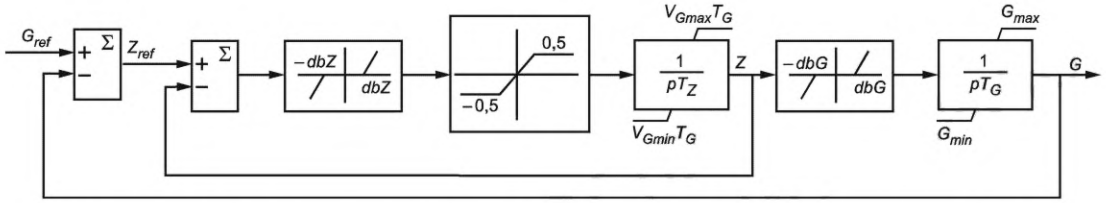


Рисунок А.17 — Схема математической модели силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к модели радиально-осевой турбины

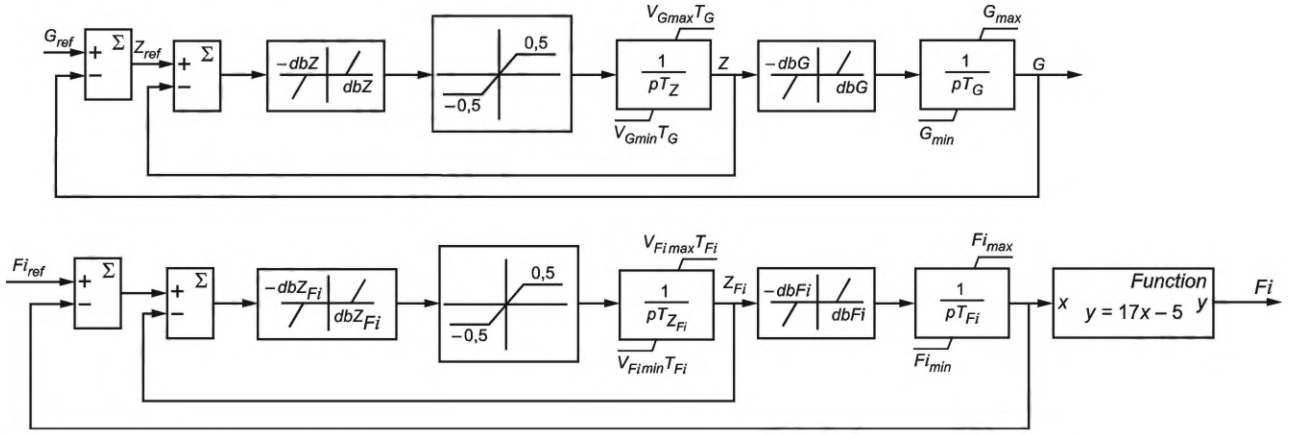


Рисунок А.18 — Схема математической модели силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины

А.4.2.15 В промышленные образцы ЭГР также должны быть переданы сигналы о положении генераторного выключателя и прочие сигналы, необходимые для функционирования промышленных образцов ЭГР.

А.4.3 Система контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

А.4.3.1 Тестовая модель энергосистемы должна быть оснащена системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

А.4.3.2 Система контроля параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать измерение и визуализацию напряжений во всех узлах и перетоков активной и реактивной мощности во всех ветвях схемы.

А.4.3.3 Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать одновременную синхронизированную по времени регистрацию следующих параметров электроэнергетического режима:

- перетоков активной мощности по всем линиям электропередачи;
- активной и реактивной мощности всех генераторов;
- действующего значения напряжения на статоре всех генераторов;
- напряжений фаз А, В и С на шинах 500 кВ и 220 кВ ГЭС;
- частоты напряжения на шинах каждого из ГА ГЭС;
- частоты вращения ротора каждого из ГА ГЭС;
- активной мощности всех генераторов;
- выдаваемой мощности всех турбин;
- положения регулирующих органов всех ГА ГЭС.

А.4.3.4 Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать:

- измерение фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 1 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 20 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима в течение времени, необходимом для проведения каждого из экспериментов программы испытаний.

А.5 Объем и условия проведения испытаний ЭГР на соответствие системным техническим требованиям и анализ результатов испытаний

А.5.1 Проверка соответствия ЭГР и алгоритма его функционирования системным техническим требованиям должна выполняться по программе испытаний, содержащей объем экспериментов, представленный в таблице А.17.

