ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 71084— 2023

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Системы группового регулирования активной мощности 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 8 ноября 2023 г. № 1350-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 1
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Общие функциональные требования к ГРАМ 3
5 Требования к взаимодействию ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ и ЭГР 5
6 Требования к защитам и сигнализации ГРАМ 7
7 Требования к испытаниям системы группового регулирования активной мощности ГЭС 7
Приложение А (обязательное) Методика проведения испытаний системы группового регулирования активной мощности ГЭС на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ 10
Библиография 45

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Системы группового регулирования активной мощности гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Relay protection and automatic. Group active power control systems of hydraulic and pumped storage power plants. Norms and requirements

Дата введения — 2023—12—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает:

- основные функциональные и технические требования к системам группового регулирования активной мощности гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций (ГЭС), работающих в режиме выдачи активной мощности (генераторном режиме);
- методику проведения испытаний систем группового регулирования активной мощности ГЭС (ГРАМ) для проверки их соответствия основным функциональным и техническим требованиям, установленным настоящим стандартом.

1.2 Требования настоящего стандарта распространяются на вновь вводимые или модернизируемые ГРАМ ГЭС, установка которых предусмотрена проектной документацией на ГЭС или в соответствии с правилами [1] (статья 107), в которых алгоритмы регулирования реализованы в микропроцессорных устройствах и которые взаимодействуют с системами автоматического управления гидроагрегатов, реализованными в микропроцессорных устройствах.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами ГЭС, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке ГРАМ, организаций, осуществляющих испытания ГРАМ, проектных и научно-исследовательских организаций.

1.4 Требования настоящего стандарта должны учитываться при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении ГЭС, предусматривающих создание (модернизацию) ГРАМ, а также при разработке технической (в том числе инструктивной) документации для диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и персонала ГЭС.

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

1.6 Настоящий стандарт не устанавливает требования по проверке готовности участия ГЭС в общем первичном регулировании частоты, нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

Издание официальное

ГОСТ Р 55890—2013 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

ГОСТ Р 59950 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидравлических электростанций, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

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.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРВ — автоматический регулятор возбуждения;

АТ — автотрансформатор;

ВЛ — воздушная линия электропередачи;

ГА — гидроагрегат;

ЗВМ — задатчик вторичной мощности;

НПРЧ — нормированное первичное регулирование частоты;

ОПРЧ — общее первичное регулирование частоты;

ОРУ — открытое распределительное устройство;

ПА — противоаварийная автоматика;

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

РЗА — релейная защита и автоматика;

СК — синхронный компенсатор;

СШ — система шин;

Т — трансформатор;

УВК — управляющий вычислительный комплекс;

УРОВ — устройство резервирования отказа выключателей;

ЦКС АРЧМ — центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

ЦС АРЧМ — централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

ЭГР — электрогидравлический регулятор или иное устройство автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов, обеспечивающее функцию управления положением регулирующих органов гидротурбины.

4 Общие функциональные требования к ГРАМ

4.1 ГРАМ должна обеспечивать выполнение требований, установленных ГОСТ Р 55890—2013 (подраздел 6.3) и ГОСТ Р 56969—2016.

4.2 ГРАМ должна обеспечивать следующие режимы автоматического регулирования:

4.2.1 Регулирование заданной активной мощности ГЭС или отдельных групп ГА с учетом требуемой первичной мощности при текущем значении частоты (режим «регулирование мощности»).

4.2.2 Регулирование заданного уровня частоты в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе или части Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), временно выделившейся на изолированную работу, при использовании ГЭС для автоматического астатического регулирования частоты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55890—2013 (подраздел 6.4) (режим «регулирование частоты»).

4.3 ГРАМ должна обеспечивать возможность распределения нагрузки между ГА, работающими на групповом регулировании, с учетом индивидуальных ограничений по максимальной мощности и зонам нерекомендованной работы по одному из следующих способов:

а) равенство мощностей или открытий направляющих аппаратов при идентичности энергетических характеристик ГА;

б) равенство пропорций зон разрешенной работы регулировочного диапазона, в которых в текущий момент находятся рабочие точки ГА;

в) минимум суммарных потерь при различных энергетических характеристиках гидроагрегатов[1)].

4.4 В ГРАМ на каждом цикле функционирования должно формироваться:

а) текущее суммарное задание ГЭС с учетом задания плановой мощности (в том числе получаемого с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с ГОСТ Р 59950), задания вторичной мощности ГЭС от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ или от регулятора частоты ГРАМ (при его наличии), команд ПА на изменение мощности ГЭС, задания от оперативного персонала ГЭС;

б) групповое задание ГЭС как разность между суммарным заданием ГЭС и текущей мощностью ГА, работающих на индивидуальном управлении.

4.5 При начальном вводе в работу ГРАМ, а также после деблокировки группового регулирования, ранее прерывавшегося/отсутствовавшего по любой причине, суммарное задание в ГРАМ должно автоматически устанавливаться равным фактической мощности ГЭС.

4.6 При подключении к управлению ГРАМ первого ГА начальное задание ему от ГРАМ должно быть равным фактической мощности ГА.

4.7 ГРАМ должна поддерживать суммарную мощность ГЭС в соответствии с суммарным заданием ГЭС после ручного или автоматического включения или отключения, перевода в режим СК и обратно ГА, работающих под управлением ГРАМ, а также при пуске, останове или изменении активной мощности ГА, работающих в режиме индивидуального управления.

4.8 Действие ГРАМ не должно приводить к возникновению незатухающих колебаний мощности (самораскачиванию) ГЭС.

4.9 При действии ГРАМ отклонения суммарной текущей мощности ГЭС от суммарного задания ГЭС не должны превышать ±1 % номинальной мощности включенных в работу ГА во всем диапазоне мощностей ГЭС. Допускается однократное отклонение суммарной текущей мощности ГЭС от суммарного задания ГЭС не более ±2 % номинальной мощности включенных в работу ГА продолжительностью не более 15 с в результате следующих событий:

- при пуске, останове или изменении активной мощности ГА, связанном с переводом через зону нерекомендованной работы;
- переводе какого-либо ГА на групповое регулирование;
- переходе на управление несколькими группами ГА с перераспределением нагрузки по этим группам;
- перераспределении нагрузки при изменении индивидуальных технологических ограничений ГА.

4.10 Процесс регулирования ГРАМ суммарной мощности ГЭС должен иметь апериодический характер. При ступенчатом изменении плановой мощности ГЭС допускается однократное перерегулирование, наблюдаемое в сумме заданных мощностей, поступающих на ГА под управлением ГРАМ, не более 1 % от текущей мощности ГЭС.

[1)] Принятие данного способа распределения обосновывается в каждом конкретном случае при наличии натурных энергетических характеристик, определяющих возможность повышения выработки ГЭС не менее чем на 0,2 % за счет оптимизации распределения.

4.11 В ГРАМ должно производиться автоматическое изменение суммарного задания ГЭС при автоматическом отключении или пуске и загрузке ГА по командам ПА с соблюдением следующих требований:

4.11.1 При отключении ГА устройствами ПА задание мощности в ГРАМ должно автоматически уменьшаться на величину мощности отключенных агрегатов.

4.11.2 При частотном пуске ГА в генераторный режим задание мощности в ГРАМ должно автоматически увеличиваться на сумму мощностей пускаемых агрегатов.

4.12 В ГРАМ должна быть предусмотрена возможность ступенчатого изменения задания мощности на заранее определенную величину по дискретным сигналам устройств ПА.

4.13 В ГРАМ должно быть предусмотрено отключение от управления ГА при его отделении от схемы ГЭС посредством отключения коммутационных аппаратов распределительного устройства ГЭС.

4.14 ГРАМ должна автоматически блокировать изменение задания вторичной мощности ГЭС при получении команд ПА на отключение ГА или изменение мощности ГЭС. После ручной деблокировки команд ПА в ГРАМ задание вторичной мощности ГЭС должно автоматически обнуляться.

4.15 В ГРАМ должно автоматически отключаться управление ГА при подаче оперативным персоналом ГЭС команды на останов ГА, отключении генераторного выключателя, при переводе ГА в режим СК, при работе защиты от неисправности канала связи ЭГР с ГРАМ, срабатывании технологических защит ГА, а также при получении автоматической команды или команды оперативного персонала ГЭС на отключение ГА от группового управления.

4.16 В ГРАМ должна быть предусмотрена возможность автоматического формирования задания плановой мощности по заранее введенному суточному графику нагрузки, заданному в виде значений нагрузки с 1-го до 24-го часа суток с дискретностью 1 ч, в том числе получаемого с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с ГОСТ Р 59950. При этом задание плановой мощности должно формироваться в ГРАМ плавным изменением (интерполяцией) по прямой, соединяющей последовательные значения мощности в начале и конце часа.

4.17 При формировании группового задания в ГРАМ должно обеспечиваться непротиводействие выдаче требуемой первичной мощности каждого ГА при заданных параметрах первичного регулирования для режима ОПРЧ или НПРЧ.

4.18 В ГРАМ должна быть предусмотрена возможность ввода оперативных ограничений нижней и верхней границ диапазона регулирования ГА, предусматривающих заданную для ГА величину резервов НПРЧ.

4.19 Органы управления ГРАМ должны обеспечивать возможность выполнения персоналом ГЭС следующих операций:

а) изменения задания мощности ГЭС или ее отдельных частей;

б) ручного подключения и отключения управления ГА от ГРАМ;

в) изменения ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС, оперативных ограничений диапазона вторичного регулирования ГЭС;

г) изменения ограничений максимальной и минимальной мощности ГА, границ зон ограниченной и нерекомендованной работы ГА, технологических ограничений регулировочного диапазона ГА, оперативных ограничений диапазона регулирования ГА в пределах зоны разрешенной работы;

д) переключения режимов работы ГРАМ с режима регулирования мощности с коррекцией по частоте на режим регулирования частоты и обратно (при использовании в ГРАМ режима регулирования частоты);

е) при использовании в ГРАМ режима регулирования частоты:

плавное или ступенчатое изменение уставки по частоте в пределах от 49 до 51 Гц с дискретностью не более 0,01 Гц;

плавное или ступенчатое изменение уставок «мертвой полосы» по частоте в диапазоне (50,0 ± 0,2) Гц с точностью 0,01 Гц с раздельным регулированием ее нижних и верхних пределов.

4.20 Настроечные параметры для режима регулирования мощности с коррекцией по частоте и режима регулирования частоты должны задаваться в ГРАМ независимо друг от друга. Изменение настроечных параметров при переводе ГРАМ из одного режима в другой должно производиться автоматически в момент перехода.

4.21 Разрешающая способность измерений частоты в системе ГРАМ должна быть не ниже 0,001 Гц с диапазоном измерения 45—55 Гц.

4.22 Точность измерения частоты в системе ГРАМ не должна быть ниже 0,001 Гц во всем диапазоне измерений.

4.23 ГРАМ не должна вносить запаздываний в тракты регулирования с учетом времени обработки первичных измерителей режимных параметров, длительности рабочего цикла решения задачи формирования регулирующих воздействий, частоты обновления регулирующего сигнала:

- более чем 0,5 с для режима регулирования мощности с коррекцией по частоте;
- более чем 0,2 с для режима регулирования частоты.

4.24 В ГРАМ должна быть предусмотрена возможность автоматического снятия заданных оперативных ограничений максимальной и минимальной мощности ГЭС по командам ПА, имеющим более высокий приоритет.

4.25 Ограничения максимальной и минимальной мощности ГЭС, диапазон вторичного регулирования должны автоматически рассчитываться в ГРАМ на основе информации, принимаемой от ЭГР (ограничения максимальной и минимальной мощности ГА, границы зон ограниченной и нерекомендованной работы ГА, технологические ограничения регулировочного диапазона ГА). При невозможности передачи от ЭГР указанной информации ГРАМ должна обеспечивать возможность задания ограничений максимальной и минимальной мощности, границ зон ограниченной и нерекомендованной работы, технологических ограничений регулировочного диапазона ГА, диапазона вторичного регулирования каждого ГА, а также должна обеспечивать автоматическую коррекцию данных параметров при изменении напора ГЭС.

4.26 При достижении заданных оперативных ограничений диапазона вторичного регулирования ГЭС, технологических ограничений регулировочного диапазона или ограничений диапазона регулирования на всех ГА, подключенных на групповое управление, в ГРАМ должно блокироваться дальнейшее изменение вторичного задания ГЭС в сторону ограничения и выдаваться соответствующие сообщение персоналу ГЭС и телесигнал блокировки вторичного регулирования на загрузку или разгрузку ГЭС в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ. При этом в ГРАМ должно быть предусмотрено задание уставок для остатка диапазона вторичного регулирования ГЭС для формирования и снятия телесигнала блокировки вторичного регулирования на загрузку или разгрузку ГЭС в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

4.27 Телесигнал блокировки автоматического вторичного регулирования на загрузку или разгрузку ГЭС должен передаваться из ГРАМ ГЭС в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ непрерывно в течение всего времени существования ограничений.

4.28 При наличии на ГА зоны нерекомендованной работы внутри рабочего диапазона нагрузок в ГРАМ должна быть предусмотрена возможность автоматического перевода необходимого количества ГА через данную зону при снижении или увеличении нагрузки ГЭС при оснащении данных ГА средствами технологической автоматики и защитами, обеспечивающими выполнение всех ограничений, предусмотренных в эксплуатационной документации на ГА.

4.29 Если изменение мощности ГА осуществляется только для обработки заданий вторичной мощности от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ, то использование в ГРАМ алгоритмов автоматического перевода отдельных ГА через зоны нерекомендованной работы не допускается.

4.30 В ГРАМ должно быть предусмотрено изменение задания активной мощности ГА, не оснащенных средствами технологической автоматики и защитами, обеспечивающими выполнение всех ограничений, предусмотренных в эксплуатационной документации на ГА, в пределах зоны разрешенной работы ГА при существующем напоре без автоматического перевода ГА через зоны нерекомендованной работы.

4.31 В ГРАМ должна обеспечиваться возможность задания скорости изменения плановой мощности ГЭС, а также ограничения максимальной скорости изменения задания вторичной мощности ГЭС от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

4.32 В ГРАМ скорость изменения задания активной мощности ГА должна быть ограничена максимально допустимой скоростью загрузки и разгрузки каждого ГА, определенной в эксплуатационной документации на ГА.

5 Требования к взаимодействию ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ и ЭГР

5.1 ГРАМ должна формировать информацию о величине текущего резерва регулирования ГЭС на разгрузку и на загрузку, предоставлять ее персоналу ГЭС и передавать в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

5.2 Должна быть обеспечена возможность приема в ГРАМ от внешних систем следующего минимального состава информации:

- активной мощности каждого генератора;
- частоты напряжения на шинах ГЭС или ее секций;

- задания плановой мощности ГЭС;
- положения выключателей генераторов (блоков «генератор-трансформатор»);
- положения разъединителей для блоков «генератор-трансформатор» без генераторных выключателей;
- сигналов срабатывания противоаварийной автоматики (частотный пуск, отключение генераторов, ступенчатое изменение мощности);
- сигналов отключения и включения ЗВМ персоналом ГЭС;
- сигналов готовности каждого ГА к управлению от ГРАМ;
- сигналов нахождения каждого ГА под управлением ГРАМ;
- сигналов работы ГА в режиме СК;
- сигналов изменения режима работы ГРАМ: «регулирование мощности» или «регулирование частоты»;
- задания вторичной мощности от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

5.3 Для обеспечения взаимодействия с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ в ГРАМ ГЭС должны быть организованы:

а) модуль связи с УВК с функциями приема и передачи телеинформации, контролем исправности каналов связи ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ;

б) ЗВМ, выполняющий функции:
- включения/отключения централизованного управления ГЭС от УВК;
- обработки задания вторичной мощности ГЭС, поступающего от УВК;
- проверки достоверности поступающего задания вторичной мощности ГЭС;
- защиты от недопустимого изменения задания вторичной мощности ГЭС;
- блокировки изменения задания вторичной мощности ГЭС с запоминанием на выходе ЗВМ предшествовавшего значения задания вторичной мощности ГЭС;
- оперативного ввода ограничений диапазона и скорости изменения задания вторичной мощности ГЭС.

5.4 В ГРАМ должен быть обеспечен прием от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ следующей информации:
- величины задания вторичной мощности ГЭС;
- команды включения ГЭС на централизованное управление;
- команды отключения ГЭС от централизованного управления.

5.5 От ГРАМ в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должна быть обеспечена передача следующей информации:
- суммарной активной мощности ГЭС;
- значения плановой мощности ГЭС;
- расчетной величины первичной мощности ГЭС (частотная коррекция);
- задания вторичной мощности ГЭС (выход ЗВМ);
- измеренного значения частоты на шинах ГЭС;
- значений резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку ГЭС;
- количества ГА, подключенных к ГРАМ ГЭС;
- сигналов исчерпания резерва вторичного регулирования ГЭС на загрузку и разгрузку;
- сигнала готовности к централизованному управлению;
- сигнала включения на централизованное управление;
- сигналов исправности основного и резервного каналов связи с УВК;
- сигнала блокировки ЗВМ.

5.6 Для взаимодействия ГРАМ и ЭГР должны быть организованы прием и передача необходимой телеинформации с контролем исправности каналов связи между ГРАМ и ЭГР.

5.7 В ГРАМ должна быть обеспечена возможность приема от ЭГР следующего минимального объема сигналов:
- измеренной активной мощности (открытия направляющего аппарата);
- задания первичной мощности;
- сигнала исправности ЭГР;
- сигнала готовности ГА к групповому регулированию;
- сигнала подтверждения управления ГА от ГРАМ;
- сигнала подтверждения возможности перевода ГА через зоны нерекомендованной или ограниченной работы;
- сигнала достижения ограничения по максимальной и минимальной мощности ГА;
- сигнала участия ГА в НПРЧ;

- сигнала работы ГА в режиме СК;
- сигнала отключения ГА от управления ГРАМ при его останове или в результате срабатывания технологических защит ГА;
- признака работы ЭГР в режиме «Мощность» или «Изолированный»;
- ограничения минимальной мощности ГА (с учетом его коррекции по напору и уровней бьефов);
- ограничения максимальной мощности ГА (с учетом его коррекции по напору и уровней бьефов);
- границ зон ограниченной работы (с учетом их коррекции по напору и уровней бьефов);
- границ зон нерекомендованной работы (с учетом их коррекции по напору и уровней бьефов);
- технологических ограничений регулировочного диапазона ГА.

5.8 От ГРАМ в ЭГР должна быть обеспечена передача следующей информации:
- команд включения ГА на управление от ГРАМ;
- команд отключения ГА от управления ГРАМ;
- заданий активной мощности (открытия направляющего аппарата);
- сигнала исправности ГРАМ.

6 Требования к защитам и сигнализации ГРАМ

6.1 ГРАМ должна быть оснащена защитами и блокировками, исключающими неправильные действия при изменении схемы коммутации и возникновении технологических нарушений на ГЭС, а также при внутренних повреждениях в схеме и аппаратуре ГРАМ.

6.2 В ГРАМ должна быть предусмотрена защита, предотвращающая изменение группового задания при исчезновении входных сигналов задания мощности и обратной связи по мощности.

6.3 ГРАМ должна отключать от управления гидроагрегаты, ЭГР которых не реагирует или реагирует в противоположную сторону на поступающий сигнал задания мощности от ГРАМ, а также возвращать мощность ГЭС к заданной величине.

6.4 При отказе ГРАМ должен обеспечиваться автоматический перевод подключенных к ГРАМ ГА в режим индивидуального управления.

6.5 При ступенчатом изменении группового задания (регулируемая ступень 20 % — 100 % от мощности ГЭС) ГРАМ должна автоматически выводиться из работы с отключением группового управления ГА, при этом ГРАМ должна выдавать сигнализацию о недопустимом ступенчатом изменении группового задания.

6.6 ГРАМ не должен реагировать на кратковременные (1—2 с) перебои питания ГРАМ. При исчезновении напряжения питания ГРАМ должна обеспечивать автоматический перевод ГА, подключенных к ГРАМ, в режим индивидуального управления.

6.7 В ГРАМ должна быть предусмотрена защита, предотвращающая ложное действие ГРАМ при фиксации недостоверности внешних входных сигналов.

6.8 В ГРАМ должно быть предусмотрено автоматическое отключение ГА от группового управления при фиксации неисправности связи с ЭГР, неисправности самого ЭГР, при срабатывании технологических защит ГА.

6.9 Отключение ГА от управления ГРАМ должно сопровождаться формированием сигнала для персонала ГЭС об исключении ГА из группового регулирования.

7 Требования к испытаниям системы группового регулирования активной мощности ГЭС

7.1 Для проверки выполнения функциональных и технических требований к ГРАМ, установленных настоящим стандартом, следует проводить испытания.

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

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

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

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

7.2 Испытания ГРАМ следует проводить по программе, разработанной в соответствии с методикой испытаний согласно приложению А.

7.3 Испытания ГРАМ проводятся с использованием ПАК РВ.

7.4 Для проведения испытаний ГРАМ 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 ГРАМ, собственника либо иного законного владельцем объекта электроэнергетики, на котором планируется к установке (установлена) ГРАМ, или иного лица, заинтересованного в проведении испытаний (далее — владелец ГРАМ), к организации, осуществляющей испытания, могут предъявляться дополнительные требования, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации или владельцем устройства соответственно.

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

7.6.1 Общее техническое описание ГРАМ, включающее:

а) руководство (инструкция) по эксплуатации ГРАМ, включающее техническое описание;

б) функционально-логические схемы ГРАМ;

в) инструкцию по монтажу, настройке и вводу в эксплуатацию системы ГРАМ;

г) письмо или иной официальным документ разработчика ГРАМ с указанием номера версии алгоритмов, применяемых на сертифицируемой ГРАМ;

д) краткое описание алгоритмов функционирования ГРАМ;

е) письменное обязательство разработчика ГРАМ по:

1) использованию соответствующего номера версии алгоритма исключительно в отношении сертифицируемого алгоритма функционирования ГРАМ;
2) обязательному указанию номера версии алгоритма функционирования ГРАМ на выпускаемых ГРАМ в доступной пользователям информации о программном обеспечении ГРАМ и в документации на ГРАМ в целях идентификации применяемой версии алгоритмов функционирования ГРАМ;
3) уведомлению организации, осуществляющей испытания о внесении изменений в программное обеспечение сертифицируемого типа ГРАМ, влияющих на алгоритм функционирования ГРАМ, с указанием номеров, присвоенных измененным (новым) версиям алгоритма функционирования ГРАМ;

ж) методику выбора параметров настройки ГРАМ (с примерами);

и) типовую форму бланка параметров настройки ГРАМ;

к) параметры настройки ГРАМ для проведения испытаний, а также обоснование их выбора.

7.6.2 Предустановленные (заводские) значения параметров настройки ГРАМ, а также их минимально и максимально допустимые значения, минимальный шаг изменения параметров настройки.

7.7 Все документы и информация должны представляться на русском языке.

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

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

7.10 Организация, осуществляющая испытания, проводит их в соответствии с порядком подготовки и проведения испытаний ГРАМ согласно приложению А (пункт А.2).

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

7.12 Протокол испытаний ГРАМ должен содержать следующую информацию:

- наименование и адрес производителя и владельца (если владелец не является производителем) ГРАМ;
- 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 ГРАМ (тип, номер версии алгоритма функционирования и номер версии программного обеспечения, структурная схема алгоритма функционирования и ее описание);
- описание тестовой модели энергосистемы, на которой проводились испытания;
- параметры ПАК РВ;
- параметры настройки (уставки) испытываемой ГРАМ 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, информация о внутренних вычисляемых переменных и сигналах, показания регистрирующих приборов, достаточные для оценки правильности функционирования испытываемой ГРАМ в каждом из проведенных экспериментов;
- скорректированные параметры настройки ГРАМ в случае, если такие параметры были изменены по сравнению с первоначально выбранными параметрами настройки, с приложением обоснования корректировки;
- оценку правильности функционирования ГРАМ в каждом из проведенных экспериментов и выводы о соответствии или несоответствии проверяемых параметров ГРАМ настоящему стандарту, в том числе отдельно по каждому проверяемому параметру, характеристике.

7.13 ГРАМ считают успешно прошедшей испытания, если по результатам оценки правильности ее функционирования в каждом из проведенных экспериментов сделан вывод о соответствии всех проверяемых параметров ГРАМ требованиям настоящего стандарта.

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

7.15 Информация о результатах испытаний (протокол испытаний) должна храниться у владельца ГРАМ.

7.16 В случае если испытания проводились по инициативе производителя ГРАМ, 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 ГРАМ требованиям настоящего стандарта.

7.17 Информация о результатах испытаний, полученная субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с 7.14, 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 системы группового регулирования активной мощности ГЭС 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 ГРАМ на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ типа RTDS (Real Time Digital Simulator) или иного ПАК РВ при обеспечении получения на нем переходных процессов, свойств математической модели и результатов проверки алгоритмов и параметров ГРАМ, аналогичных переходным процессам, свойствам математической модели и результатам проверки алгоритмов и параметров ГРАМ, полученным при использовании математической модели энергосистемы, созданной в RTDS.

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 ГРАМ 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.23) в отношении ГРАМ, ранее с положительным результатом прошедшей 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 ГРАМ

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

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

Для проведения испытаний владелец ГРАМ должен передать организации, осуществляющей испытания, один образец ГРАМ и согласовать с ней схемы его подключения к интерфейсным блокам ПАК РВ.

А.3 Предварительный анализ документации для проведения испытаний ГРАМ

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

А.4 Разработка, настройка и подготовка 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 скоростью генераторов;
- элементы, обеспечивающие моделирование действия устройств и комплексов РЗА;
- 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 ГРАМ на соответствие системным техническим требованиям, предусмотренным настоящим стандартом.

А.4.1.3 Тестовая модель энергосистемы должна обеспечивать возможность подключения ГРАМ в соответствии с документацией производителя ГРАМ к элементам ПАК РВ, достаточной для корректного функционирования работы алгоритмов ГРАМ, и позволяющее обеспечивать адекватное функционирование ГРАМ при выполнении всех экспериментов программы проверки.

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 ГА с блочными трансформаторами;
- ОРУ на напряжении 500 кВ, выполненное по полуторной схеме;
- ОРУ на напряжении 220 кВ, состоящее из двух секций шин по две СШ в каждой;
- два автотрансформатора 500/220 кВ;
- выключатели (В) и разъединители (Р).

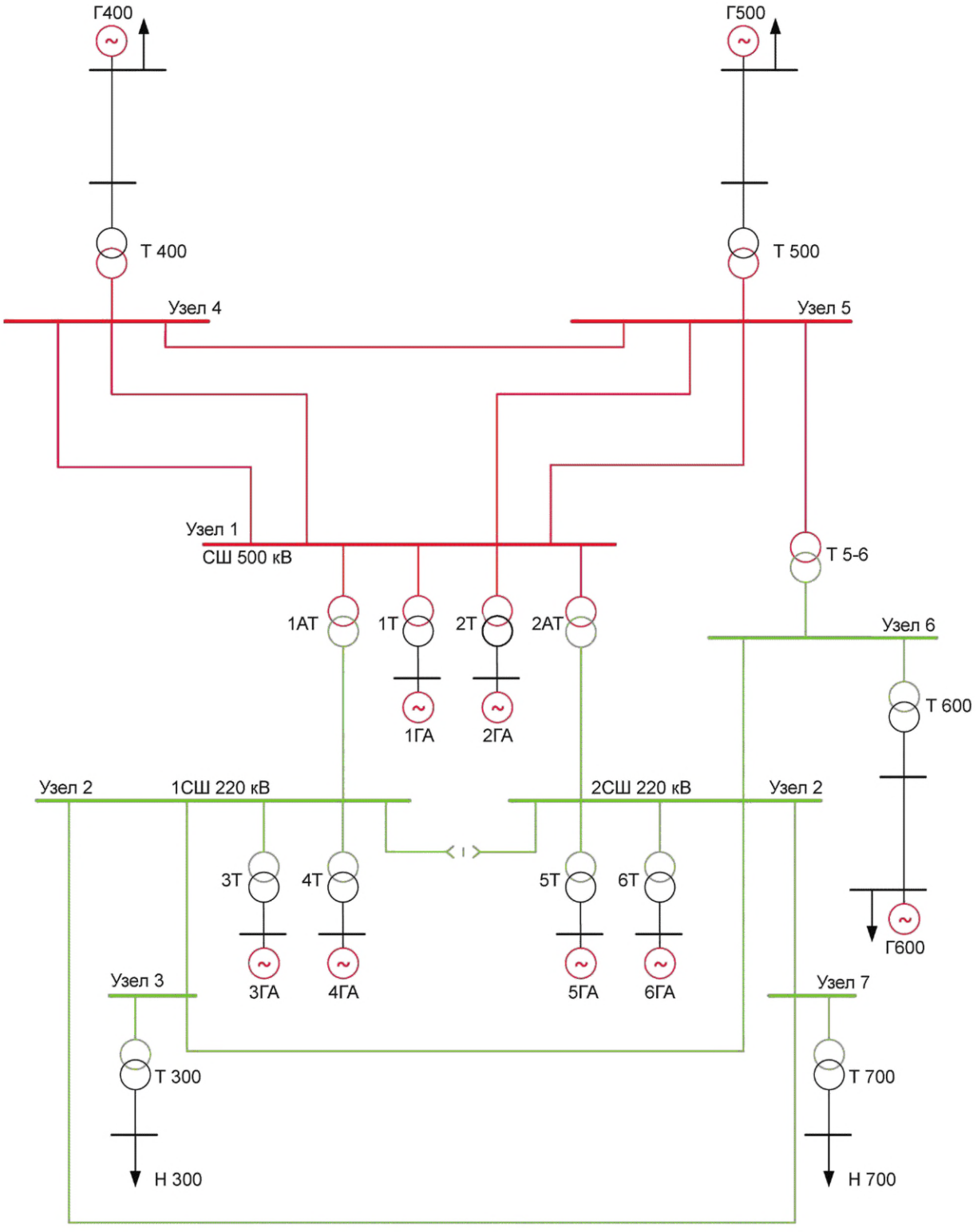
Два гидроагрегата должны быть подключены к ОРУ 500 кВ, а четыре — к ОРУ 220 кВ в соответствии со схемами математических моделей ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ, представленными на рисунках А.2 и А.3.