Программа испытаний должна быть разработана организацией, осуществляющей испытания, и согласована ею с владельцем устройства.

А.5.2 Все эксперименты проводятся с заданным значением статизма регулирования 5 % во всех режимах регулирования.

А.5.3 Все эксперименты проводятся с нулевой заданной величиной «мертвой полосы» по частоте в режиме работы ЭГР для режима «Изолированный».

А.5.4 Критерии успешного прохождения экспериментов приведены в таблице А.17.

А.5.5 Все эксперименты, предусмотренные программой испытаний, должны выполняться при неизменных алгоритмах функционирования и параметрах ЭГР.

А.5.6 Если в процессе испытаний выявлена необходимость корректировки алгоритмов функционирования и параметров ЭГР (несоответствие функционирования ЭГР указанным в таблице А.17 критериям), то алгоритмы и параметры ЭГР могут быть скорректированы по инициативе владельца устройства.

В этом случае все эксперименты, предусмотренные программой испытаний, должны быть выполнены повторно с новыми алгоритмами и параметрами ЭГР.

А.5.7 Соответствие проверяемого ЭГР системным техническим требованиям не может быть подтверждено при отсутствии возможности задания алгоритмов и параметров ЭГР, обеспечивающих наличие положительного результата каждого эксперимента.

Таблица А.17 — Объем испытаний и критерии успешного прохождения экспериментов

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
	Проверка работы измерителей и характеристик ЭГР	
1	ГА в сети, загружен на номинальную мощность. Происходит отделение ГА на изолированную энергосистему с нагрузкой малой величины. При этом сигнал частоты с трансформатора напряжения генератора *принудительно ограничивается величинами 48 Гц и 52 Гц*.	ЭГР обеспечивает поддержание частоты в соответствии с заданным статизмом. Характер изменения частоты идентичен в обоих экспериментах. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более чем на 0,5 %.
2	ГА в сети, загружен на номинальную мощность. Происходит отделение ГА на изолированную энергосистему с нагрузкой малой величины. При этом сигнал частоты с трансформатора напряжения *принудительно не ограничивается*.	
3	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку. Происходит ступенчатое изменение и фиксация измерения сигнала частоты с трансформатора напряжения на уровне: а) 45 Гц; б) 55 Гц.	Изменения активной мощности ГА не происходит.
4	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку. ЭГР исходно работает с алгоритмами и параметрами, обеспечивающими выполнение требований для режима «Мощность». Имитация скачкообразного отклонения частоты вверх по величине, превышающей: а) Верхний предел «мертвой полосы» на 10 мГц. б) Нижний предел «мертвой полосы» на 10 мГц.	Происходит изменение активной мощности ГА в сторону, соответствующую необходимой первичной мощности.
5	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку, ЭГР работает в режиме «Мощность». Имитация скачкообразного отклонения частоты на следующих этапах эксперимента: а) на 200 мГц вниз; б) через 60 с на 200 мГц вверх; в) еще через 60 с на 200 мГц вверх; г) еще через 60 с на 200 мГц вниз; д) еще через 60 с на 200 мГц вниз; е) еще через 60 с на 200 мГц вверх.	На этапах б)—д) запаздывание в изменении мощности ГА в сторону, соответствующую необходимой первичной мощности, не превосходит $(1 + 1{,}5 \cdot T_w)$ секунд с момента времени подачи тестового сигнала, где T_w — расчетное значение постоянной времени гидроудара, с. На этапах а) и е) оценка не производится.