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

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

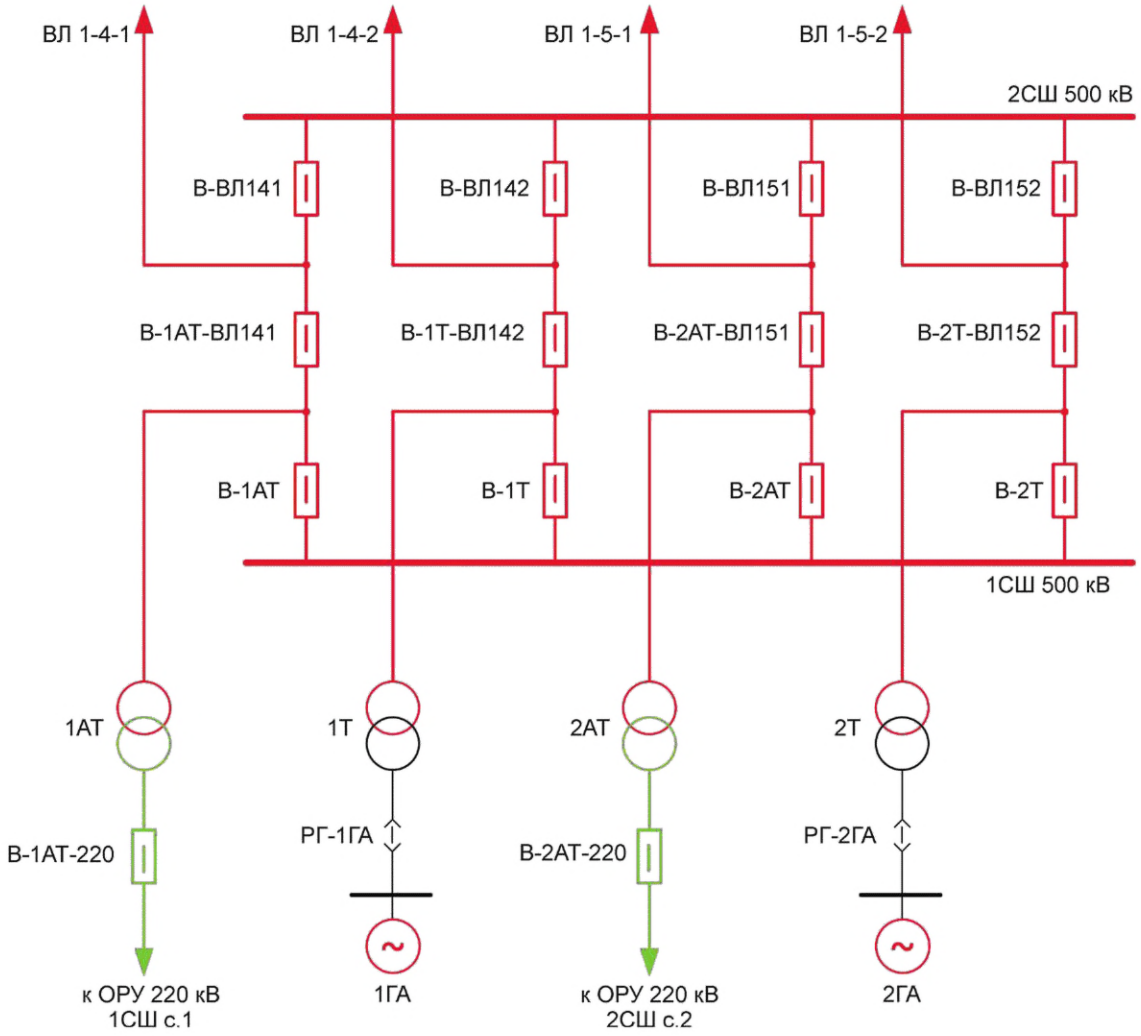
Название		R_1	X_1	B
полное	короткое	Ом		мкСим
Узел 1 (шины 500) — Узел 4	ВЛ 1-4-1	12	240	–1200
Узел 1 (шины 500) — Узел 4	ВЛ 1-4-2	12	240	–1200
Узел 1 (шины 500) — Узел 5	ВЛ 1-5-1	12	240	–1200
Узел 1 (шины 500) — Узел 5	ВЛ 1-5-2	12	240	–1200
Узел 4 — Узел 5	ВЛ 4-5	6	60	–600
Узел 2 (шины 220 СШ1) — Узел 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 использованы следующие обозначения:
R_1 — активное сопротивление прямой последовательности линии;
X_1 — индуктивное сопротивление прямой последовательности линии;
B — емкостная проводимость прямой последовательности линии.



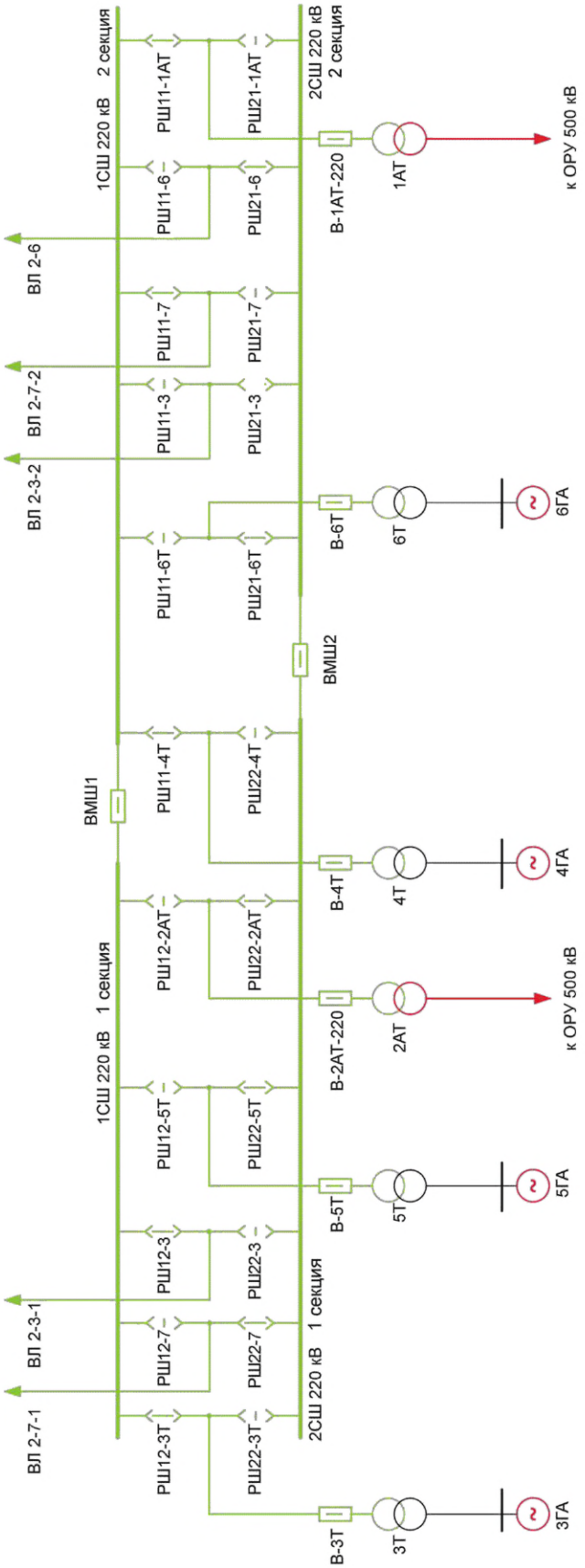
Н — нагрузка; Г — генератор

Рисунок А.1 — Общая схема тестовой модели энергосистемы



В — выключатель; РГ — разъединитель генераторный

Рисунок А.2 — Схема модели ОРУ 500 кВ



РШ — разъединитель шинный; В — выключатель; ВМШ — выключатель междушинный

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	мкСим	мкСим
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 сокращения и 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);

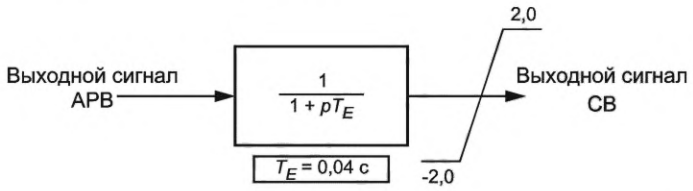
T''_{d0} — постоянная времени затухания сверхпереходных составляющих токов ротора в продольной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

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.



p — комплексная переменная (преобразования Лапласа); СВ — система возбуждения; T_E — постоянная времени

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-дифференциальный регулятор напряжения;
- канал регулирования по первой производной тока ротора;
- канал регулирования по отклонению частоты напряжения статора;
- канал регулирования по первой производной частоты напряжения статора.

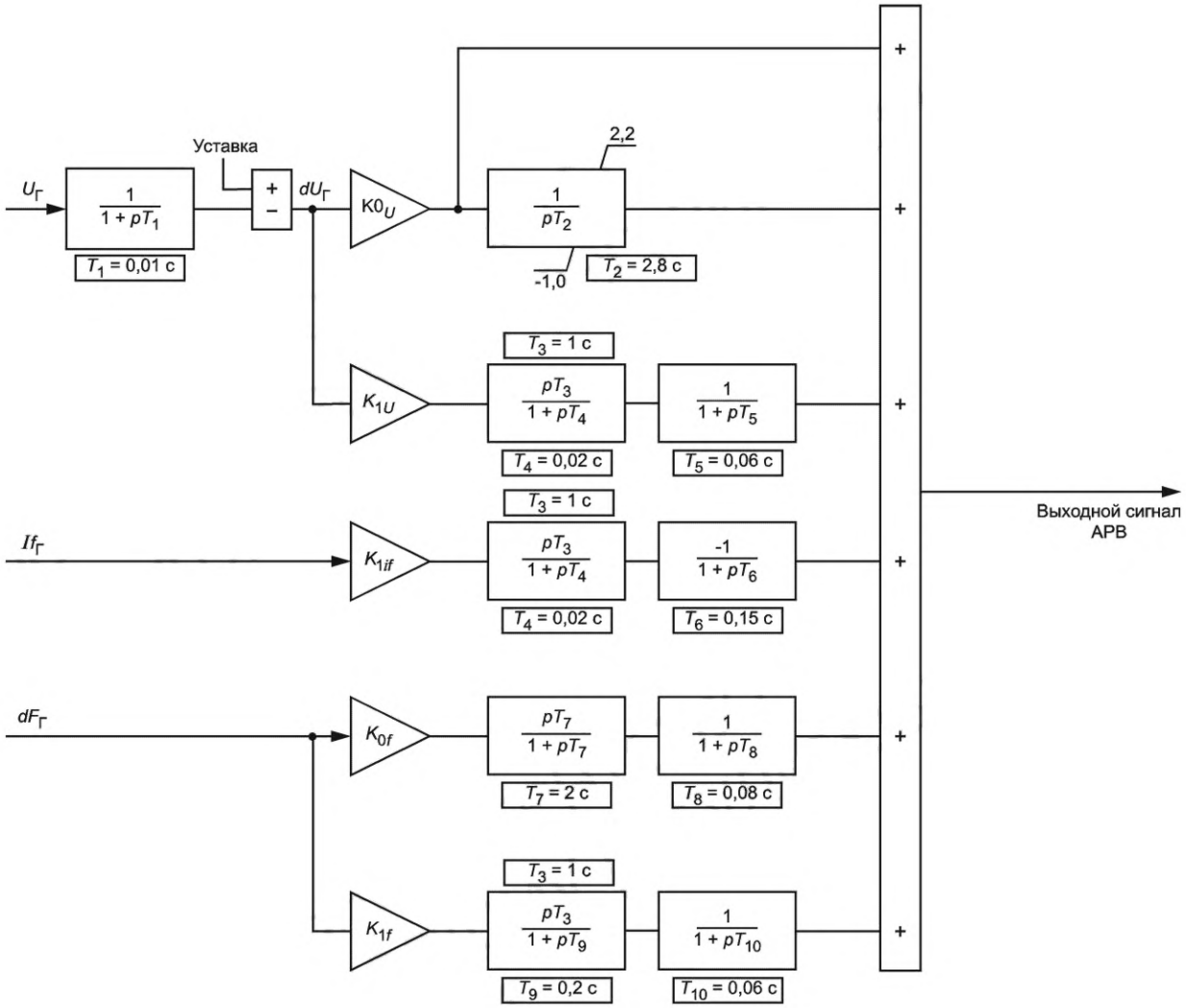
Модель регулятора возбуждения должна быть дополнена алгоритмами:

- 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.

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 использованы следующие сокращения и обозначения:
е.в.н. — единица возбуждения номинальная;
е.н.с. — единица напряжения статора;
е.т.р. — единица тока ротора.



p — комплексная переменная (преобразования Лапласа); 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; T — постоянная времени.

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

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:

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

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

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.

Номинальные мощности нагрузок, значения коэффициентов статической характеристики нагрузки и регулирующего эффекта нагрузки должны быть приняты согласно таблице А.5.

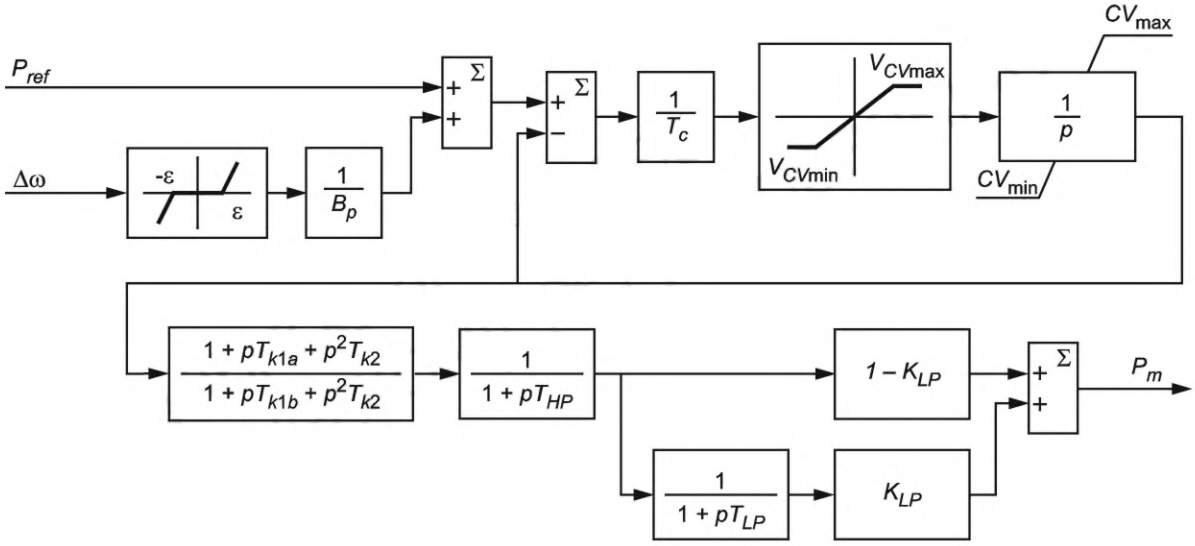
Таблица А.5 — Параметры нагрузки

Нагрузка	Номинальная мощность, МВт		a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2	$k_{нг}$
	двигательной нагрузки	статической нагрузки							
Н 300	500	300	0	0	1	0	0	1	1
Н 700	330	200	0	0	1	0	0	1	1
Н 600	670	400	0	0	1	0	0	1	1
Н 500	2700	1440	0	0	1	0	0	1	1
Н 400	49200	26240	0,1	0,9	0	0,5	0,5	0	0

А.4.2.8 Тестовая модель энергосистемы 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 (Pm = const).

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_c	0,3	0,1
T_{k1a}	20	30
T_{k1b}	40	70
T_{k2}	300	825
T_{HP}	0,5	0,3
T_{LP}	9	7
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



p — комплексная переменная (преобразования Лапласа); P_m — механическая мощность на валу турбины, о.е.; P_{ref} — задание по активной мощности генератора, о.е.; Δω — отклонение скорости вращения гидроагрегата от номинальной, о.е.; V_{CVmax} — максимальная скорость открытия регулирующих клапанов, о.е./с; V_{CVmin} — минимальная 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_c — эквивалентная постоянная времени главного сервомотора, с; T_{HP} — постоянная времени части высокого давления турбины, с; T_{LP} — постоянная времени промежуточного перегрева, с; K_{LP} — доля пара в промежуточном перегреве, с

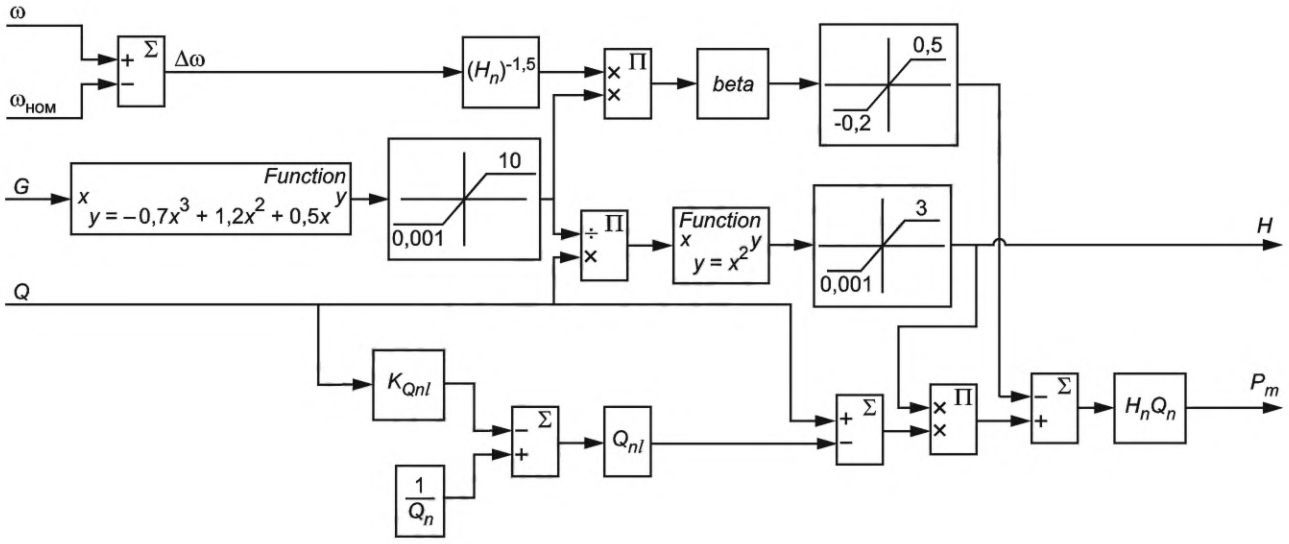
Рисунок А.6 — Схема математической модели регуляторов скорости и турбин эквивалентных агрегатов

А.4.2.9 Тестовая модель энергосистемы должна предусматривать возможность работы ГРАМ с моделями ЭГР, оснащенных следующими типами моделей гидротурбин:

- радиально-осевые вертикальные;
- пропеллерные вертикальные (и поворотно-лопастные вертикальные с фиксированным положением лопастей рабочего колеса);
- диагональные вертикальные;
- поворотно-лопастные вертикальные.

А.4.2.10 Математическая модель радиально-осевой турбины должна задаваться в соответствии с рисунком А.7, а ее параметры в соответствии с таблицей А.5.

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.



p — комплексная переменная (преобразования Лапласа); ω — скорость вращения гидроагрегата, о.е.; $\omega_{ном}$ — номинальная скорость вращения гидроагрегата, о.е.; $\Delta\omega$ — отклонение скорости вращения гидроагрегата от номинальной, о.е.; Σ — оператор суммирования; П — оператор произведения (деления); *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.

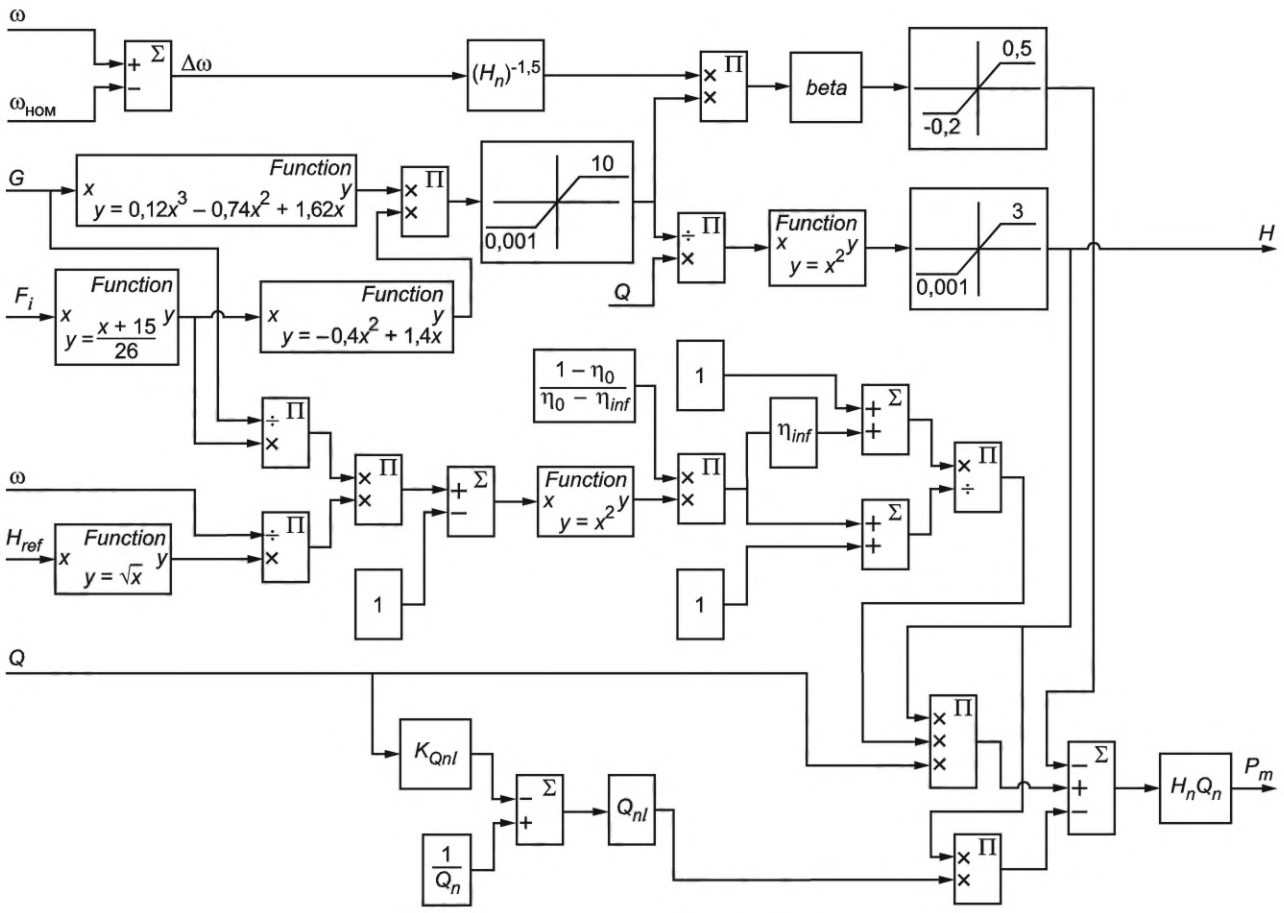
Рисунок А.7 — Схема математической модели радиально-осевой турбины ГЭС

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.4.2.11 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.6.

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.4.2.12 Математическая модель пропеллерной турбины и математическая модель поворотно-лопастной турбины с фиксированным положением лопастей должны задаваться в соответствии с рисунком А.9, 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*.

Таблица А.9 — Параметры математической модели пропеллерной 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

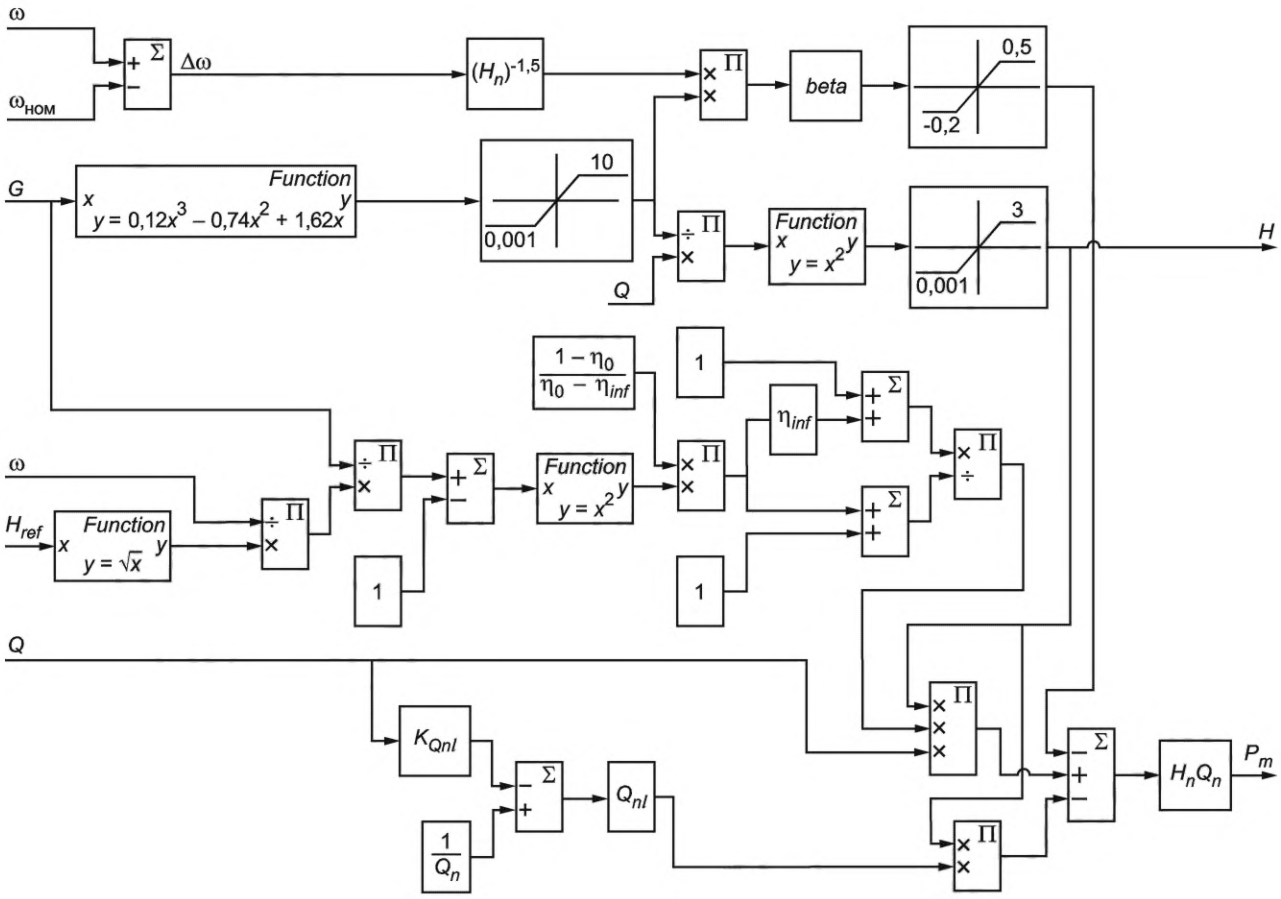


Рисунок А.9 — Схема математической модели пропеллерной турбины ГЭС

А.4.2.13 Тестовая модель энергосистемы должна предусматривать возможность подключения модели ГРАМ к ЭГР соответствующего типа.