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
6	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку, ЭГР работает в режиме «Мощность». Изменение задания по мощности от оператора на следующих этапах эксперимента: а) на величину 8 % $P_{ном}$ вниз; б) через 60 с на величину 8 % $P_{ном}$ вверх; в) еще через 60 с на величину 8 % $P_{ном}$ вверх; г) еще через 60 с на величину 8 % $P_{ном}$ вниз; д) еще через 60 с на величину 8 % $P_{ном}$ вниз; е) еще через 60 с на величину 8 % $P_{ном}$ вверх.	На этапах б)—д) запаздывание в изменении мощности ЭГР в сторону, соответствующую заданию по мощности, не превосходит (1,5 + 1,5 · T_w) секунд с момента времени подачи тестового сигнала, где T_w — расчетное значение постоянной времени гидроудара, с. На этапах а) и е) оценка не производится.
7	ГА в сети, загружен на 90 % $P_{ном}$, ЭГР работает в режиме «Мощность». Имитация изменения мощности ГА до величины, равной: а) 2 % $P_{ном}$ продолжительностью 0,1 с; б) 30 % $P_{ном}$ продолжительностью 0,5 с; в) 50 % $P_{ном}$ продолжительностью 3 с.	Мощность ГА поддерживается в установившемся режиме с точностью 1 % $P_{ном}$ относительно значения 90 % $P_{ном}$. ЭГР выдает предупредительные сообщения о неисправности канала измерения активной мощности.
	Проверка ЭГР на соответствие требованиям к функционированию в режиме «Мощность»	
8	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона, ЭГР работает в режиме «Мощность». Изменение задания по мощности от оператора равными шагами (не менее 3-х) вниз каждые 100 с в пределах регулировочного диапазона. Через 100 с изменение задания по мощности от оператора равными шагами вверх каждые 100 с до исходного значения.	Отработка задания по мощности происходит равномерно. Допускается «эффект гидроудара» (запаздывание по выдаче мощности или кратковременное изменение мощности в противоположную от заданной сторону). Отсутствие перерегулирования. Точность отработки задания 1 % $P_{ном}$. При этом проверяется равномерность скорости изменения мощности для каждого шага. Не должно наблюдаться отличий между скоростями изменения мощности в начале/середине/конце регулировочного диапазона гидроагрегата.
9	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона, ЭГР работает в режиме «Мощность». Имитация скачкообразного отклонения частоты на: а) 100 мГц вверх; б) 200 мГц вверх; в) 400 мГц вверх; г) 800 мГц вверх.	Изменение активной мощности ГА в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ОПРЧ.
10	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации в пределах одного эксперимента. Имитация скачкообразного отклонения частоты на: а) 100 мГц вниз; б) 200 мГц вниз; в) 400 мГц вниз; г) 800 мГц вниз.	Изменение активной мощности ГА в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ОПРЧ.
11	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *нижней* границы регулировочного диапазона. Имитация скачкообразного отклонения частоты на 100 мГц *вниз* каждые 100 с до исчерпания резерва регулирования.	Изменение активной мощности ГА в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ОПРЧ, в следящем за частотой режиме.
12	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *верхней* границы регулировочного диапазона. Имитация скачкообразного отклонения частоты на 100 мГц *вверх* каждые 100 с до исчерпания резерва регулирования.	Изменение активной мощности ГА в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ОПРЧ, в следящем за частотой режиме.

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
13	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *верхней* границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *200 мГц*. Имитация линейного во времени изменения частоты *вниз* со скоростью 20 мГц/с до суммарной величины отклонения величиной *200 мГц*, удержание значения отклонения частоты *200 мГц* в течение 60 с, далее возврат частоты до номинального значения с той же скоростью (вид тестового сигнала — трапеция).	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА к концу 60-секундного интервала от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. Возврат мощности ГА к исходному значению с точностью 1 % $P_{ном}$ спустя не более 60 с после возврата частоты к номинальному значению.
14	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *верхней* границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *800 мГц*. Имитация линейного во времени изменения частоты *вниз* со скоростью 20 мГц/с до суммарной величины отклонения *800 мГц*, удержание значения отклонения частоты *800 мГц* в течение 60 с, далее возврат частоты до номинального значения с той же скоростью (вид тестового сигнала — трапеция).	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА к концу 60-секундного интервала от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. Возврат мощности ГА к исходному значению с точностью 1 % $P_{ном}$ спустя не более 60 с после возврата частоты к номинальному значению.
15	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *нижней* границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *200 мГц*. Имитация линейного во времени изменения частоты *вверх* со скоростью 20 мГц/с до суммарной величины отклонения *200 мГц*, удержание значения отклонения частоты *200 мГц* в течение 60 с, далее возврат частоты до номинального значения с той же скоростью (вид тестового сигнала — трапеция).	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА к концу 60-секундного интервала от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. Возврат мощности ГА к исходному значению с точностью 1 % $P_{ном}$ спустя не более 60 с после возврата частоты к номинальному значению.
16	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *нижней* границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *800 мГц*. Имитация линейного во времени изменения частоты *вверх* со скоростью 20 мГц/с до суммарной величины отклонения *800 мГц*, удержание значения отклонения частоты *800 мГц* в течение 60 с, далее возврат частоты до номинального значения с той же скоростью (вид тестового сигнала — трапеция).	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА к концу 60-секундного интервала от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. Возврат мощности ГА к исходному значению с точностью 1 % $P_{ном}$ спустя не более 60 с после возврата частоты к номинальному значению.
17	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *200 мГц*. Линейное во времени изменение частоты в энергосистеме (путем воздействия на системы регулирования турбин других электростанций) *вниз* со скоростью *100 мГц/с* до суммарной величины отклонения *200 мГц*.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА спустя 60 с после завершения изменения частоты от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более, чем на 1 % $P_{ном}$.
18	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *800 мГц*. Линейное во времени изменение частоты в энергосистеме (путем воздействия на системы регулирования турбин других электростанций) *вниз* со скоростью *100 мГц/с* до суммарной величины отклонения *800 мГц*.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА спустя 60 с после завершения изменения частоты от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более, чем на 1 % $P_{ном}$.