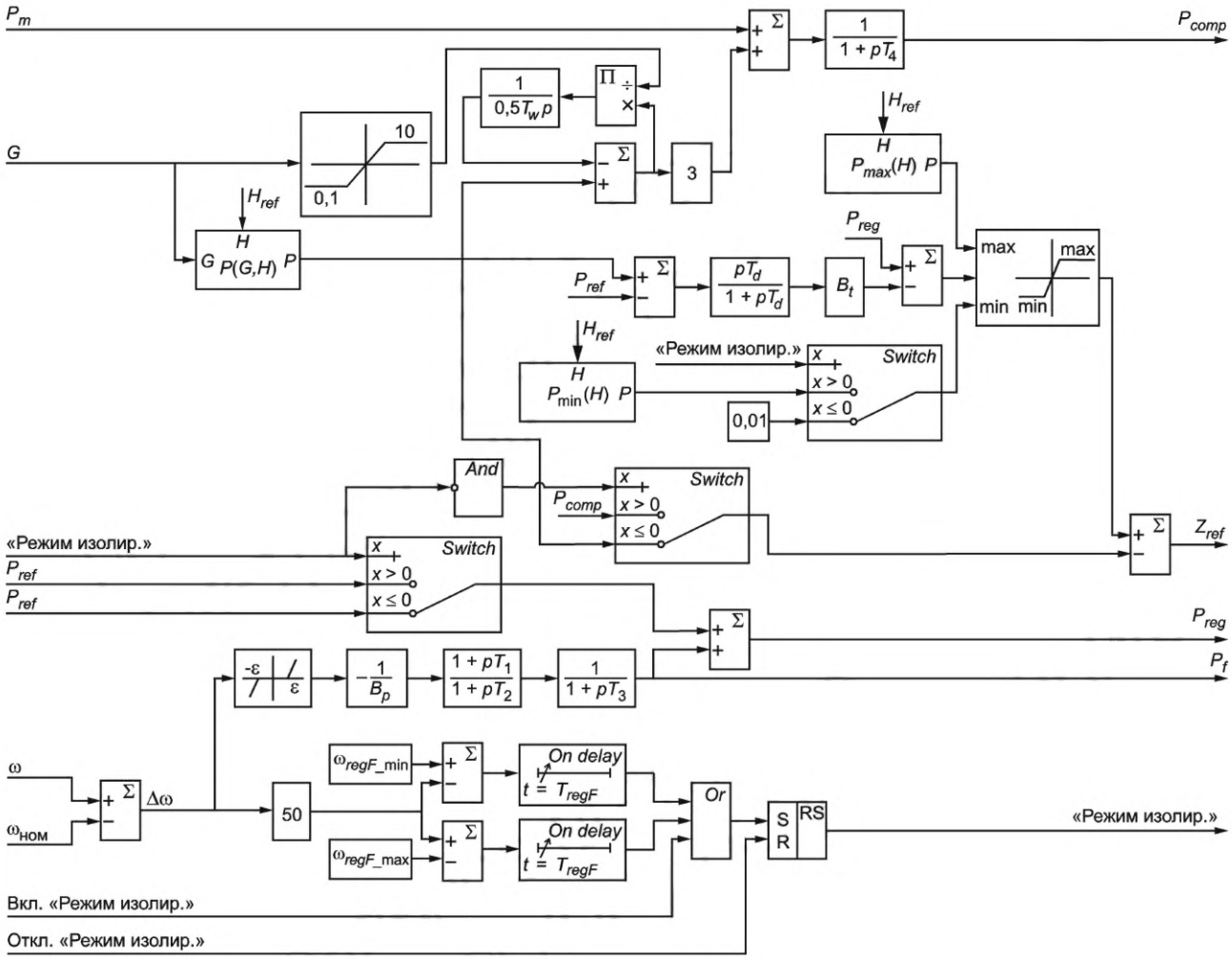
А.4.2.14 Структурная схема модели ЭГР, подключаемой к моделям пропеллерной турбины и модели радиально-осевой турбины, должна быть принята в соответствии с рисунком А.10.

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

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

Параметр	Значение в режиме	
	регулирования мощности с коррекцией по частоте, удовлетворяющие 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	

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.



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.; $\Delta\omega$ — 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; ω_{regF_min} — уставка по минимальной частоте алгоритма автоматического перевода на параметры для изолированного режима работы, Гц; ω_{regF_max} — 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

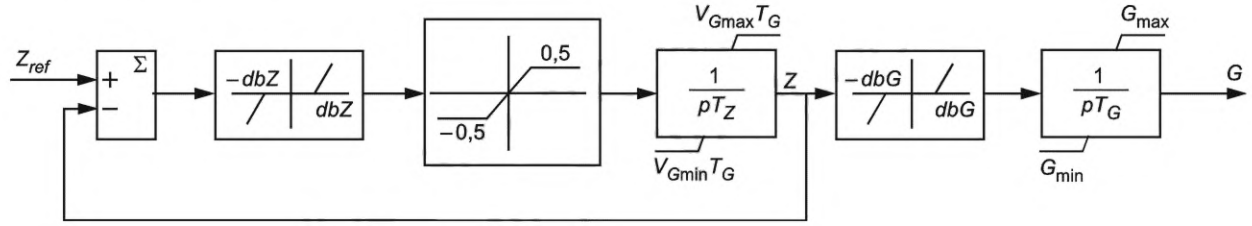
Таблица А.11 — Зависимость выдаваемой мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата при различных значениях фактического напора ГЭС $P(G,H)$ модели ЭГР, подключаемой к модели радиально-осевой турбины

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	—
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_{Gmax}	0,04	0,04
V_{Gmin}	–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.4.2.15 Структурная схема модели ЭГР, подключаемого к модели поворотно-лопастной турбины, должна быть принята в соответствии с рисунком А.12.

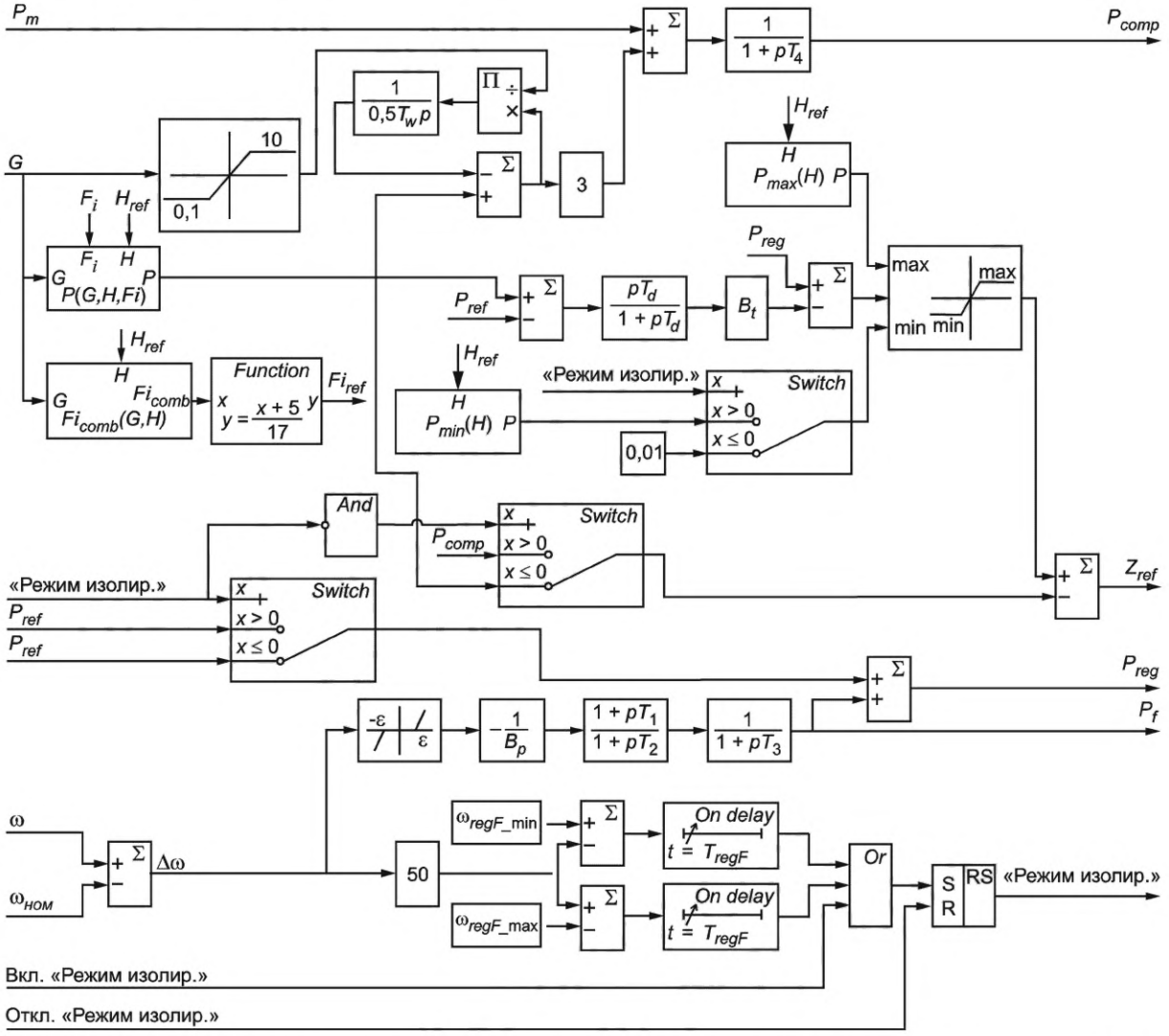
Величины параметров модели ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины, необходимо принять в соответствии с таблицей А.14.

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

Параметр	Значение в режиме	
	регулирования мощности с коррекцией по частоте, удовлетворяющие 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

Окончание таблицы А.14

Параметр	Значение в режиме	
	регулирования мощности с коррекцией по частоте, удовлетворяющие требованиям ОПРЧ	работы в изолированном режиме
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 (приведена на рисунке А.13);
$P(G,H,Fi)$ — статическая зависимость мощности ГА от положения штока сервомотора направляющего аппарата, угла поворота лопастей рабочего колеса и напора[1)].

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

[1)] $P(G,H,Fi)$ определяется экспериментальным путем, значение угла поворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной турбины может принимать значения от минус 5° до плюс 12°. В номинальном режиме при расчетном напоре значение угла поворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастной турбины равняется плюс 11°.

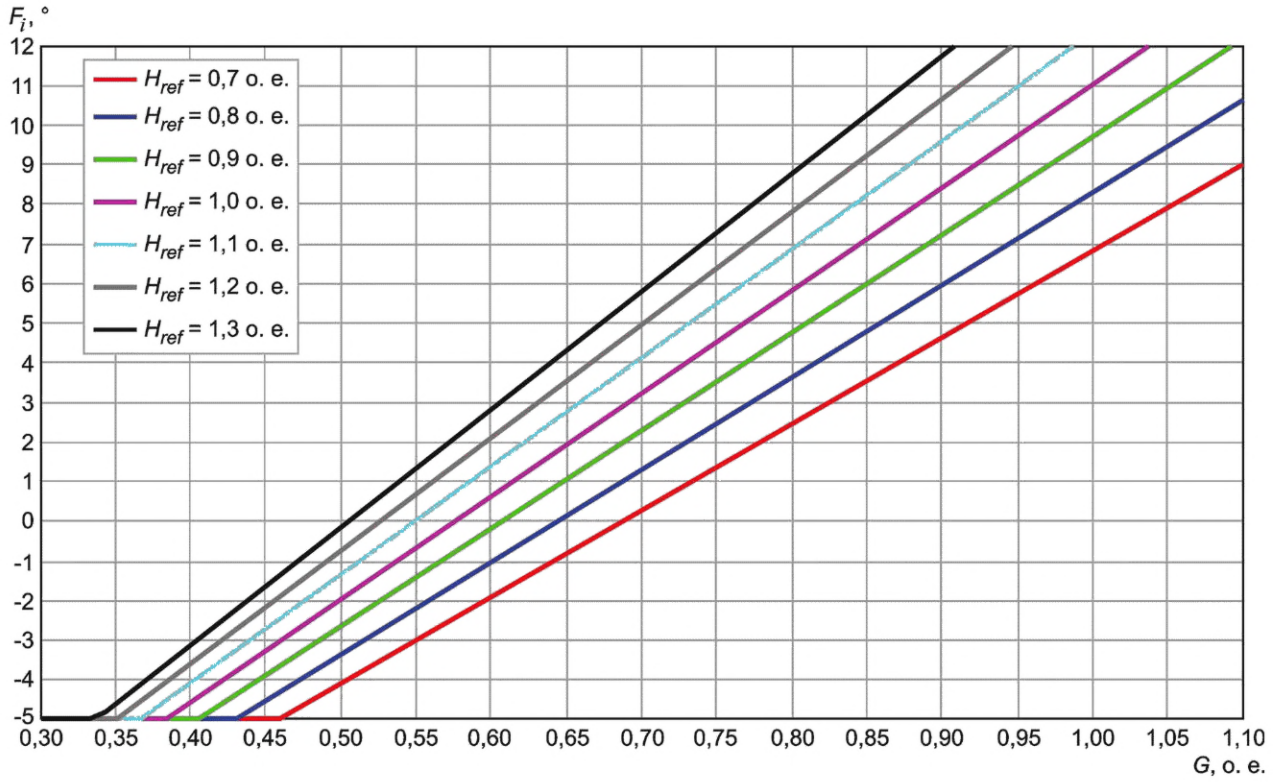
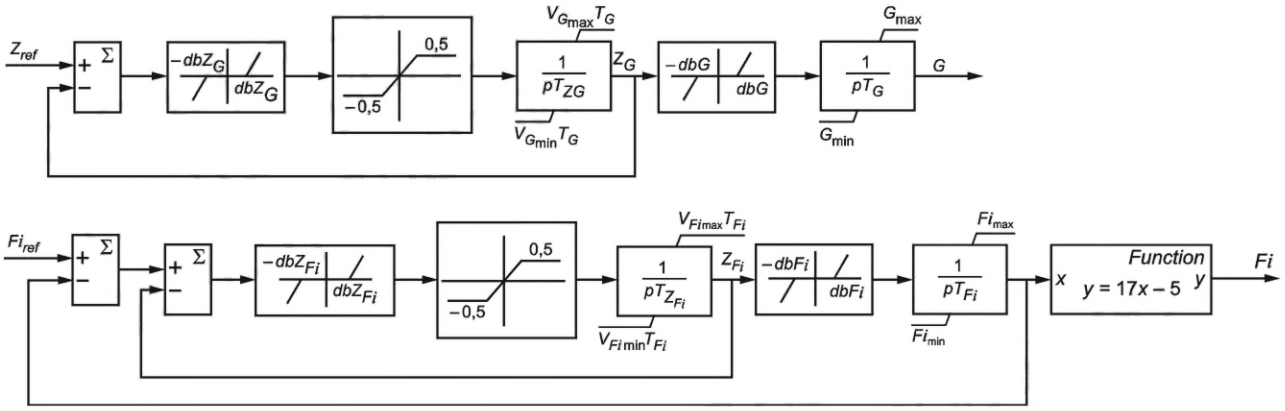


Рисунок А.13 — Оптимальные комбинаторные характеристики модели поворотно-лопастной турбины

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_{Fi} — зона нечувствительности отсечного золотника рабочего колеса, о.е.; $dbFi$ — зона нечувствительности сервомотора рабочего колеса, о.е.; T_{ZG} — постоянная времени инерции штока отсечного золотника направляющего аппарата, с; $T_{Z_{Fi}}$ — постоянная времени инерции штока отсечного золотника рабочего колеса, с; T_{Fi} — постоянная времени инерции штока сервомотора рабочего колеса, с; $V_{Fi\max}$ — максимальная скорость перемещения штока сервомотора рабочего колеса в сторону открытия, о.е./с; $V_{Fi\min}$ — максимальная скорость перемещения штока сервомотора рабочего колеса в сторону закрытия, о.е./с; Fi_{max} — максимальное значение положения штока сервомотора рабочего колеса, о.е.; Fi_{min} — минимальное значение положения штока сервомотора рабочего колеса, о.е.; Z_G — значение положения штока отсечного золотника направляющего аппарата, о.е.; Z_{Fi} — 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.

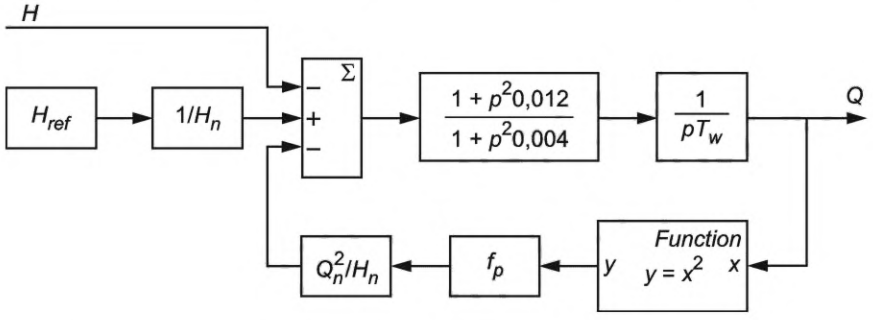
Таблица А.15 — Параметры силовой гидравлической части ЭГР, подключаемой к модели поворотно-лопастной турбины

Параметр	Значение
dbZ_G	0,0001
dbZ_{Fi}	0,0005
dbG	0,002
$dbFi$	0,01
V_{Gmax}	0,041
V_{Gmin}	–0,041
V_{Fimax}	0,0525
V_{Fimin}	0,0425
G_{max}	1,1
G_{min}	0
F_{imax}	1
F_{imin}	0
T_{ZG}	0,1
T_{ZFi}	0,15
T_G	0,5
T_{Fi}	0,75

А.4.2.16 Тестовая модель энергосистемы 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.

Таблица А.16 — Параметры гидравлической части ГЭС

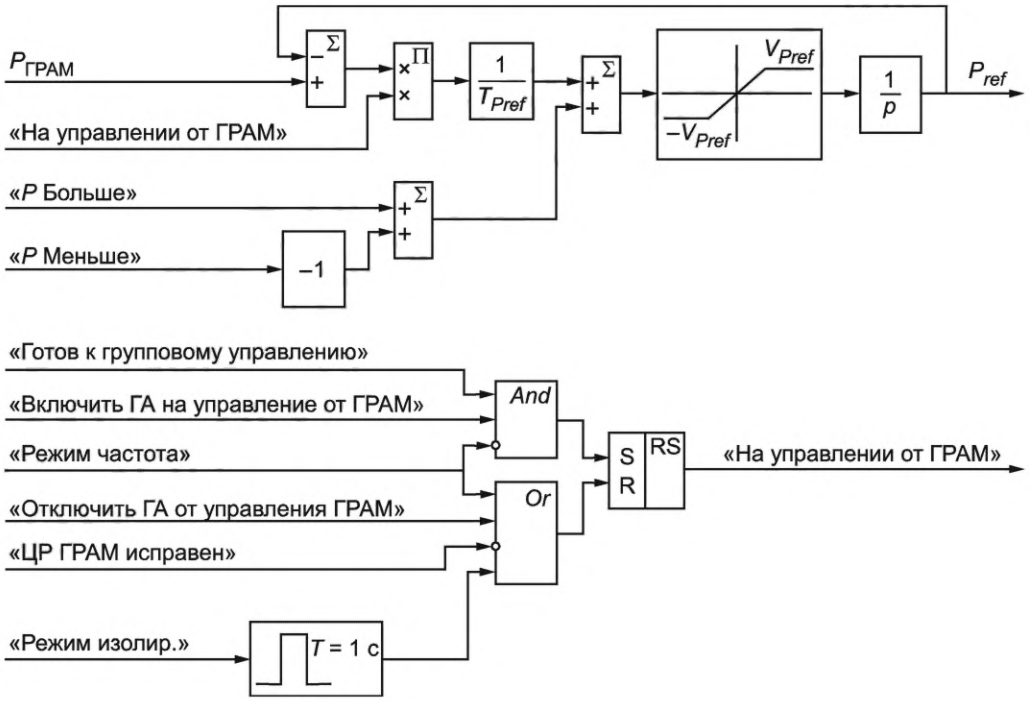
Параметр	T_w	f_p
Значение	2	0,048



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

А.4.2.17 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; «Р Больше» — команда на увеличение мощности генератора от оператора: значение 0 соответствует отсутствию команды, значение 1 соответствует команде на увеличение мощности со скоростью V_{Pref}; «Р 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, 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} = 0,04 о.е./с, T_{Pref} = 0,02 с.

А.4.2.18 Требования к схеме стыковки ГРАМ и математической модели энергосистемы

Требования к перечню сигналов для стыковки ГРАМ и математической модели основаны на требованиях к взаимодействию устройств ГРАМ с внешними системами, изложенных в разделе 5 настоящего стандарта. Математическая модель энергосистемы, реализованная в ПАК РВ, должна обеспечивать возможность обмена с ГРАМ физическими, аналоговыми и дискретными сигналами в соответствии с таблицами А.17—А.21. В таблицах указаны наименование сигнала и место в математической модели энергосистемы, в котором осуществляется его прием или передача.

С учетом особенностей функционирования ГРАМ различных производителей и различных условий работы ГЭС, может потребоваться расширение перечня аналоговых и дискретных входов и выходов. Необходимо заранее предусмотреть резервные каналы для обеспечения корректного обмена сигналами с учетом особенностей функционирования конкретной системы ГРАМ.

Некоторые из сигналов в соответствии с таблицами А.17—А.21 могут не использоваться в связи с особенностями функционирования конкретной ГРАМ или особенностями стыковки ГРАМ с математической моделью энергосистемы. При этом исключение сигналов для передачи в ГРАМ не должно вызывать некорректной работы ГРАМ при выполнении программы испытаний.

При наличии соответствующей возможности вся или часть информации в соответствии с таблицами А.17—А.21 может быть передана цифровым способом по одному из протоколов передачи данных. Суммарная задержка с учетом всех элементов, возникающая со стороны математической модели энергосистемы, при передаче (приеме) данных любого типа не должна превышать 100 мс.

На рисунке А.17 показана функциональная схема математической модели энергосистемы с обозначением связей ее элементов и сигналов, использующихся для стыковки с ГРАМ.

Таблица А.17 — Дискретные выходы математической модели

Название	Получение от модели
Положение выключателя В-1АТ-220	Электрической сети
Положение выключателя В-2АТ-220	Электрической сети
Положение выключателя В-ВЛ141	Электрической сети
Положение выключателя В-1АТ-ВЛ141	Электрической сети
Положение выключателя В-1АТ	Электрической сети
Положение выключателя В-ВЛ142	Электрической сети
Положение выключателя В-1Т-ВЛ142	Электрической сети
Положение выключателя В-1Т	Электрической сети
Положение выключателя В-ВЛ151	Электрической сети
Положение выключателя В-2АТ-ВЛ151	Электрической сети
Положение выключателя В-2АТ	Электрической сети
Положение выключателя В-ВЛ152	Электрической сети
Положение выключателя В-2Т-ВЛ152	Электрической сети
Положение выключателя В-2Т	Электрической сети
Положение выключателя В-3Т	Электрической сети
Положение выключателя В-4Т	Электрической сети
Положение выключателя В-5Т	Электрической сети
Положение выключателя В-6Т	Электрической сети
Положение выключателя ВМШ1	Электрической сети
Положение выключателя ВМШ2	Электрической сети
Положение разъединителя РГ-1ГА	Электрической сети
Положение разъединителя РГ-2ГА	Электрической сети
Положение разъединителя РШ12-3Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ22-3Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ11-4Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ22-4Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ12-5Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ22-5Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ11-6Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ21-6Т	Электрической сети
Положение разъединителя РШ11-1АТ	Электрической сети

Окончание таблицы А.17

Название	Получение от модели
Положение разъединителя РШ21-1АТ	Электрической сети
Положение разъединителя РШ12-2АТ	Электрической сети
Положение разъединителя РШ22-2АТ	Электрической сети
Положение разъединителя РШ12-7	Электрической сети
Положение разъединителя РШ22-7	Электрической сети
Положение разъединителя РШ12-3	Электрической сети
Положение разъединителя РШ22-3	Электрической сети
Положение разъединителя РШ11-3	Электрической сети
Положение разъединителя РШ21-3	Электрической сети
Положение разъединителя РШ11-7	Электрической сети
Положение разъединителя РШ21-7	Электрической сети
Положение разъединителя РШ11-6	Электрической сети
Положение разъединителя РШ21-6	Электрической сети
Сигнал «ЭГР исправен» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	Пульта оператора
Сигнал «Готов к групповому управлению» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Подтверждающий сигнал «На управлении от ГРАМ» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Сигнал «Перевод ГА через зоны нерекомендованной или ограниченной работы разрешен» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	Пульта оператора
Сигнал «Ограничение минимальной мощности ГА» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Сигнал «Ограничение максимальной мощности ГА» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Сигнал «Участие в НПРЧ» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	Пульта оператора
Сигнал «ГА в режиме СК» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	Пульта оператора
Сигнал «Срабатывание технологических защит ГА» для 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	Пульта оператора
Команда «ОГ»	ПА
Команда «Частотный пуск»	ПА
Команда «Ступенчатое изменение мощности»	ПА
Команда «Включить на управление от АРЧМ»	АРЧМ
Команда «Отключить от управления АРЧМ»	АРЧМ
Команда «Отключить ЗВМ»	Пульта оператора
Команда «Включить ЗВМ»	Пульта оператора
Команда «Перевести ГРАМ в режим регулирования мощности»	Пульта оператора
Команда «Перевести ГРАМ в режим регулирования частоты»	Пульта оператора
Резерв	—

Таблица А.18 — Аналоговые выходы математической модели ±10 В

Название	Получение от модели
Задание мощности от регулятора частоты P_f (первичная мощность)1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Открытие направляющего аппарата G 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Измеренная активная мощность P_e 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Задание вторичной мощности $P_{fвтref}$	АРЧМ
Значение фактического напора ГЭС H_{ref}	Пульта оператора
Значение плановой мощности ГЭС $P_{план}$	Пульта оператора
Отклонение частоты напряжения от 50 Гц на СШ1 500кВ $\Delta f_{шин1}$	Электрической сети
Отклонение частоты напряжения от 50 Гц на СШ2 500кВ $\Delta f_{шин2}$	Электрической сети
Отклонение частоты напряжения от 50 Гц на СШ1 1секц 220кВ $\Delta f_{шин3}$	Электрической сети
Отклонение частоты напряжения от 50 Гц на СШ2 1секц 220кВ $\Delta f_{шин4}$	Электрической сети
Отклонение частоты напряжения от 50 Гц на СШ1 2секц 220кВ $\Delta f_{шин5}$	Электрической сети
Отклонение частоты напряжения от 50 Гц на СШ2 2секц 220кВ $\Delta f_{шин6}$	Электрической сети
Резерв	—

Таблица А.19 — Физические выходы математической модели (напряжения 100 В, токи 1 или 5 А)

Название	Получение от модели
ТН СШ1 500кВ	Электрической сети
ТН СШ2 500кВ	Электрической сети
ТН СШ1 1секц 220кВ	Электрической сети
ТН СШ2 1секц 220кВ	Электрической сети
ТН СШ1 2секц 220кВ	Электрической сети
ТН СШ2 2секц 220кВ	Электрической сети
ТТ перетока мощности через АТ1 на 500кВ	Электрической сети
ТТ перетока мощности через АТ2 на 500кВ	Электрической сети

Таблица А.20 — Дискретные входы математической модели

Название	Передача к модели
Команда «Включить ГА на управление от ГРАМ» на 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Команда «Отключить ГА от управления ГРАМ» на 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Сигнал «Резерв вторичной мощности на загрузку исчерпан»	АРЧМ
Сигнал «Резерв вторичной мощности на разгрузку исчерпан»	АРЧМ
Сигнал «Готов к управлению от АРЧМ»	АРЧМ
Подтверждающий сигнал «На управлении от АРЧМ»	АРЧМ
Сигнал «Блокировка ЗВМ»	АРЧМ
Сигнал «ГРАМ исправен»	ЭГР
Резерв	—

Таблица А.21 — Аналоговые входы математической модели ±10 В

Название	Передача к модели
Задание активной мощности/открытия направляющего аппарата от ГРАМ $P_{ГРАМ}$ на 1ГА, 2ГА, 3ГА, 4ГА, 5ГА, 6ГА	ЭГР
Значение вторичного резерва ГЭС на загрузку $P_{fвтmax}$	АРЧМ
Значение вторичного резерва ГЭС на разгрузку $P_{fвтmin}$	АРЧМ
Значение суммарной активной мощности ГЭС $P_{ГЭС}$	АРЧМ
Значение плановой мощности ГЭС $P_{план}$	АРЧМ
Значение первичной мощности ГЭС $P_{fГЭС}$	АРЧМ
Значение выхода ЗВМ (значение вторичной мощности) $P_{fвт}$	АРЧМ
Резерв	—

А.4.2.19 Требования к математической модели ЦС (ЦКС) АРЧМ

Для проверки требований по обеспечению согласованной работы ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ в математической модели энергосистемы необходимо учесть соответствующие функции ЦС (ЦКС) АРЧМ. При этом осуществляется упрощенное моделирование работы ЦС (ЦКС) АРЧМ с сохранением перечня необходимых сигналов для стыковки УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ и испытуемой ГРАМ.

При испытаниях на математической модели энергосистемы не создаются модели каналов связи ГРАМ и УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ и эксперименты по проверке качества обмена данными не проводятся. При этом ГРАМ в процессе испытаний должна корректно отрабатывать задание вторичной мощности и диагностировать исправность каналов связи с УВК в одностороннем порядке.

В зависимости от условий работы ГЭС и энергосистемы может потребоваться необходимость в реализации регуляторов и ограничителей перетоков активной мощности в сечениях энергосистемы или ограничений по токовой загрузке в близлежащей сети. В случае, когда конкретная ГРАМ получает от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ задание вторичной мощности уже с учетом ограничений перетоков мощности и токовой загрузки, в соответствующих экспериментах по проверке корректности работы ГРАМ должен быть предусмотрен контроль параметров в соответствии с рисунком А.18. Контролируемые параметры в этом случае передаются в математическую модель ЦС (ЦКС) АРЧМ. Измерение активной мощности должно осуществляться с учетом направления, а измерение тока с учетом направления активной составляющей тока. В таком случае моделирование действия ЦС (ЦКС) АРЧМ осуществляется путем ручного изменения задания вторичной мощности на соответствующую величину по факту превышения контролируемым параметром заданной уставки. При необходимости может быть выполнена более подробная модель функции ограничения контролируемых параметров по описанию алгоритмов УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ, с которым предполагается стыковка ГРАМ.