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
19	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона за вычетом первичной мощности, необходимой к реализации при отклонении частоты на *800 мГц*. Линейное во времени изменение частоты в энергосистеме (путем воздействия на системы регулирования турбин других электростанций) *вниз* со скоростью *400 мГц/с* до суммарной величины отклонения *800 мГц*.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА спустя 60 с после завершения изменения частоты от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более, чем на 1 % $P_{ном}$.
20	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона. Линейное во времени изменение частоты в энергосистеме (путем воздействия на системы регулирования турбин других электростанций) *вверх* со скоростью *100 мГц/с* до суммарной величины отклонения *200 мГц*.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА спустя 60 с после завершения изменения частоты от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более, чем на 1 % $P_{ном}$.
21	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона. Линейное во времени изменение частоты в энергосистеме (путем воздействия на системы регулирования турбин других электростанций) *вверх* со скоростью *100 мГц/с* до суммарной величины отклонения *800 мГц*.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА спустя 60 с после завершения изменения частоты от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более, чем на 1 % $P_{ном}$.
22	ГА в сети, загружен по мощности до уровня верхней границы регулировочного диапазона. Линейное во времени изменение частоты в энергосистеме (путем воздействия на системы регулирования турбин других электростанций) *вверх* со скоростью *400 мГц/с* до суммарной величины отклонения *800 мГц*.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА спустя 60 с после завершения изменения частоты от требуемого значения на величину не более 1 % $P_{ном}$. В начале переходного процесса происходит изменение значения управляющего воздействия ЭГР в противоположную сторону от требуемой не более, чем на 1 % $P_{ном}$.
23	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрый *рост* частоты до величины, близкой, но не превышающей *верхней* уставки перехода на параметры для режима «Изолированный». Далее срабатывает *АОПЧ на отключение генераторов электростанций*, что вызывает *снижение* частоты до установившегося значения порядка: а) 50,2 Гц; б) 49,8 Гц.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается от требуемого значения не более чем на 1 % $P_{ном}$.
24	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрое *снижение* частоты до величины, близкой, но не превышающей *нижней* уставки перехода на параметры для режима изолированной	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается от требуемого значения не более чем на 1 % $P_{ном}$.

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
	работы. Далее срабатывает *спецочередь АЧР на отключение нагрузки*, что вызывает *повышение* частоты до установившегося значения порядка: а) 49,8 Гц; б) 50,2 Гц.	
25	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрое *снижение* частоты до величины, близкой, но не превышающей *нижней* уставки перехода на параметры для режима «Изолированный». Далее срабатывает *спецочередь АЧР на отключение нагрузки*, что вызывает повышение частоты до установившегося значения порядка 50 Гц.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается от исходного значения не более чем на 1 % $P_{ном}$.
26	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрый *рост* частоты до величины, близкой, но не превышающей *верхней* уставки перехода на параметры для режима изолированной работы. Далее срабатывает *АОПЧ на отключение генераторов электростанций*, что вызывает снижение частоты до установившегося значения порядка 50 Гц.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается от исходного значения не более чем на 1 % $P_{ном}$.
27	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Кратковременный *рост* частоты до величины, близкой, но не превышающей *верхней* уставки перехода на параметры для режима «Изолированный». По окончанию переходного процесса частота устанавливается на значении порядка: а) 50,2 Гц; б) 49,8 Гц (для получения данного значения частоты моделируется некорректная работа систем регулирования мощности и частоты других электростанций).	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается от требуемого значения не более чем на 1 % $P_{ном}$.
28	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Кратковременное *снижение* частоты до величины, близкой, но не превышающей *нижней* уставки перехода на параметры для режима «Изолированный». По окончании переходного процесса частота устанавливается на значении порядка: а) 49,8 Гц; б) 50,2 Гц (для получения данного значения частоты моделируется некорректная работа систем регулирования мощности и частоты других электростанций).	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается от требуемого значения не более чем на 1 % $P_{ном}$.