В случае, когда функция ограничения какого-либо параметра реализуется средствами ГРАМ, то в него должны быть переданы соответствующие сигналы режимных параметров.

Проверка взаимодействия ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ осуществляется в соответствующих экспериментах при моделировании ограничений токов и перетоков активной мощности. В остальных экспериментах функция ограничения токов и перетоков активной мощности в математической модели ЦС (ЦКС) АРЧМ должна быть заблокирована. Величины ограничения по токовой загрузке приведены в таблице А.22. Величины ограничений по активной мощности в сечениях задаются в соответствии со сценарием соответствующего эксперимента.

Математическая модель ЦС (ЦКС) АРЧМ не должна осуществлять контроль различных сигналов ГЭС (сигналы исчерпания регулировочного диапазона вверх и вниз, блокировка ЗВМ, готовность к управлению и прочие), чтобы это не мешало проведению экспериментов по проверке работы ГРАМ при выдаче УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ некорректных команд. Данные команды поступают от устройства ГРАМ в ЦС (ЦКС) АРЧМ только для контроля работы ГРАМ (для осциллографирования).

Проведение испытаний моделирования действия ЦС (ЦКС) АРЧМ, в том числе при отклонениях частоты, должно осуществляться путем ручного изменения уставки мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ $P_{АРЧМ}$. Уставка $P_{АРЧМ}$ поступает на ограничитель скорости с параметрами T_{f2} = 0,01 с, V_{f2} = 10 000 МВт/с, с выхода которого сигнал $P_{fвтref}$ поступает в ГРАМ. На рисунке А.19 приведена схема математической модели ЦС (ЦКС) АРЧМ.

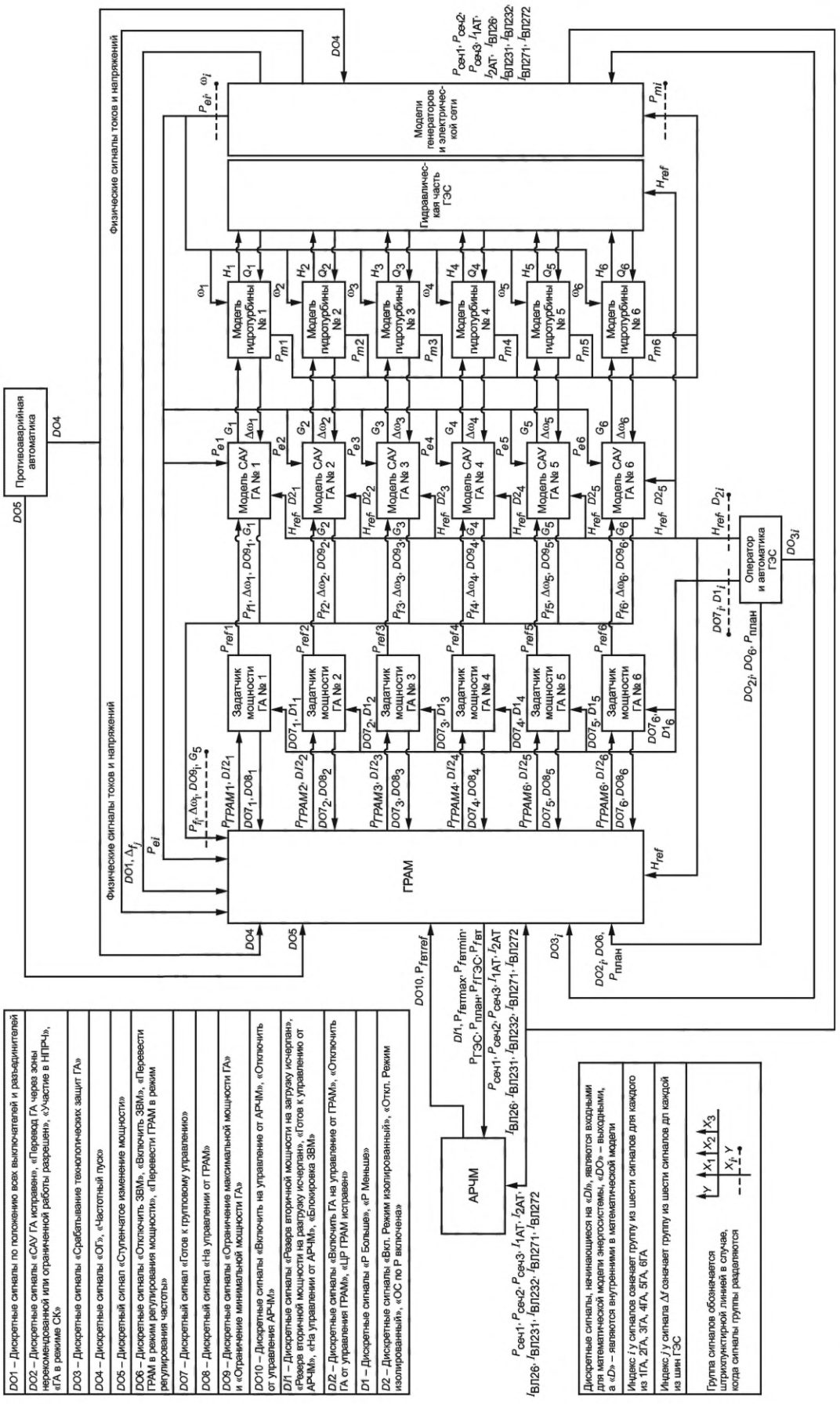
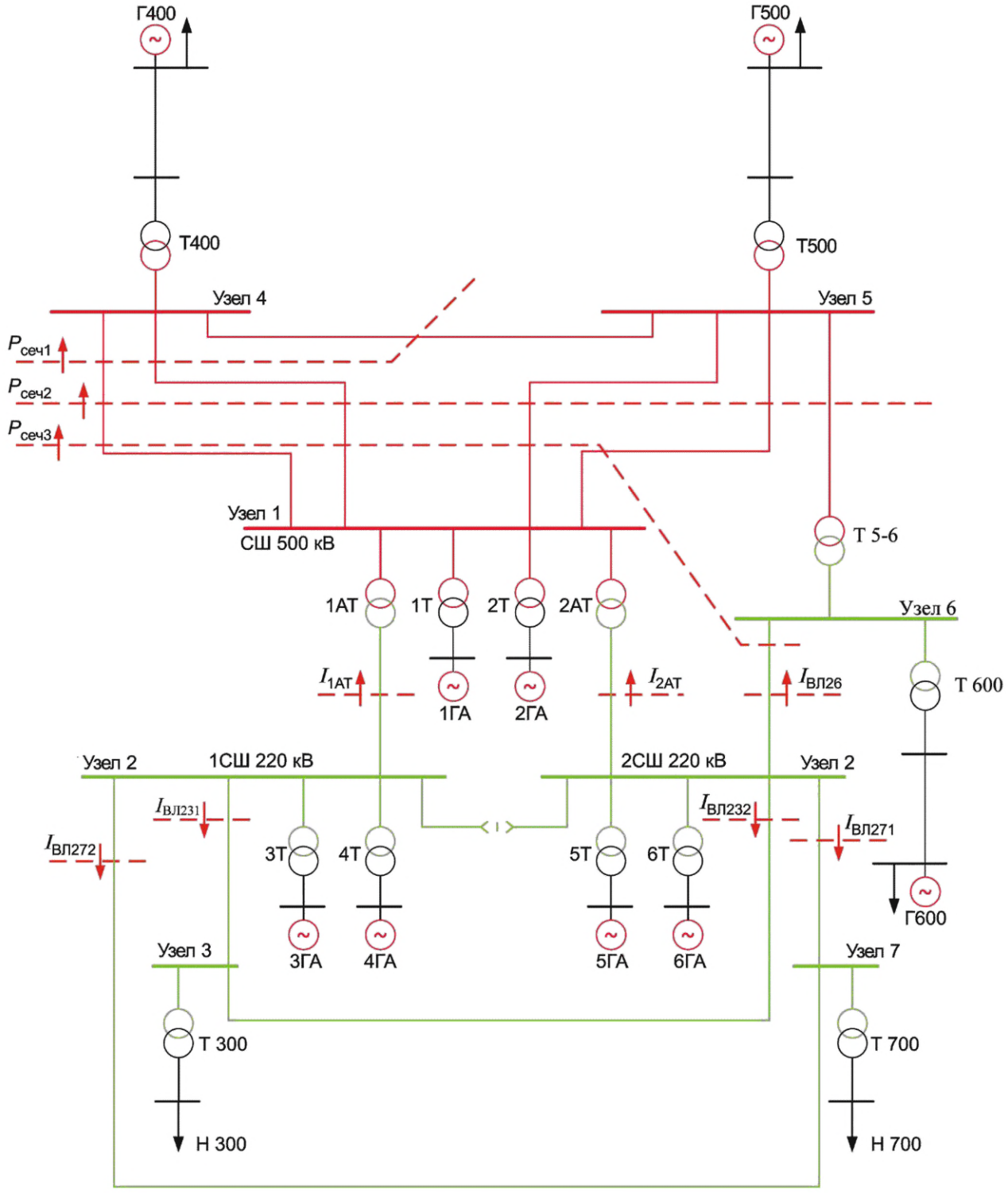


Рисунок А.17 — Функциональная схема математической модели энергосистемы с обозначением связей ее элементов и стыковки с устройством ГРАМ



$P_{сеч1}$ — мощность по контролируемому сечению 1; $P_{сеч2}$ — мощность по контролируемому сечению 2; $P_{сеч3}$ — мощность по контролируемому сечению 3

Рисунок А.18 — Схема математической модели энергосистемы с обозначением контролируемых параметров с целью их ограничения

Таблица А.22 — Величины ограничений токов по элементам сети

Обозначение	Наименование	Величина ограничения
$I_{1АТ}$	Ток по автотрансформатору 1АТ	1600 А
$I_{2АТ}$	Ток по автотрансформатору 2АТ	1600 А
$I_{ВЛ26}$	Ток по ВЛ 2-6	1500 А
$I_{ВЛ231}$	Ток по ВЛ 2-3-1	1600 А
$I_{ВЛ232}$	Ток по ВЛ 2-3-2	1600 А
$I_{ВЛ271}$	Ток по ВЛ 2-7-1	1600 А
$I_{ВЛ272}$	Ток по ВЛ 2-7-2	1600 А

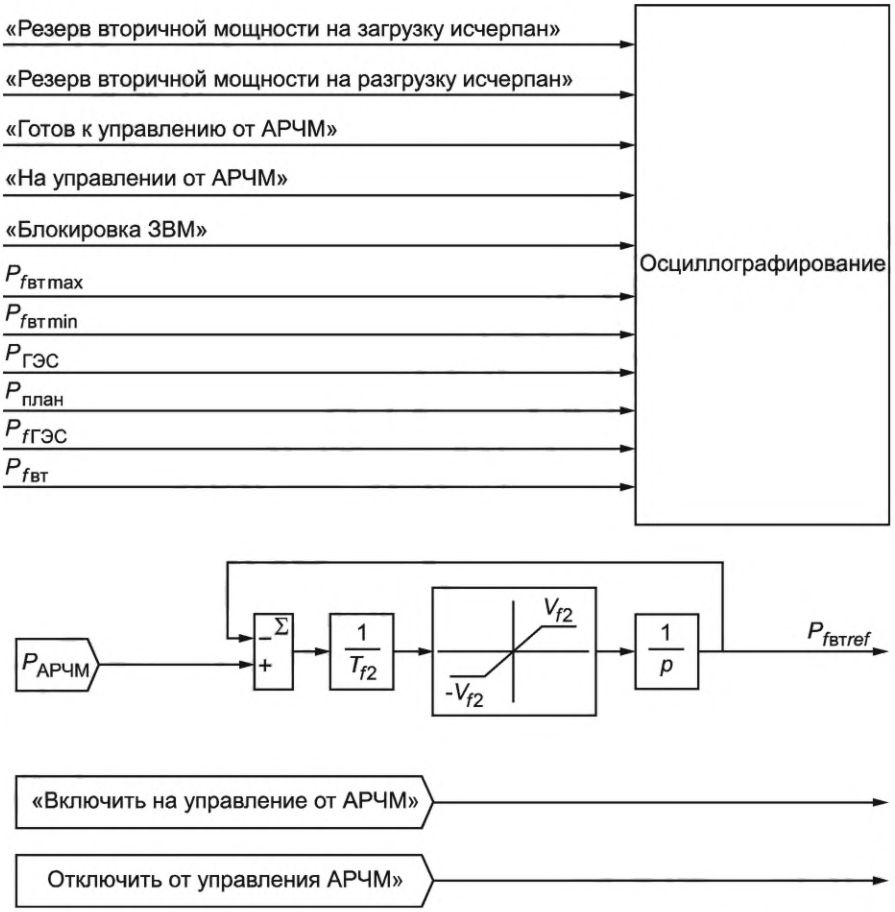


Рисунок А.19 — Схема математической модели ЦС (ЦКС) АРЧМ

А.4.3 Требования к системе 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 гидроагрегатов ГЭС;
- частоты вращения ротора каждого из гидроагрегатов ГЭС;
- активной мощности всех генераторов;
- выдаваемой мощности всех турбин;
- положения регулирующих органов всех гидроагрегатов 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, необходимого для проведения каждого из экспериментов программы испытаний.

А.5 Объем и условия проведения испытаний ГРАМ на соответствие техническим требованиям настоящего стандарта и анализ результатов испытаний

А.5.1 Проверка соответствия ГРАМ и алгоритма его функционирования техническим требованиям настоящего стандарта должна выполняться по программе испытаний, содержащей объем экспериментов, представленный в таблице А.23.

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

А.5.2 Критерии успешного прохождения экспериментов приведены в таблице А.23.

А.5.3 Все эксперименты, предусмотренные программой испытаний, должны выполняться при неизменных алгоритмах функционирования и параметрах ГРАМ.

А.5.4 Если в процессе испытаний выявлена необходимость корректировки алгоритмов и параметров ГРАМ (несоответствие функционирования ГРАМ указанным в таблице А.23 критериям), то алгоритмы и параметры ГРАМ должны быть скорректированы.

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

А.5.5 Соответствие проверяемой ГРАМ техническим требованиям настоящего стандарта не может быть подтверждено при отсутствии возможности задания алгоритмов и параметров ГРАМ, обеспечивающих наличие положительного результата каждого эксперимента.