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
	Проверка ЭГР на соответствие требованиям к функционированию в режиме «Изолированный»	
29	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *верхней* границы регулировочного диапазона. ЭГР исходно работает в режиме «*Мощность*». Имитация скачкообразного отклонения частоты на величину, которая превышает *верхнюю* уставку перехода на параметры для режима изолированной работы.	Переход ЭГР из режима «Мощность» на параметры для режима «Изолированный».
30	ГА в сети, загружен по мощности до уровня *нижней* границы регулировочного диапазона. ЭГР исходно работает в режиме «*Мощность*». Имитация скачкообразного отклонения частоты на величину, которая превышает *нижнюю* уставку перехода на параметры для режима изолированной работы.	Переход ЭГР из режима «Мощность» на параметры для режима «Изолированный».
31	ГА работает на изолированную энергосистему с нагрузкой величиной *1 % $P_{ном}$*. ЭГР исходно работает с параметрами для режима «Изолированный». Значение частоты 50 Гц. Ступенчатое изменение нагрузки до величины порядка *25 % $P_{ном}$*.	Отсутствие незатухающих колебаний частоты амплитудой более ±200 мГц. В случае наличия периодических незатухающих колебаний амплитудой ±200 мГц и менее, их период составляет более 20 с. Отсутствие срабатывания технологических защит ГА, реагирующих на повышение частоты. Частота восстанавливается до величины, соответствующей статизму регулирования с учетом допустимости его отклонения ±10 % от заданной величины статизма регулирования через 60 с после скачкообразного изменения величины нагрузки.
32	ГА работает на изолированную энергосистему с нагрузкой величиной *95 % $P_{ном}$*. ЭГР исходно работает с параметрами для режима «Изолированный». Значение частоты 50 Гц. Ступенчатое изменение нагрузки до величины порядка *70 % $P_{ном}$*.	
33	ГА работает на изолированную энергосистему с нагрузкой, которая обеспечивает загрузку ГА по мощности до уровня *верхней* границы регулировочного диапазона. Значение частоты 50 Гц. ЭГР исходно работает с параметрами для режима «Изолированный». Ступенчатое изменение нагрузки до величины порядка *1 % $P_{ном}$*.	
34	Работа всех ГА ГЭС совместно на изолированную энергосистему. Значение частоты 50 Гц. ЭГР исходно работают с параметрами для режима «Изолированный». Величина нагрузки устанавливается такой, что все ГА ГЭС загружены по мощности до величины порядка *1 % $P_{ном}$*. Ступенчатое изменение нагрузки до величины, приводящей к необходимости выдачи мощности всех ГА на уровне порядка *25 % $P_{ном}$*.	Отсутствие незатухающих колебаний частоты амплитудой более ±200 мГц. В случае наличия периодических незатухающих колебаний амплитудой ±200 мГц и менее, их период составляет более 20 с. Отсутствие срабатывания технологических защит ГА, реагирующих на повышение частоты.
35	Работа всех ГА ГЭС совместно на изолированную энергосистему. ЭГР исходно работают с параметрами для режима «Изолированный». Значение частоты 50 Гц. Величина нагрузки устанавливается такой, что все ГА ГЭС загружены по мощности до величины порядка *50 % $P_{ном}$*. Ступенчатое изменение нагрузки до величины, приводящей к необходимости выдачи мощности всех ГА на уровне порядка *25 % $P_{ном}$*.	
36	Работа всех ГА ГЭС совместно на изолированную энергосистему. ЭГР исходно работают с параметрами для режима «Изолированный». Значение частоты 50 Гц. Суммарная величина нагрузки устанавливается порядка *50 % $P_{ном} \cdot N_{ГА}$*, где $N_{ГА}$ — количество работающих ГА. Мощность по ГА ГЭС распределена *неравномерно*. Ступенчатое изменение нагрузки до величины порядка *25 % $P_{ном} \cdot N_{ГА}$*.	

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
37	Работа трех ГА ГЭС совместно на изолированную энергосистему, *два из них* под управлением испытуемых образцов ЭГР, *один из них* под управлением цифровой модели ЭГР. ЭГР исходно работают с параметрами для режима «Изолированный». Возникновение незатухающих колебаний частоты и мощности по причине некорректной настройки цифровой модели ЭГР.	Незатухающие колебания частоты и мощности имеют меньшую амплитуду в экспериментах с бóльшим количеством ГА под управлением испытуемых образцов ЭГР в работе. То есть испытуемые образцы ЭГР «демпфируют» незатухающие колебаний частоты и мощности по причине некорректной настройки цифровых моделей ЭГР.
38	Работа трех ГА ГЭС совместно на изолированную энергосистему, *один из них* под управлением испытуемых образцов ЭГР, *два из них* под управлением цифровой модели ЭГР. ЭГР исходно работают с параметрами для режима «Изолированный». Возникновение незатухающих колебаний частоты и мощности по причине некорректной настройки цифровой модели ЭГР.	
39	Работа трех ГА ГЭС совместно на изолированную энергосистему, *все* под управлением цифровой модели ЭГР. ЭГР исходно работают с параметрами для режима «Изолированный». Возникновение незатухающих колебаний частоты и мощности по причине некорректной настройки цифровой модели ЭГР.	
40	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. ЭГР исходно в режиме «Мощность». Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрый *рост* частоты до величины, превышающей *верхнюю* уставку перехода на параметры для режима «Изолированный». Далее срабатывает *АОПЧ на отключение генераторов электростанций*, что вызывает *снижение* частоты до установившегося значения порядка: а) 50,2 Гц; б) 49,8 Гц.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Отклонение мощности ГА к концу переходного процесса от требуемого значения на величину не более ±2 % $P_{ном}$.
41	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. ЭГР исходно в режиме «Мощность». Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрое *снижение* частоты до величины, превышающую *нижнюю* уставку перехода на параметры для режима «Изолированный». Далее срабатывает *спецочередь АЧР на отключение нагрузки*, что вызывает *повышение* частоты до установившегося значения порядка: а) 49,8 Гц; б) 50,2 Гц.	
42	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. ЭГР исходно в режиме «Мощность». Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями.	