Таблица А.23 — Объем проверок и критерии успешного прохождения проверки

Эксперимент	Ожидаемое действие ГРАМ
1. Все ГА станции в работе. Под управлением ГРАМ только один ГА в зоне разрешенной работы. Изменение задания суммарной активной мощности станции вверх/вниз. Величина изменения задается превышающей регулировочный диапазон ГА.	1. При исчерпании резерва происходит завершение регулирования. В процессе регулирования мощность ГА не попадает в зоны нерекомендованной и ограниченной работы. При исчерпании резерва должна выводиться соответствующая сигнализация.
2. Подключение ГА, находящегося в зоне нерекомендованной работы, под управление ГРАМ.	2. Подключение ГА под управление ГРАМ не происходит.
3. Все ГА станции в работе, их загрузка по мощности различна. Алгоритм запрета входа в зону нерекомендованной работы выведен. Загрузка выбирается такой, чтобы выравнивание их мощностей происходило в пределах регулировочного диапазона ГА. Подключение под групповое управление поочередно всех ГА станции. Подключение очередного ГА под ГРАМ осуществляется после завершения выравнивания мощностей ГА, уже подключенных под ГРАМ.	3, 4. При подключении первого агрегата под управление ГРАМ величина его мощности не должна изменяться в установившемся режиме, а само подключение должно происходить «безударно» (не должно сопровождаться электромеханическим переходным процессом). Подключение под управление ГРАМ последующих ГА должно происходить «безударно» и в процессе выравнивания их мощностей суммарная мощность станции должна оставаться неизменной.
4. Все ГА станции в работе, их загрузка по мощности различна. Загрузка выбирается такой, чтобы выравнивание их мощностей происходило в пределах регулировочного диапазона ГА. Подключение под групповое управление поочередно всех ГА станции. Подключение ГА, под ГРАМ осуществляется до завершения выравнивания мощностей ГА, уже подключенных под управление ГРАМ.	

Продолжение таблицы А.23

Эксперимент	Ожидаемое действие ГРАМ
5. Все ГА станции в работе, их загрузка по мощности различна. Загрузка выбирается такой, чтобы выравнивание их мощностей происходило в пределах регулировочного диапазона ГА. Подключение под групповое управление поочередно всех ГА станции. Подключение ГА под ГРАМ осуществляется до завершения выравнивания мощностей ГА, уже подключенных под управление ГРАМ.	5. Выравнивание мощностей ГА не сопровождается попаданием в зоны нерекомендованной работы. При исчерпании резерва должна выводиться соответствующая сигнализация.
6. Повтор экспериментов 3, 4, 5 с различной конфигурацией схемы станции, подразумевающих формирование нескольких групп управления.	6. При подключении первого ГА группы под управление ГРАМ величина его мощности не должна изменяться в установившемся режиме, а само подключение должно происходить «безударно» (не должно сопровождаться электромеханическим переходным процессом). Подключение под управление ГРАМ последующих ГА группы должно происходить «безударно» и в процессе выравнивания их мощностей суммарная мощность станции должна оставаться неизменной. Выравнивание мощностей ГА не сопровождается попаданием в зоны нерекомендованной работы. При исчерпании резерва должна выводиться соответствующая сигнализация. Распределение по группам управления должно происходить в соответствии с заложенными в ГРАМ алгоритмами.
7. Алгоритм запрета входа в зону нерекомендованной работы введен. Изменение (вверх и вниз) активной мощности ГА, не подключенного под ГРАМ, при работе остальных ГА под ГРАМ.	7. ГА, подключенные под ГРАМ, изменяют мощность в противоположную сторону, компенсируя изменение мощности индивидуально работающего ГА. Мощность станции не меняется. Регулирование не сопровождается попаданием ГА в зоны нерекомендованной работы.
8. Изменение (вверх и вниз) суммарной активной мощности станции от ЗВМ (для обеспечения максимальной скорости изменения задания) при работе всех ГА под ГРАМ с достижением частью ГА ограничения по регулировочному диапазону[1)].	8. Мощность станции меняется в соответствующую заданному изменению уставки суммарной мощности сторону. Изменение мощности происходит с максимальной скоростью. При достижении индивидуальных ограничений ГА процесс изменения их мощности блокируется с выдачей соответствующей сигнализации. Регулирование не сопровождается попаданием ГА в зоны нерекомендованной работы.
9. Исходная мощность ГЭС составляет $0{,}6 \cdot P_{ном.}$ Задание максимальной мощности ГЭС на уровне 70 % от суммарной мощности всех ГА. Имитируется разгрузка соседней станции и регулирование перетока по команде от ЦС АРЧМ до достижения станцией максимальной мощности[2)].	9. Увеличение активной мощности станции по команде ЦС АРЧМ до максимального значения. Выдача соответствующей сигнализации (достижение максимума, исчерпание диапазона вторичного регулирования на загрузку).
10. Исходная мощность ГЭС составляет $0{,}6 \cdot P_{ном.}$ Задание максимальной мощности ГЭС на уровне 70 % от суммарной мощности всех ГА. Увеличение задания суммарной мощности ГЭС выше максимального значения.	10. Увеличение активной мощности станции до заданного максимального значения. Мощность станции ограничивается на заданной величине. Выдача сигнализации об исчерпании резерва на загрузку.
11. Изменение (вверх и вниз) задания плановой мощности ГЭС с различными ограничениями по скорости изменения суммарной мощности ГЭС.	11. Плановая мощность ГЭС изменяется в соответствии с заданной скоростью.
12. Изменение задания вторичной мощности ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ с различными ограничениями по максимальной скорости изменения задания вторичной мощности ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ.	12. При отработке задания вторичной мощности мощность станции меняется с максимальной скоростью. В эксперименте с наибольшей величиной ограничения максимальной скорости изменения задания вторичной мощности ГЭС должна соблюдаться максимально допустимая скорость загрузки и разгрузки каждого ГА.

Продолжение таблицы А.23

Эксперимент	Ожидаемое действие ГРАМ
13. В ГРАМ заданы группы генераторов: группа 1 — ГА1 и ГА2, группа 2 — ГА3, ГА4, ГА5, ГА6. Алгоритм запрета входа в зону нерекомендованной работы выведен. Изменение (вверх и вниз) активной мощности ГА, работающих в группе 1, быстро и медленно (должна быть реализована возможность задания скорости изменения мощности). В эксперименте ограничение по максимальной скорости изменения мощности группы 1 меньше, чем в группе 2[3].	13, 14. В процессе регулирования суммарная мощность станции должна оставаться неизменной. Мощность группы 1 меняется в соответствии с заданием с нужной скоростью (если нет ограничения по отработке со стороны группы 2). Группа 2 компенсирует изменение мощности группой 1. Скорость регулирования ГА не должна превышать максимально допустимой.
14. Изменение (вверх и вниз) активной мощности ГА, работающих в группе 1, быстро и медленно (должна быть реализована возможность задания скорости изменения мощности). В эксперименте ограничение по максимальной скорости изменения мощности группы 1 больше, чем в группе 2.	
15. Группы генераторов в ГРАМ: группа 1 — ГА1, группа 2 — ГА2, ГА3, ГА4, ГА5, ГА6. Изменение (вверх и вниз) активной мощности ГА, работающих в группе 1 (с достижением ограничения по рег. диапазону)[4].	15. В процессе регулирования суммарная мощность станции должна оставаться неизменной. Мощность группы 1 меняется в соответствии с заданием с нужной скоростью до достижения ограничения. При достижении ограничений выдается соответствующая сигнализация.
16. Выполнение экспериментов 13, 14, 15 с автоматическим переводом ГА через зоны нерекомендованной работы (выполняется для ГРАМ, в которых предусмотрен такой алгоритм перевода).	16. Перевод через ГА зоны нерекомендованной работы должен выполняться только в условиях исчерпания возможностей по регулированию. Перевод должен осуществляться с максимальной скоростью. Остановка ГА в зоне нерекомендованной работы отсутствует. Одновременно через зону нерекомендованной работы не может проходить несколько ГА. В процессе регулирования суммарная мощность станции должна оставаться неизменной.
17. Группы генераторов в ГРАМ: группа 1 — ГА1, ГА2, группа 2 — ГА3, ГА4, ГА5, ГА6. Перевод ГА1 в индивидуальный режим с сохранением учета его мощности в группе 1. Вывод ГА1 из группы управления с последующим изменением его мощности. 18. Останов ГА1. 19. Пуск ГА1. 20. Перевод ГА1 в режим СК.	17—20. В процессе регулирования суммарная мощность станции должна оставаться неизменной. При этом возможно кратковременное изменение мощности ГЭС за счет ограничения скорости регулирования ГА2 при большей величине скорости ГА1 при его прохождении зоны нерекомендованной работы.
21. Разделение I и II СШ 220 кВ ГЭС в результате коммутаций. 22. Объединение I и II СШ 220 кВ ГЭС.	21—22. Корректное формирование в ГРАМ групп управления ГА.
23. Все ГА под управлением ГРАМ. Изменение частоты в энергосистеме на величину порядка ±0,2 Гц в результате отключения генераторов других электростанций или отключения нагрузки потребителей.	23—24. Мощность ГЭС должна изменяться в соответствии со статизмом и «мертвой полосой» первичных регуляторов ГА. ГРАМ не препятствует первичному регулированию.
24. Часть агрегатов не под управлением ГРАМ. Изменение частоты в энергосистеме на величину порядка ±0,2 Гц в результате отключения генераторов других электростанций или отключения нагрузки потребителей.	
25. Включить под управление ГРАМ один ГА при установившемся значении частоты в энергосистеме величиной 49,8 Гц. 26. Отключить от управления ГРАМ гидроагрегат при установившемся значении частоты в энергосистеме величиной 49,8 Гц.	25—26. Изменения мощности станции не происходит.

Продолжение таблицы А.23

Эксперимент	Ожидаемое действие ГРАМ
27. Проверка работы астатического регулятора частоты в ГРАМ (при его наличии). Все ГА под управлением ГРАМ. Регулятор частоты ГРАМ в работе с уставкой 50,0 Гц. Начальное изменение частоты в энергосистеме на величину порядка ±0,2 Гц в результате отключения генераторов других электростанций или отключения нагрузки потребителей.	27. Динамика первичного регулирования ГА в первые 10—60 с после возмущения должна быть не хуже динамики в экспериментах 23 и 24. Далее действием ГРАМ происходит восстановление частоты до 50 Гц при наличии достаточного регулировочного диапазона ГА.
28. Проверка работы астатического регулятора частоты в ГРАМ (при его наличии). Все ГА под управлением ГРАМ. Регулятор частоты ГРАМ в работе с уставкой 50,0 Гц. Нагрузка части ГА вблизи зоны нерекомендованной работы. Начальное изменение частоты в энергосистеме на величину порядка ±0,2 Гц в результате отключения генераторов других электростанций или отключения нагрузки потребителей.	28. В процессе первичного регулирования часть ГА могут попасть в зону нерекомендованной работы. ГРАМ не должен противодействовать первичному регулированию. При восстановлении частоты ГА не должны оставаться в зоне нерекомендованной работы.
29. Изменение (вверх и вниз) суммарной активной мощности станции от ЗВМ с максимальной скоростью изменения задания при работе всех ГА под ГРАМ. При реализации управления имитируется, что ЭГР одного из ГА не отрабатывает задание от ГРАМ.	29—32. Происходит блокировка управления ГА, некорректно отрабатывающим задание, и его перевод на индивидуальное управление.
30. Изменение (вверх и вниз) суммарной активной мощности станции от ЗВМ при работе всех ГА под ГРАМ. При реализации управления имитируется, что ЭГР одного из ГА отрабатывает задание от ГРАМ в противоположную сторону.	
31. Изменение (вверх и вниз) суммарной активной мощности станции от ЗВМ при работе всех ГА под ГРАМ. При реализации управления имитируется, что ЭГР одного из ГА отрабатывает задание от ГРАМ со скоростью, существенно превышающей заданную. 32. Изменение (вверх и вниз) суммарной активной мощности станции от ЗВМ при работе всех ГА под ГРАМ. При реализации управления имитируется, что ЭГР одного из ГА отрабатывает задание от ГРАМ со скоростью существенно меньше заданной.	
33. Все ГА под управлением ГРАМ. Выполняется отработка изменения задания плановой мощности, в процессе которого имитируется отключение ГА1 от ПА. 34. ГА1 на индивидуальном управлении, остальные ГА под управлением ГРАМ. Выполняется отработка изменения задания плановой мощности, в процессе которого имитируется отключение ГА1 от ПА.	33—34. Блокируется изменение плановой мощности ГЭС. Суммарное задание в ГРАМ уменьшается на величину мощности отключенного от ПА ГА1. При отклонении частоты ниже «мертвой полосы» первичного регулирования происходит только загрузка ГА на величину требуемой первичной мощности.
35. Все ГА под управлением ГРАМ. В процессе изменения задания плановой мощности ГЭС имитируется поступление команды ПА на загрузку ГЭС на заданную величину (ступень).	35. Изменение мощности ГЭС происходит в соответствии с заданием ПА, изменение плановой мощности ГЭС блокируется. При отклонении частоты выше «мертвой полосы» первичного регулирования происходит разгрузка ГА на величину требуемой первичной мощности.
36. Имитируется поступление команды от ПА на отключение ГА1 с неполнофазным отключением ГА1 с последующим отключением ГА1 вместе с ГА2 в результате действия УРОВ.	36. Суммарная мощность станции изменяется на величину мощности отключенных в результате действия УРОВ генераторов. При отклонении частоты ниже «мертвой полосы» первичного регулирования происходит только загрузка ГА на величину требуемой первичной мощности.

Окончание таблицы А.23

Эксперимент	Ожидаемое действие ГРАМ
37. Все ГА под управлением ГРАМ. Имитируется аварийное отключение одной СШ 220 кВ вследствие короткого замыкания с работающими на данную СШ ГА.	37. ГРАМ обеспечивает загрузку оставшихся в работе ГА до восстановления заданной мощности ГЭС или до исчерпания резервов на загрузку ГА.
[1] При тестировании ГРАМ величина максимальной скорости изменения уставки, максимальной скорости ГЭС и каждого ГА задается оператором. [2] Команда от ЦС АРЧМ имитируется ступенчатым изменением уставки ГЭС. [3] Изменение мощности группы достигается за счет изменения пропорции между мощностью, выдаваемой группой 1, и мощностью, выдаваемой группой 2. [4] Эксперимент выполняется в режиме «имитация», т.е. в ГРАМ отключен алгоритм работы с группами, ГА1 находится в индивидуальном режиме.	

Библиография

[1] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: гидравлическая электростанция, система группового регулирования активной мощности, гидроагрегат

Редактор *В.Н. Шмельков*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 13.11.2023. Подписано в печать 28.11.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,58. Уч.-изд. л. 5,02.

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