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
	Быстрый *рост* частоты до величины, превышающей *верхнюю* уставку перехода на параметры для режима «Изолированный». Далее срабатывает *АОПЧ на отключение генераторов электростанций*, что вызывает *снижение* частоты до установившегося значения порядка 50 Гц.	Изменение активной мощности ГА в следящем за частотой режиме. Изменение активной мощности ГА к концу переходного процесса отличается не более чем на ±2 % $P_{ном}$ от исходного значения. Переход ЭГР из режима «Мощность» на параметры для режима «Изолированный» происходит в соответствии с заданной уставкой по частоте и заданной выдержкой времени.
43	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. ЭГР исходно в режиме «Мощность». Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Быстрое *снижение* частоты до величины, превышающую *нижнюю* уставку перехода на параметры для режима «Изолированный». Далее срабатывает *спецочередь АЧР на отключение нагрузки*, что вызывает *повышение* частоты до установившегося значения порядка 50 Гц.	
	Проверка ЭГР при взаимодействии с ГРАМ	
44	Все ГА ГЭС имеют резерв первичной мощности на загрузку и разгрузку не менее 2 % от номинальной мощности. ЭГР исходно в режиме «Мощность». Нарушение параллельной работы генераторов энергосистемы путем отключения линий, при котором исследуемая ГЭС работает параллельно с другими электростанциями. Кратковременный *рост* частоты до величины, превышающую *верхнюю* уставку перехода на параметры для режима изолированной работы. По окончанию переходного процесса частота устанавливается на значении порядка 50,2 Гц. После стабилизации частоты подается команда на подключение всех ГА под ГРАМ. От ГРАМ изменяется задание по мощности ГА.	Переход ЭГР всех ГА из режима «Мощность» на параметры для режима «Изолированный» происходит в соответствии с заданной уставкой по частоте и заданной выдержкой времени. Все ГА ГЭС при переходе в данный режим автоматически отключаются от управления ГРАМ. При подаче команды на подключение под управление ГРАМ происходит успешное подключение ГА под управление ГРАМ. Происходит отработка задания от ГРАМ
45	Все ГА в сети, имеют резерв на загрузку и разгрузку. ЭГР исходно в режиме «Мощность». Команда от ГРАМ на изменение мощности *вверх* при задании в ЭГР максимальной скорости изменения мощности от ГРАМ величиной: а) 40 % от максимально возможной скорости изменения мощности ГА; б) 20 % от максимально возможной скорости изменения мощности ГА; в) 10 % от максимально возможной скорости изменения мощности ГА.	Изменение мощности ГА с заданной скоростью. Запаздывание в изменении управляющего воздействия ЭГР не превосходит (1 + $T_{обмен}$) секунд с момента времени подачи тестового сигнала. Запаздывание в изменении мощности ЭГР в сторону, соответствующую изменению частоты, не превосходит (1,5 + 1,5·T_w + $T_{обмен}$) секунд с момента времени подачи тестового сигнала. В расчетах: T_w — расчетное значение постоянной времени гидроудара, с; $T_{обмен}$ — периодичность обмена информацией ЭГР с устройством ГРАМ.
46	Все ГА в сети, имеют резерв на загрузку и разгрузку ЭГР исходно в режиме «Мощность». Команда от ГРАМ на изменение мощности *вниз* при задании в ЭГР максимальной скорости изменения мощности от ГРАМ величиной: а) 40 % от максимально возможной скорости изменения мощности ГА; б) 20 % от максимально возможной скорости изменения мощности ГА; в) 10 % от максимально возможной скорости изменения мощности ГА.	

Продолжение таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
47	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку. Все ГА ГЭС под управлением ГРАМ. Изменение задания по мощности от ГРАМ: а) *вверх* в сторону ограничения *максимальной* мощности на величину, заведомо выше уровня ограничения максимальной мощности; б) *вниз* в сторону ограничения *минимальной* мощности на величину, заведомо ниже уровня ограничения минимальной мощности.	Отработка задания происходит до величины максимальной/минимальной мощности ГА, после чего дальнейшее изменение группового задания для данного ГА в соответствующем направлении прекращается. В зависимости от реализации взаимодействия ГРАМ и ЭГР (САУ ГА), граница регулировочного диапазона данного ГА может определяться в ГРАМ или выполняться ограничение группового задания по сигналам, передаваемым в ЦР ГРАМ от ЭГР (САУ ГА).
48	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку. Все ГА ГЭС под управлением ГРАМ. Ступенчатое изменение задания от ГРАМ: а) *вниз* на величину, превышающую уставку блокировки управления от ГРАМ при получении некорректного задания; а) *вверх* на величину, превышающую уставку блокировки управления от ГРАМ при получении некорректного задания.	Автоматическая блокировка управления от ЦР ГРАМ ГЭС в момент времени получения задания. Задание от ГРАМ не отрабатывается. Передача сигнала от ЭГР в ЦР ГРАМ ГЭС о неготовности ГА к групповому регулированию.
49	ГА в сети, имеет резерв на загрузку и разгрузку. Все ГА ГЭС под управлением ГРАМ. Выполняется: а) отключения генераторного выключателя одного из ГА; б) имитация неисправности канала связи одного из ГА с ЦР ГРАМ ГЭС; в) имитация неисправности силовой гидравлической части ЭГР одного из ГА в процессе управления мощностью от ГРАМ; г) имитация срабатывания технологических защит одного из ГА; д) команда на отключение одного из ГА от управления ГРАМ.	Отключение ЭГР от управления ГРАМ при соответствующем событии. Передача сигнала от ЭГР в ЦР ГРАМ ГЭС об отключении ГА от группового регулирования.
50	Выборочное проведение части экспериментов из раздела «Проверка ЭГР на соответствие требованиям ОПРЧ» при работе ГА под управлением ГРАМ.	Отсутствие влияния режима работы «под управлением от ГРАМ»/«не под управлением от ГРАМ» на результаты эксперимента.
51	Выборочное проведение части экспериментов из раздела «Проверка ЭГР на соответствие требованиям при выделении ГА на работу в изолированной энергосистеме малой мощности» при работе ГА под управлением ГРАМ.	
	Проверка ЭГР при возникновении ограничений по выдаваемой мощности	
52	Выборочное проведение части экспериментов из раздела «Проверка ЭГР на соответствие требованиям для функционирования в режиме «Мощность» с достижением ограничений по величине минимальной/максимальной нагрузки ГА в соответствии с линиями ограничения мощности на эксплуатационной характеристике ГА или в соответствии с установленными технологическими ограничениями.	Изменение активной мощности ГА в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ОПРЧ, с последующим автоматическим ограничением минимальной и максимальной мощности ГА в соответствии с линиями ограничения мощности на эксплуатационной характеристике ГА или в соответствии с установленными технологическими ограничениями.

Окончание таблицы А.17

№ п/п	Эксперимент	Ожидаемое действие ЭГР
53	Выборочное проведение части экспериментов из раздела «Проверка ЭГР на соответствие требованиям для функционирования в режиме «Изолированный» с достижением ограничений по величине минимальной/максимальной нагрузки ГА в соответствии с линиями ограничения мощности на эксплуатационной характеристике ГА или в соответствии с установленными технологическими ограничениями.	Изменение активной мощности ГА в соответствии с требованиями, предъявляемыми к параметрам для режима изолированной работы, с последующим автоматическим ограничением минимальной и максимальной мощности ГА в соответствии с линиями ограничения мощности на эксплуатационной характеристике ГА или в соответствии с установленными технологическими ограничениями.
	Проверка ЭГР в переходных процессах, не связанных с изменением частоты в энергосистеме	
54	Моделирование нормативных и не нормативных возмущений различного вида вблизи секций шин высокого напряжения ГЭС: а) без работы противоаварийной автоматики; в) сопровождающихся работой противоаварийной автоматики; г) приводящих к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов других электростанций и/или частей энергосистемы и последующей работой устройств автоматики ликвидации асинхронного режима.	После завершения электромеханического переходного процесса не происходит изменения мощности ГА более чем на 1 % $P_{ном}$.
55	Ступенчатое изменение напряжения на секциях шин высокого напряжения ГЭС за счет изменения баланса реактивной мощности в энергосистеме (отключение/включение реакторов и батарей статических конденсаторов).	После завершения электромеханического переходного процесса не происходит изменения мощности ГА более чем на 1 % $P_{ном}$.
56	Появление незатухающих колебаний активной мощности генераторов ГЭС с периодом колебаний порядка 0,7 с из-за некорректной настройки АРВ. Амплитуда колебаний выбирается такой, чтобы колебания частоты превышали «мертвую полосу» первичного регулирования, но не превышали уставок перехода на параметры для режима изолированной работы. Спустя 100 с колебания прекращаются.	Во время колебательного процесса не происходит снижения среднего значения мощности ГА более, чем на 2 % $P_{ном}$. После завершения колебательного процесса мощность ГА отличается не более чем на 1 % $P_{ном}$ по сравнению с мощностью до возникновения колебаний.
57	Появление незатухающих колебаний активной мощности генераторов ГЭС с периодом колебаний порядка 3 с из-за некорректной настройки АРВ. Амплитуда колебаний выбирается такой, чтобы колебания частоты превышали «мертвую полосу» первичного регулирования, но не превышали уставок перехода на параметры для режима изолированной работы. Спустя 100 с колебания прекращаются.	Во время колебательного процесса не происходит снижения среднего значения мощности ГА более, чем на 2 % $P_{ном}$. После завершения колебательного процесса мощность ГА отличается не более чем на 1 % $P_{ном}$ по сравнению с мощностью до возникновения колебаний.

Библиография

[1] Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (утверждены приказом Минэнерго России от 9 января 2019 г. № 2).

УДК 621.311:006.354

ОКС 27.010, 27.140

Ключевые слова: электрогидравлический регулятор, устройство автоматического регулирования частоты и активной мощности, гидроагрегат, гидравлическая электростанция

Редактор *В.Н. Шмельков*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 06.03.2023. Подписано в печать 14.03.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,12. Уч.-изд. л. 4,48.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru