ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59950— 2021

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

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

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 27 декабря 2021 г. № 1865-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 «РСТ», 2022

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Общие положения 4
5 Требования к взаимодействию системы группового регулирования активной мощности и информационно-управляющей системы доведения плановой мощности 4
6 Функциональные требования к системе группового регулирования активной мощности для получения от информационно-управляющей системы доведения плановой мощности планового диспетчерского графика и команд на изменение задания плановой мощности, к их обработке и реализации 6
7 Требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью гидравлической электростанции 17
8 Требования по использованию дистанционного управления активной мощностью гидравлической электростанции диспетчерским персоналом диспетчерского центра и оперативным персоналом гидравлической электростанции 18
Приложение А (обязательное) Алгоритм расчета контрольной суммы для планового диспетчерского графика и команд на изменение задания плановой мощности 19
Библиография 21

Введение

Настоящий стандарт входит в серию национальных стандартов «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление», устанавливающих требования к осуществлению изменения мощности генерирующего оборудования электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Стандарт разработан во исполнение положений Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1], в целях формирования нормативно-технической основы для организации и осуществления дистанционного управления активной мощностью гидравлических электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Remote control. Requirements for active power control of generation equipment of hydro power plants, connected to centralized systems of automatic frequency and power flows control

Дата введения — 2022—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет:

- требования к организации и осуществлению дистанционного управления активной мощностью гидравлических электростанций, включая гидроаккумулирующие электростанции, из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике путем передачи команд на изменение задания плановой мощности в системах группового регулирования активной мощности гидравлических электростанций, подключенных к централизованной (центральной координирующей) системе автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
- требования к передаче, приему, обработке и реализации команд на изменение задания плановой мощности гидравлических электростанций;
- функциональные требования к системам группового регулирования активной мощностью гидравлических электростанций в части получения, обработки и реализации команд на изменение задания плановой мощности от информационно-управляющей системы доведения плановой мощности диспетчерского центра;
- требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью гидравлических электростанций;
- требования по использованию дистанционного управления активной мощностью гидравлической электростанции диспетчерским персоналом диспетчерского центра и оперативным персоналом гидравлической электростанции.

1.2 Настоящий стандарт не регламентирует процессы формирования плановых диспетчерских графиков субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и не распространяется на порядок обеспечения согласованной работы централизованных (центральной координирующей) систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами гидравлических электростанций (далее — владелец ГЭС), организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем группового регулирования активной мощности гидравлических электростанций.

Издание официальное

1.4 Требования настоящего стандарта должны учитываться при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении гидравлических электростанций, при создании (модернизации) систем группового регулирования активной мощности гидравлических электростанций, а также при разработке технической, в том числе инструктивной и оперативной, и нормативной документации для персонала гидравлических электростанций, диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ Р 56969 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 59947 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления

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

3 Термины, определения и сокращения

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

3.1.1 **групповой объект управления:** Совокупность объектов управления, оперативный персонал которых по команде или с разрешения диспетчера может изменить величину активной мощности, генерацию/потребление реактивной мощности и/или уровни напряжений в контрольных пунктах, эксплуатационное состояние оборудования.

3.1.2 **групповой объект управления нижнего уровня:** Одна или несколько режимных генерирующих единиц, представляющих одну группу точек поставки генерации, по которым в расчетной модели осуществляется планирование режима работы объекта управления.

3.1.3 **задание плановой мощности:** Часть суммарного задания активной мощности гидравлической электростанции, задаваемая в системе группового регулирования активной мощности гидравлической электростанции в соответствии с плановым диспетчерским графиком (уточненным диспетчерским графиком, командой на изменение задания плановой мощности).

3.1.4 **команда на изменение задания плановой мощности:** Команда из диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления, передаваемая на гидравлическую электростанцию, подключенную к управлению централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, с использованием информационно-

управляющей системы доведения плановой мощности, установленной в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления.

3.1.5 **операционные сутки:** Интервал времени, равный 24 астрономическим часам, начинающийся в 00 ч 00 мин 00 с.

Примечание — По московскому времени для первой и второй ценовых зон, неценовых зон Республики Коми, Архангельской и Калининградской областей; по хабаровскому времени — для второй неценовой зоны.

3.1.6 **плановый диспетчерский график:** Диспетчерский график, соединяющий последовательные во времени значения активной мощности, заданные субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для каждого группового объекта управления.

Примечание — Для объектов управления, расположенных на территориях ценовых зон, плановыми диспетчерскими графиками являются предварительный план балансирующего рынка и/или планы балансирующего рынка, а для территорий, не объединенных в ценовые зоны, плановыми диспетчерскими графиками являются доводимые диспетчерские графики.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ — автоматизированное рабочее место;

АРЧ — астатическое регулирование частоты;

АРЧМ — автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;

ГА — гидроагрегат;

ГОУ — групповой объект управления;

ГРАМ — система группового регулирования активной мощности гидравлической электростанции;

ГЭС — гидравлическая электростанция, в том числе гидроаккумулирующая электростанция;

ДЦ — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ЗПМ — задание плановой мощности;

каналы АРЧМ — каналы связи между централизованной системой (центральной координирующей системой) автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и системой группового регулирования активной мощности гидравлической электростанции;

КЗПМ — команда на изменение задания плановой мощности гидравлической электростанции;

КС — контрольная сумма;

НПРЧ — нормированное первичное регулирование частоты;

НСС — начальник смены станции — оперативный персонал гидравлической электростанции, ответственный за получение и исполнение планового диспетчерского графика и команд на изменение задания плановой мощности;

ПА — противоаварийная автоматика;

ПБР — план балансирующего рынка;

ПДГ — плановый диспетчерский график;

ППБР — предварительный план балансирующего рынка;

СДПМ — информационно-управляющая система доведения плановой мощности, установленная в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления;

ТИ — телеизмерение;

ТК — телекоманда;

ТС — телесигнал;

УВК — управляющий вычислительный комплекс;

ЦКС — центральная координирующая система;

ЦС — централизованная система;

ЧМИ — человеко-машинный интерфейс.

4 Общие положения

4.1 Дистанционное управление активной мощностью ГЭС осуществляется с использованием СДПМ соответствующих ДЦ путем доведения до ГРАМ по каналам АРЧМ и автоматической реализации КЗПМ или ТК с ПДГ, сформированными в ДЦ при расчете ППБР или ПБР.

4.2 Функции приема ПДГ и КЗПМ от СДПМ, их обработки, автоматического формирования и реализации соответствующего ЗПМ должны осуществляться ГРАМ, взаимодействующей с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ по каналам АРЧМ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56969. При этом для станционных устройств и каналов АРЧМ должно обеспечиваться выполнение требований к программно-техническим средствам автоматического вторичного регулирования, установленных ГОСТ Р 55890.

4.3 ГРАМ обеспечивает отработку суммарного задания ГЭС, включающего ЗПМ, путем воздействия на системы автоматического управления ГА в соответствии с ГОСТ Р 56969.

4.4 Для передачи на ГЭС ПДГ и КЗПМ по каналам АРЧМ должно быть реализовано взаимодействие ГРАМ и СДПМ в соответствии с требованиями раздела 5, а в ГРАМ должны быть реализованы функции для получения от СДПМ ПДГ и КЗПМ, их обработки и реализации в соответствии с требованиями раздела 6.

4.5 Информационный обмен между ГЭС и ДЦ для дистанционного управления активной мощностью ГЭС должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 59947.

4.6 При включенных и исправных ГРАМ, СДПМ и каналах АРЧМ передача ПДГ от СДПМ в ГРАМ осуществляется независимо от состояния подключения ГЭС к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ, а передача КЗПМ — только при включенном управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

5 Требования к взаимодействию системы группового регулирования активной мощности и информационно-управляющей системы доведения плановой мощности

5.1 СДПМ и ГРАМ должны обеспечивать соответственно передачу и получение:

а) ПДГ;

б) КЗПМ с заданием установления плановой мощности:

- в соответствии с ПДГ;
- в соответствии с заданным приращением к ПДГ;
- равной заданной абсолютной величине.

5.2 Требования в части доведения ПДГ от СДПМ до ГРАМ

5.2.1 ПДГ передается от СДПМ в ГРАМ для всех ГОУ нижнего уровня по всем часам операционных суток.

5.2.2 При доведении ПДГ должна быть обеспечена возможность взаимодействия ГРАМ и СДПМ в двух режимах:

а) доведение ПДГ по событию акцепта результатов расчета ПДГ; СДПМ инициирует передачу в ГРАМ новых значений после формирования ПДГ в соответствии с принятыми для соответствующей ценовой/неценовой зоны оптового рынка электроэнергии регламентом формирования ПБР/ППБР;

б) доведение ПДГ по запросу от ГРАМ; инициатором передачи ПДГ выступает ГЭС; СДПМ осуществляет передачу в ГРАМ значений ПДГ, актуального на момент получения запроса.

Диаграмма процесса доведения ПДГ до ГРАМ приведена на рисунке 1.

5.2.3 Передача от СДПМ в ГРАМ ПДГ осуществляется каждый час в виде набора из 28 ТК с уставками:

- 24 уставки, содержащие значения заданий мощности на конец каждого часа;
- уставка, содержащая идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ;
- уставка, содержащая дату действия ПДГ;
- уставка, содержащая уникальный идентификатор ПДГ;
- КС ПДГ.

5.2.4 Признаком окончания передачи ПДГ для ГРАМ является получение ТК с КС ПДГ.

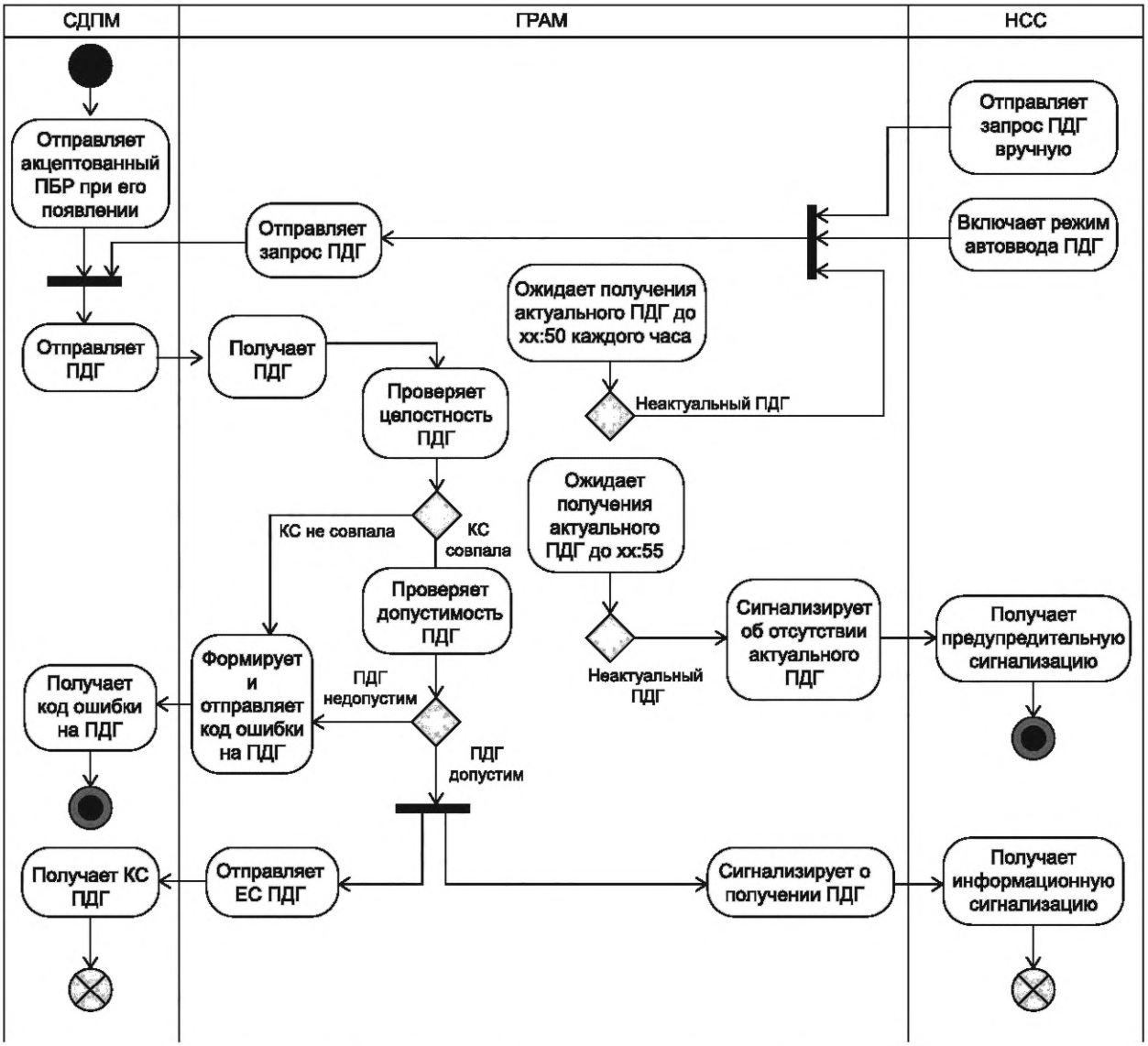

Рисунок 1 — Диаграмма процесса доведения ПДГ от СДПМ до ГРАМ

5.3 Требования в части доведения КЗПМ от СДПМ до ГРАМ

5.3.1 Взаимодействие ГРАМ и СДПМ при доведении КЗПМ следует осуществлять в соответствии с диаграммой последовательности, приведенной на рисунке 2.

5.3.2 КЗПМ передается от СДПМ в ГРАМ в виде набора из восьми ТК со следующими параметрами:

- уставка, содержащая идентификатор ГОУ для исполнения команды;
- уставка, содержащая номер команды;
- уставка, содержащая значение плановой мощности;
- уставка, содержащая время отдачи команды;
- уставка, содержащая время начала исполнения команды;
- уставка, содержащая время окончания исполнения команды;
- уставка, содержащая уникальный идентификатор команды;
- КС.

5.3.3 Признаком окончания передачи КЗПМ для ГРАМ является получение ТК с КС КЗПМ.

5.3.4 В промежуток времени от момента отдачи КЗПМ до момента начала ее исполнения включительно для ГОУ может быть отдана КЗПМ, задающая иной режим работы ГОУ, отличный от заданного предыдущей КЗПМ. Новая КЗПМ, вне зависимости от времени начала и/или окончания ее исполнения, отменяет начало исполнения предыдущей команды с момента времени отдачи и действует до времени начала исполнения следующей КЗПМ.

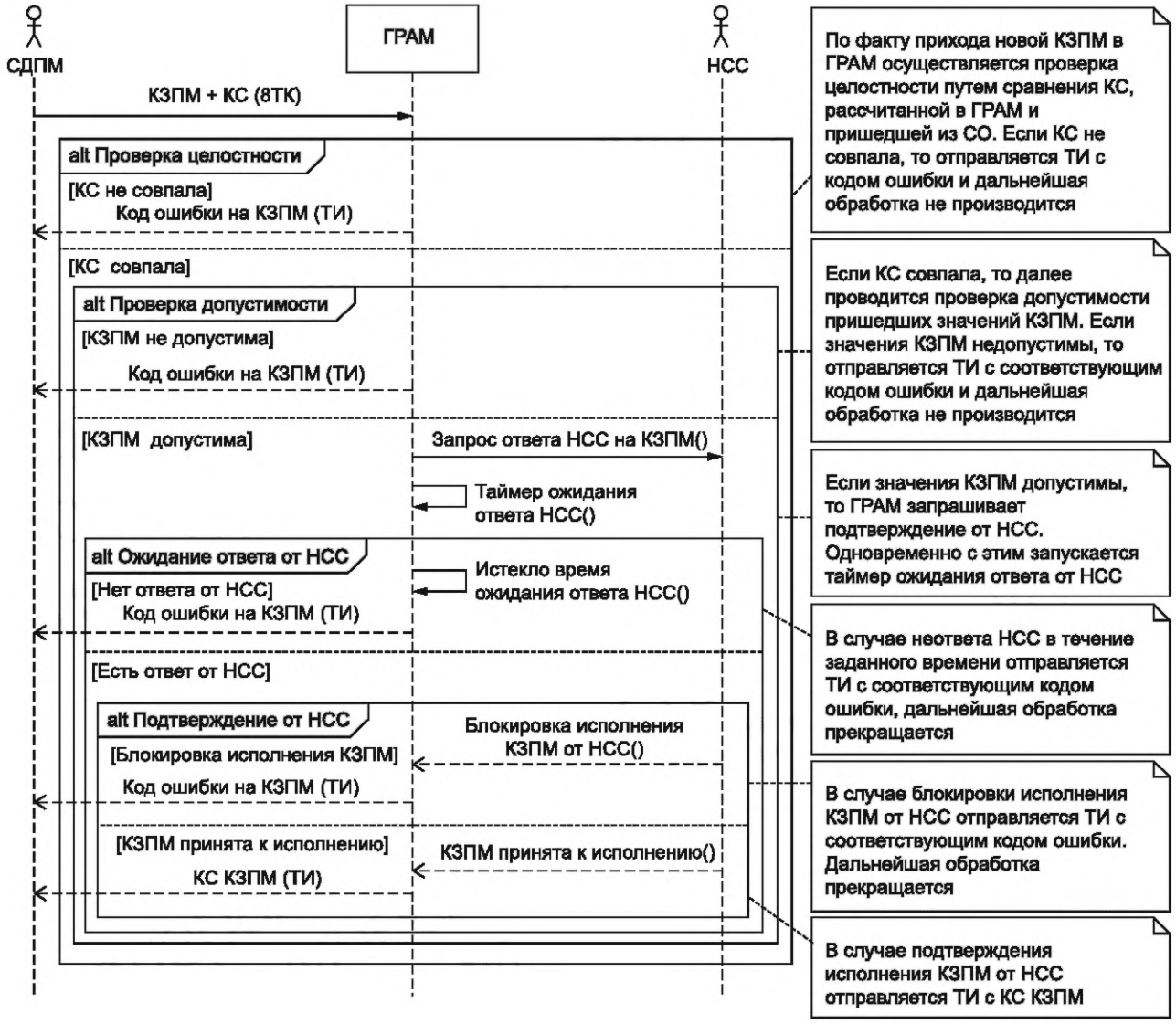

Рисунок 2 — Диаграмма последовательности взаимодействия СДПМ и ГРАМ при доведении КЗПМ

6 Функциональные требования к системе группового регулирования активной мощности для получения от информационно-управляющей системы доведения плановой мощности планового диспетчерского графика и команд на изменение задания плановой мощности, к их обработке и реализации

6.1 Компонентный состав ГРАМ для получения ПДГ и КЗПМ

6.1.1 Для реализации получения от СДПМ ПДГ и КЗПМ в ГРАМ должны присутствовать следующие функциональные компоненты (см. рисунок 3):

а) программный модуль связи с СДПМ;

б) компонент получения и реализации ПДГ;

в) компонент получения и реализации КЗПМ.

6.1.2 Модуль связи ГРАМ с СДПМ должен обеспечивать:

а) информационный обмен с СДПМ в части:

- получения сообщений, содержащих ПДГ и КЗПМ;
- передачи сообщений, содержащих ответ на ПДГ и КЗПМ;

б) контроль и сигнализацию о состоянии связи ГРАМ — СДПМ.

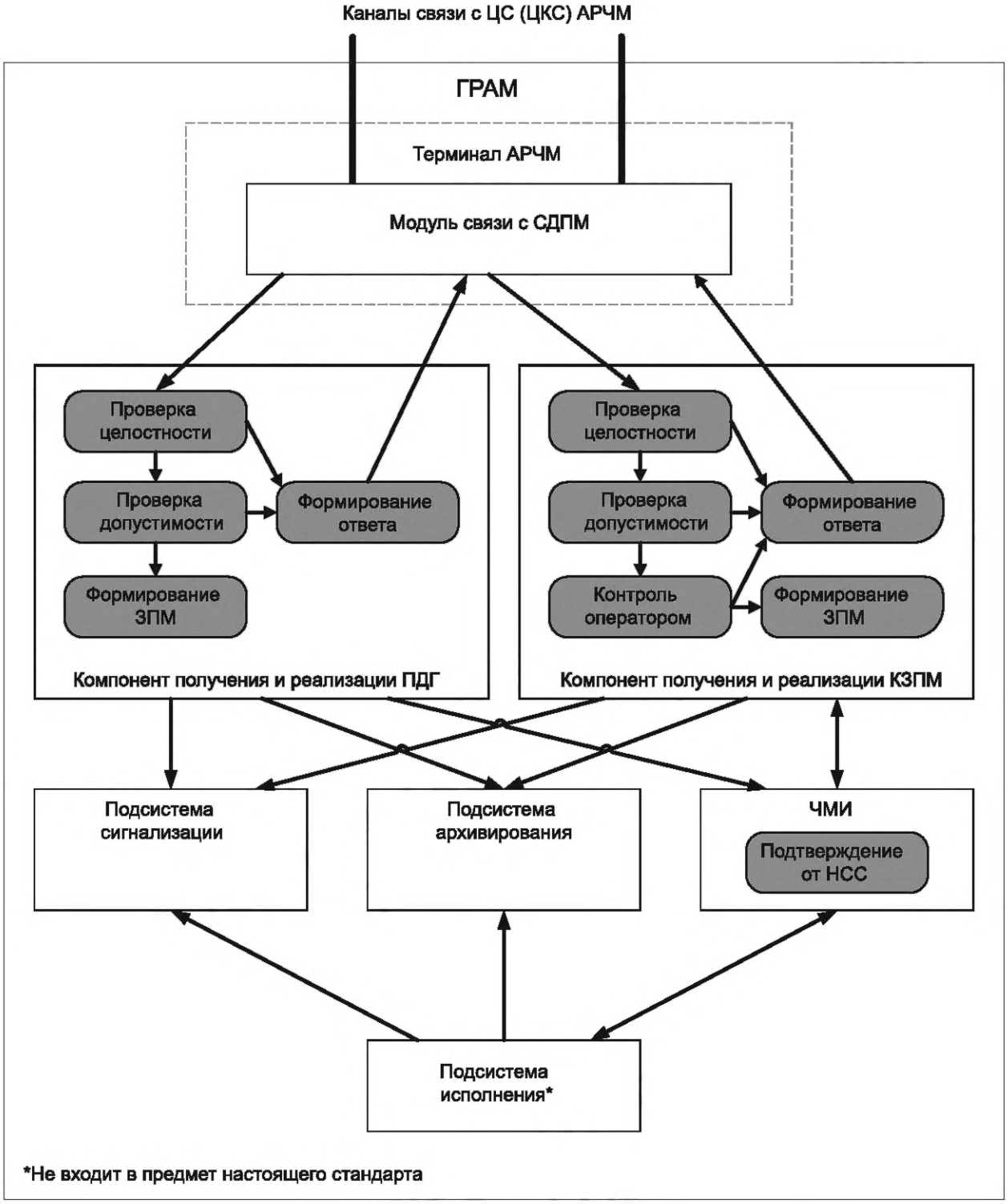

Рисунок 3 — Схема функциональной структуры ГРАМ в части доведения ПДГ и КЗПМ

6.1.3 Компонент получения и реализации ПДГ должен обеспечивать:

а) проверку целостности полученного ПДГ;

б) проверку допустимости полученного ПДГ;

в) формирование ответа на ПДГ — подтверждение приема ПДГ;

г) формирование запроса на получение ПДГ;

д) отправку ПДГ на исполнение (формирование ЗПМ).

Алгоритм формирования ЗПМ в ГРАМ для реализации ПДГ определяется собственником ГЭС по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

6.1.4 Компонент получения и реализации КЗПМ должен обеспечивать:

а) проверку целостности полученной КЗПМ;

б) проверку допустимости полученной КЗПМ;

в) возможность подтверждения или блокировки НСС исполнения КЗПМ;

г) формирование ответа на КЗПМ — подтверждение или блокировка исполнения КЗПМ;

д) отправку КЗПМ на исполнение (формирование ЗПМ).

Алгоритм формирования ЗПМ в ГРАМ для реализации КЗПМ определяется собственником ГЭС по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

6.2 Режимы работы ГРАМ в части ввода ПДГ и КЗПМ

6.2.1 В ГРАМ должны быть реализованы режимы в части ввода ПДГ:

а) режим автоматического ввода ПДГ (автоввод ПДГ), полученного от СДПМ;

б) режим ручного ввода (в том числе корректировки) ПДГ НСС с АРМ.

6.2.2 В ГРАМ должны быть реализованы режимы в части ввода КЗПМ:

а) режим автоматизированного ввода КЗПМ (автоввод КЗПМ), полученной от СДПМ, с возможностью подтверждения НСС принятия КЗПМ к исполнению;

б) режим ручного ввода КЗПМ с АРМ ГРАМ.

6.2.3 В ГРАМ должна быть реализована возможность переключения между режимами, указанными в 6.2.1, 6.2.2. При переключении между режимами должна быть обеспечена безударность, т. е. должны сохраняться последние данные, полученные от СДПМ ПДГ и КЗПМ.

6.2.4 В ГРАМ должно быть предусмотрено автоматическое отключение автоввода КЗПМ и автоввода ПДГ в следующих ситуациях:

а) при срабатывании ПА, фиксируемого по поступлению в ГРАМ команды ПА на изменение мощности ГЭС (отключение только автоввода КЗПМ);

б) при включении режима АРЧ в энергосистеме при его реализации в ГРАМ (отключение только автоввода КЗПМ);

в) при потере связи ГРАМ с СДПМ; для отстройки от кратковременных сбоев в ГРАМ должна быть предусмотрена возможность задания допустимой длительности потери связи с СДПМ в пределах от 1 до 300 секунд с шагом 1 с;

г) при неисправности ГРАМ или невозможности выполнения ПДГ и КЗПМ, в том числе из-за отсутствия подключенных к ГРАМ ГА, перезагрузки ГРАМ.

В ГРАМ должна быть обеспечена возможность повторного включения НСС автоввода ПДГ/КЗПМ после устранения причин, вызвавших отключение автоввода, в том числе возможность ручного квитирования в ГРАМ сигнала о срабатывании ПА.

6.2.5 Возможность включения режима автоввода КЗПМ и автоввода ПДГ должна появляться в ГРАМ только при появлении сигнала «Готовность к отдаче ПДГ/КЗПМ», полученного от СДПМ.

6.3 Требования к получению в ГРАМ ПДГ и КЗПМ

6.3.1 ГРАМ должен принимать и обрабатывать ТК, входящие в состав КЗПМ и ПДГ, в порядке, приведенном в таблице 1.

Таблица 1 — Порядок приема и обработки ТК, входящих в состав КЗПМ и ПДГ

Наименование	Размерность	Примечание
Идентификатор ГОУ для исполнения КЗПМ	—	Задается по согласованию с ДЦ
Номер КЗПМ	—	В соответствии с 6.4.1.1, 6.4.1.2
Величина КЗПМ	— / МВт	В соответствии с 6.4.1.3
Время отдачи КЗПМ	мин	В соответствии с 6.4.1.4
Время начала исполнения КЗПМ	мин	
Время окончания исполнения КЗПМ	мин	

Окончание таблицы 1

Наименование	Размерность	Примечание
Уникальный идентификатор КЗПМ	—	В соответствии с 6.4.1.1—6.4.1.5
КС КЗПМ	—	В соответствии с приложением А
Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ	—	Задается по согласованию с ДЦ
ПДГ. Значение мощности на 01:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 02:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 03:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 04:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 05:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 06:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 07:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 08:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 09:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 10:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 11:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 12:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 13:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 14:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 15:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 16:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 17:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 18:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 19:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 20:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 21:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 22:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 23:00	МВт	
ПДГ. Значение мощности на 24:00	МВт	
Дата действия ПДГ	—	В соответствии с 6.4.3.2
Уникальный идентификатор ПДГ	—	В соответствии с 6.4.3.1
КС ПДГ	—	В соответствии с приложением А

6.3.2 Диаграмма последовательности взаимодействия ГРАМ с СДПМ при доведении ПДГ приведена на рисунке 4.

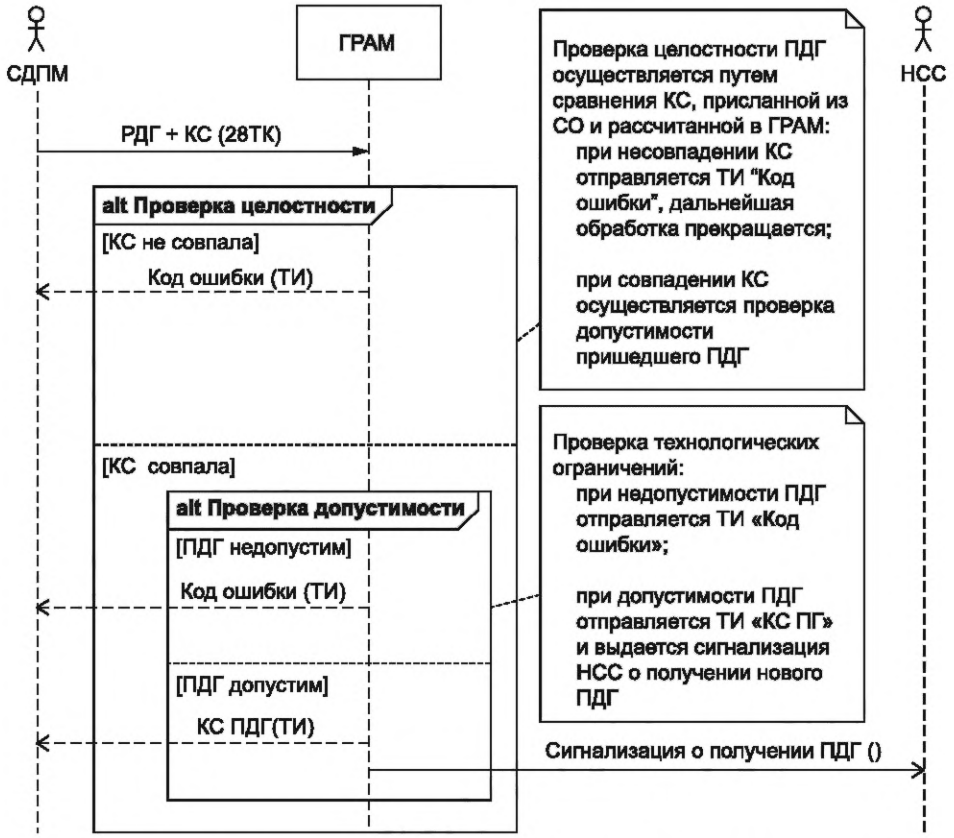

Рисунок 4 — Диаграмма последовательности взаимодействия ГРАМ с СДПМ при доведении ПДГ

6.3.3 СДПМ контролирует передачу ПДГ и КЗПМ и в случае его/ее неуспешной отправки осуществляет повторную отправку в ГРАМ всех ТК, приведенных в таблице 1.

6.3.4 ГРАМ должен обеспечить формирование и отправку в СДПМ следующих периодических сигналов:

а) ТС «Готовность к получению ПДГ»:
- «0» — в режиме ручного ввода ПДГ;
- «1» — в режиме автоввода ПДГ;

б) ТС «Готовность к получению КЗПМ»:
- «0» — в режиме ручного ввода КЗПМ;
- «1» — в режиме автоввода КЗПМ.

6.3.5 При отрицательном ответе НСС на пришедшую от СДПМ КЗПМ (при блокировке исполнения КЗПМ) ГРАМ должен автоматически отправить в СДПМ ТИ «Код ошибки на КЗПМ» со значением, сформированным в соответствии с требованиями 6.4.2.

6.3.6 При положительном ответе НСС на пришедшую от СДПМ КЗПМ (при принятии КЗПМ) ГРАМ должен автоматически отправлять в СДПМ ТИ «КС КЗПМ, рассчитанная в ГРАМ». При этом КЗПМ считается доведенной до ГОУ и должна быть исполнена.

6.3.7 Полученный ПДГ может относиться на текущие/следующие операционные сутки в зависимости от текущей даты и значения ТК «Дата действия ПДГ» (см. 6.4.3.2). При несовпадении даты действия ПДГ с датой текущих или следующих суток ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «Код ошибки на ПДГ» со значением в соответствии с требованиями 6.4.3.2.

6.3.8 В ГРАМ должна быть обеспечена возможность одновременного приема и обработки ТК, относящихся к ПДГ и КЗПМ.

6.3.9 В ГРАМ должна быть реализована приоритетность обработки поступающих КЗПМ над ТК ПДГ.

6.3.10 ГРАМ должен обеспечивать формирование и отправку ТС «Запрос ПДГ»:

а) автоматически при переключении в ГРАМ режима ввода ПДГ с ручного на автоматический;

б) автоматически при неполучении ПДГ в положенное время (настройки таймера устанавливаются в соответствии с принятым в ДЦ регламентом расчета ПДГ и заданной в СДПМ периодичностью отправки ПДГ);

в) по запросу НСС.

6.3.11 ТС «Запрос ПДГ» должен формироваться в виде импульса: при формировании запроса сигнал должен изменить свое значение на 1 в течение 10 с, затем сбрасывается в ноль.

6.3.12 Для режима автоввода ПДГ в ГРАМ должен быть реализован контроль актуальности ПДГ для следующего часа. Диаграмма последовательности контроля в ГРАМ актуальности ПДГ на следующий час приведена на рисунке 5.

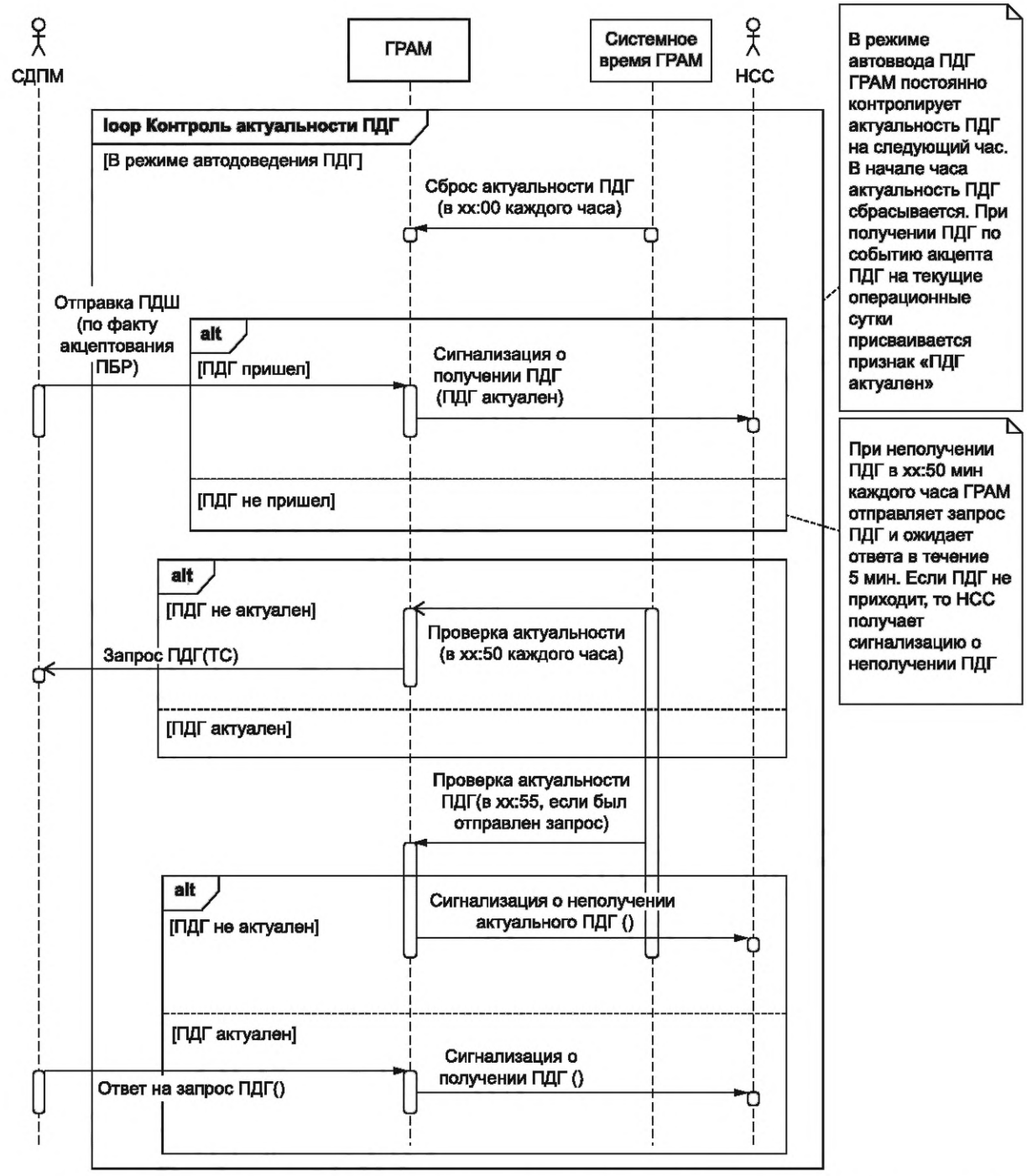

Рисунок 5 — Диаграмма последовательности контроля в ГРАМ актуальности ПДГ на следующий час

В начале каждого часа в ГРАМ должен сбрасываться признак актуальности ПДГ для следующего часа.

Актуальность ПДГ для следующего часа должна устанавливаться в случае получения ПДГ на текущие операционные сутки по событию акцепта ПДГ (см. 5.2.2). Поскольку факт акцепта/не акцепта ПБР должен быть определен за 10 мин до начала нового часа, доведение ПДГ по запросу от ГРАМ до указанного момента не должно влиять на признак актуальности ПДГ для следующего часа.

За 10 мин до начала нового часа ГРАМ должен проверять признак актуальности ПДГ для следующего часа, и в случае ее отсутствия — формировать запрос ПДГ.

Если за 5 мин до начала нового часа признак актуальности ПДГ для следующего часа отсутствует, ГРАМ должен формировать предупредительную сигнализацию.

6.3.13 Повторное получение одной и той же КЗПМ не должно приводить к ошибкам в работе ГРАМ. Данная ситуация возможна при наличии искажений в каналах связи и неполучении СДПМ ответа от ГРАМ на первичную отправку КЗПМ. Обработка в ГРАМ такой повторной КЗПМ должна осуществляться аналогично обработке КЗПМ при нормальной работе.

6.3.14 Проверка ПДГ и КЗПМ на целостность и допустимость

6.3.14.1 В ГРАМ должна быть реализована автоматическая проверка на целостность пришедших значений ПДГ и КЗПМ путем проверки совпадения КС, пришедшей от СДПМ, и КС, рассчитанной в ГРАМ, в соответствии с алгоритмом, приведенным в приложении А. Проверку следует осуществлять по факту получения нового ПДГ или КЗПМ (после получения ТК с КС ПДГ и КЗПМ соответственно). Триггером для запуска проверки является получение ТК с КС ПДГ или КЗПМ соответственно. В случае несовпадения КС ПДГ или КЗПМ, ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ с кодом ошибки.

6.3.14.2 Сравнение КС в ГРАМ должно осуществляться с точностью ε, задаваемой по согласованию с ДЦ, но не менее 5 знаков после запятой, по формуле

$$|КС_{СДПМ} - КС_{ГРАМ}| < \varepsilon, \quad (1)$$

где $КС_{СДПМ}$ — КС ПДГ/КЗПМ, рассчитанная в СДПМ;

$КС_{ГРАМ}$ — КС ПДГ/КЗПМ, рассчитанная в ГРАМ;

ε — точность сравнения (значение ε по умолчанию — 10^{-6}).

6.3.14.3 После проверки на целостность и при ее положительном результате в ГРАМ должна быть реализована автоматическая проверка на допустимость пришедших значений ПДГ и КЗПМ.

6.3.14.4 Проверка на допустимость пришедших значений ПДГ должна включать в себя:

а) проверку корректности даты действия ПДГ (см. 6.3.7);

б) проверку на корректность идентификатора ГОУ;

в) проверку на соответствие регулировочному диапазону ГОУ;

г) проверку корректности динамики изменения мощности с учетом технологических ограничений на скорость загрузки/разгрузки ГЭС.

В случае получения недопустимых значений ПДГ ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ «Код ошибки на ПДГ» со значением в соответствии с требованиями 6.4.4.

6.3.14.5 Проверка на допустимость пришедших значений КЗПМ должна включать в себя:

а) проверку на корректность идентификатора ГОУ;

б) проверку значений КЗПМ на соответствие регулировочному диапазону ГОУ с учетом ГА, находящихся в резерве или в режиме синхронного компенсатора;

в) проверку корректности уставок времени отдачи и времени начала исполнения команд.

Допустимый для исполнения КЗПМ регулировочный диапазон ГОУ должен учитывать заданный резерв автоматического вторичного регулирования, приходящийся на ГА в составе данного ГОУ, а также заданный резерв НПРЧ, если в состав ГОУ входят ГА, привлекаемые к участию в НПРЧ.

В случае получения недопустимых значений КЗПМ ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ «Код ошибки на КЗПМ» со значением в соответствии с требованиями 6.4.2.

6.3.14.6 При положительном результате проверки на допустимость КЗПМ ГРАМ в режиме автоввода КЗПМ должен предоставлять для НСС возможность принятия или блокировки исполнения КЗПМ. При этом в ГРАМ должен запускаться таймер ожидания ответа НСС. При отсутствии реакции НСС в течение заданного времени (значение по умолчанию — 3 мин) ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «Код ошибки на КЗПМ» со значением в соответствии с требованиями 6.4.2.

6.3.14.7 При положительном результате проверки целостности и допустимости ПДГ ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «КС ПДГ, рассчитанная в ГРАМ» и выдать соответствующую сигнализацию НСС.

6.3.14.8 В процессе ожидания ответа НСС на КЗПМ, в случае поступления новой КЗПМ, определяемой в соответствии с 5.3.3, ГРАМ должен прекращать процедуру ожидания ответа НСС без формирования ответов в направлении СДПМ и начинать процедуру обработки новой поступившей КЗПМ стандартным образом.

6.3.14.9 ГРАМ должна обеспечивать передачу в СДПМ ТИ «КС ПДГ, рассчитанная в ГРАМ», «Код ошибки на ПДГ», «Код ошибки на КЗПМ» строго после отправки в СДПМ квитанции о получении ТК с КС ПДГ или КЗПМ.

6.4 Содержание ТК и правила формирования кодов ошибок при доведении КЗПМ и ПДГ

6.4.1 Наименования и значения уставок ТК при доведении КЗПМ

6.4.1.1 Наименования КЗПМ

В ГРАМ, в том числе в ЧМИ, должны использоваться следующие наименования КЗПМ по изменению активной мощности:

а) «Работать по плановому диспетчерскому графику»;

б) «Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика»;

в) «Работать на «N» МВт ниже планового диспетчерского графика»;

г) «Генерация «N» МВт».

6.4.1.2 Значение «Номер КЗПМ»

Значения «Номер КЗПМ» приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Номера и наименования КЗПМ

Номер КЗПМ	Наименование КЗПМ
1	Работать по плановому диспетчерскому графику
2	Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика
3	Работать на «N» МВт ниже планового диспетчерского графика
4	Генерация «N» МВт

6.4.1.3 Значение «Величина КЗПМ»

«Величина КЗПМ» равна:

а) для КЗПМ № 2, 3, 4 (см. 6.4.1.2) — значению «N» (МВт);

б) для КЗПМ № 1 (см. 6.4.1.2) — «1».

6.4.1.4 Значения «Время отдачи КЗПМ», «Время начала исполнения КЗПМ», «Время окончания исполнения КЗПМ»

«Время отдачи КЗПМ» определяет момент времени формирования команды СДПМ и может быть использовано для определения времени реакции НСС ГЭС на полученную в ГРАМ команду.

«Время начала исполнения КЗПМ» определяет момент времени начала исполнения команды. Должно иметь значение, соответствующее текущему или будущему времени, однако из-за задержки в передаче КЗПМ может иметь значение, соответствующее прошедшему времени на величину не более чем 2 мин.

«Время окончания исполнения КЗПМ» определяет момент времени окончания исполнения команды. Должно быть больше или равно значению атрибута «Время начала исполнения КЗПМ».

Значения «Время отдачи КЗПМ», «Время начала исполнения КЗПМ», «Время окончания исполнения КЗПМ» при их приеме-передаче и обработке в ГРАМ должны содержать количество минут от начала операционных суток: больше 0 и не более 1440 для времени, относящегося к текущим суткам, больше 1440 и не более 2880 для времени, относящегося к следующим суткам. Контроль значений «Время отдачи КЗПМ», «Время начала исполнения КЗПМ» в части отнесения КЗПМ к конкретным суткам, в том числе при отдаче КЗПМ на границе суток, должен выполняться в ГРАМ. Для команд с текущим временем исполнения значения «Время отдачи КЗПМ» и «Время начала исполнения КЗПМ» должны совпадать.

Если «Время окончания исполнения КЗПМ» больше, чем «Время начала исполнения КЗПМ», то значение величины ЗПМ в ГРАМ должно меняться градиентом от момента «Время начала исполнения КЗПМ», если НСС подтвердил КЗПМ раньше времени, соответствующего «Время начала исполнения КЗПМ». В противном случае величина ЗПМ в ГРАМ должна изменяться градиентом от момента принятия КЗПМ НСС до времени «Время окончания исполнения КЗПМ». В случае если «Время окончания исполнения КЗПМ» меньше, чем «время принятия КЗПМ НСС», то значение ЗПМ меняется сразу в момент принятия команды. В любом случае скорость отработки новой КЗПМ не должна превышать заданную в ГРАМ скорость для изменения ЗПМ.

6.4.1.5 Значение «Уникальный идентификатор КЗПМ»

Значение «Уникальный идентификатор КЗПМ» должно отличаться для каждой очередной отправки КЗПМ, в том числе в случае повторной отправки КЗПМ. Значение идентификатора может быть любым из множества натуральных чисел и является служебным сигналом, который не отображается на операторских интерфейсах ГРАМ.

6.4.1.6 Значение «Идентификатор ГОУ для исполнения КЗПМ»

Значение «Идентификатор ГОУ для исполнения КЗПМ» содержит идентификационный номер ГОУ. При наличии на одном объекте нескольких ГОУ, для каждого ГОУ должен быть назначен соответствующий идентификационный номер ГОУ.

6.4.2 Правила формирования значения ТИ «Код ошибки на КЗПМ»

Значение «Код ошибки на КЗПМ» должно присваиваться в ГРАМ в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 — Значения ТИ «Код ошибки на КЗПМ»

Значение ТИ «Код ошибки на КЗПМ»	Значение
1	КС КЗПМ не совпала
2	Некорректный идентификатор ГОУ
3	Несоответствие КЗПМ регулировочному диапазону ГОУ (для КЗПМ № 2, 3, 4)
4	Некорректные уставки времени отдачи, начала или окончания исполнения КЗПМ
5	Отсутствие реакции НСС на КЗПМ
6	Блокировка исполнения КЗПМ НСС

6.4.3 Значения уставок ТК при доведении ПДГ

6.4.3.1 Значение «Уникальный идентификатор ПДГ»

Значение «Уникальный идентификатор ПДГ» должно отличаться для каждой очередной отправки ПДГ, в том числе в случае повторной отправки ПДГ. Значение идентификатора может быть любым из множества натуральных чисел и является служебным сигналом, который не отображается на операторских интерфейсах ГРАМ.

6.4.3.2 Значение «Дата действия ПДГ»

Значение «Дата действия ПДГ» содержит дату операционных суток, на которые передается ПДГ, в виде целого десятичного числа в формате «ддммгг», например, «120616» для 12 июня 2016 года, или «61220» для 6 декабря 2020 года.

6.4.3.3 Значение «Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ»

Значение «Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ» содержит идентификационный номер ГОУ.

6.4.4 Правила формирования значения ТИ «Код ошибки на ПДГ»

Значение ТИ «Код ошибки на ПДГ» должно присваиваться в ГРАМ в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 — Значения ТИ «Код ошибки на ПДГ»

Значение ТИ «Код ошибки на ПДГ»	Значение
1	КС ПДГ не совпала
2	Некорректная дата действия ПДГ
3	Некорректный идентификатор ГОУ
4	Несоответствие ПДГ регулировочному диапазону ГОУ

6.5 Требования к программному обеспечению ГРАМ

Алгоритмы ГРАМ в части информационного обмена с СДПМ должны исполняться циклически, с циклом исполнения не более 1 с. Продолжительность цикла должна быть согласована с циклом работы СДПМ и циклами обмена информацией по каналам связи. Исполнение ПДГ, исполнение подтвержденных НСС КЗПМ обеспечивается в цикле основного алгоритма ГРАМ.

6.6 Требования к ЧМИ

6.6.1 Для управления функциями доведения ПДГ и КЗПМ в ГРАМ должны быть реализованы экранные формы. На экранных формах должны отображаться:

а) текущий режим в части ввода ПДГ;

б) текущий режим в части ввода КЗПМ;

в) последний полученный ПДГ;

г) последняя полученная КЗПМ;

д) исполняемый ПДГ;

е) исполняемая КЗПМ.

6.6.2 ПДГ должен отображаться в табличном виде и в виде графика.

6.6.3 КЗПМ должна отображаться в виде текстовой строки, содержащей наименование ГОУ, наименование КЗПМ в соответствии с 6.4.1.1 и значения ее атрибутов.

6.6.4 На АРМ ГРАМ времена отдачи, начала и окончания исполнения КЗПМ должны представляться в формате «чч:мм» времени текущих операционных суток.

6.6.5 Экранные формы должны предоставлять возможность оперативного включения, выключения и переключения между режимами в части ввода ПДГ и КЗПМ.

6.6.6 При неисправности основного и резервного каналов АРЧМ, при получении в ГРАМ сигнала срабатывания ПА, при работе ГРАМ в режиме АРЧ в энергосистеме в операторских интерфейсах ГРАМ должна блокироваться возможность включения автоматического режима в части ввода ПДГ и КЗПМ. При попытке включения автоматического режима должно выводиться сообщение пользователю о недопустимости данного режима.

6.6.7 В режиме автоввода ПДГ должна быть предоставлена возможность внеочередного запроса ПДГ оператором.

6.6.8 В режиме автоввода КЗПМ должна быть предоставлена возможность подтверждения исполнения или блокировки исполнения КЗПМ. В случае если НСС ничего не ответит на запрос подтверждения исполнения КЗПМ в течение заданного времени, то ожидание ответа от НСС должно прекратиться, а ГРАМ должен выполнить операции в соответствии с 6.3.14.6.

6.6.9 В графическом интерфейсе ГРАМ должны быть предусмотрены механизмы, исключающие возможность неосознанного принятия/отклонения НСС новой КЗПМ, заместившей предшествующую КЗПМ, например, использование неактивности для кнопок принятия и отклонения КЗПМ в течение 10 секунд с момента получения КЗПМ, использование цветовой сигнализации при обновлении атрибутов КЗПМ.

6.6.10 В режиме ручного ввода должна быть предоставлена возможность ручной корректировки ПДГ: в виде любого количества из 24 значений плановой мощности на конец каждого часа текущих или следующих суток, кроме уже прошедших часов, но не менее одного значения (на конец текущего часа).

6.6.11 В режиме ручного ввода КЗПМ должна быть предоставлена возможность ручного ввода КЗПМ путем выбора типа команды из списка КЗПМ (см. 6.4.1.1) и введения значений величин, соответствующих выбранной команде. Обработка КЗПМ должна начинаться после ввода команды по кнопке «выполнить» или «ввести» КЗПМ.

6.7 Требования к сигнализации

В ГРАМ должны быть реализованы сообщения или сигнализация о следующих событиях, приведенных в таблице 5.

Таблица 5 — Виды сообщений или сигнализации о событиях

Событие	Сигнализация/сообщение[1)]
Получение ПДГ от СДПМ (при положительном результате проверки на целостность ПДГ)	Сообщение

Окончание таблицы 5

Событие	Сигнализация/сообщение[1)]
Получение КЗПМ от СДПМ (при положительном результате проверки на целостность КЗПМ)	Сообщение
Неисправность одного канала связи	Предупредительная сигнализация
Неисправность обоих каналов связи	Предупредительная сигнализация
Срабатывание ПА	Предупредительная сигнализация
Режим АРЧ	Сообщение
Отсутствие готовности к отдаче ПДГ со стороны ДЦ	Сообщение
Отсутствие готовности к отдаче КЗПМ со стороны ДЦ	Сообщение
Неполучение ПДГ в положенное время (в соответствии с принятым регламентом ДЦ и заданной в СДПМ периодичностью отправки ПДГ)	Предупредительная сигнализация
Недопустимый ПДГ	Сообщение
Недопустимая КЗПМ	Сообщение
Отсутствует актуальный ПДГ на ближайших период	Предупредительная сигнализация
Переключение в ручной режим ввода ПДГ	Сообщение

[1)] Сообщение — информация НСС, при получении которой не требуется вмешательства в работу системы.

Примечание — Предупредительная сигнализация — информация НСС, требующая действий в соответствии с инструкцией по работе с СДПМ и инструкцией по эксплуатации ГРАМ, указанных в 8.1 и 8.2.

6.8 Требования к архивированию

6.8.1 В архив (журнал работы) ГРАМ должны записываться:

а) режим работы ГРАМ в части ввода ПДГ и КЗПМ;

б) информация по всем получаемым ПДГ, в том числе факт получения, результат проверки, факт подтверждения, КС;

в) информация по всем получаемым КЗПМ, в том числе факт получения, результат проверки, факт подтверждения, КС;

г) операторские действия:

- по переключению режимов в части ввода ПДГ и КЗПМ;
- по принятию или блокировке исполнения КЗПМ;
- по вводу новых ПДГ и КЗПМ в режимах ручного ввода;
- квитирование сигнализации в части доведения ПДГ и КЗПМ.

6.8.2 На основе архива ГРАМ должна быть предоставлена возможность восстановления:

а) ПДГ (полученного или введенного вручную) для произвольного момента времени на сутки, на которые приходится этот момент времени, а также на следующие сутки;

б) полученных КЗПМ, их очередность и содержание, за произвольный период времени.

6.8.3 Время хранения архивной информации должно быть не менее 12 мес. По окончании календарного года архивные данные должны быть перенесены на долговременный носитель, с временем хранения не менее 5 лет.

6.9 Возможности развития

Программно-аппаратная реализация ГРАМ должна предусматривать возможность расширения перечня доводимых КЗПМ при условии неизменного числа ТК, используемых для доведения КЗПМ.

7 Требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью гидравлической электростанции

7.1 Проверка готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью ГЭС из ДЦ с передачей команд от СДПМ в ГРАМ на изменение ЗПМ выполняется только после успешного завершения проверок взаимодействия ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ по каналам АРЧМ, подтверждающих выполнение требований ГОСТ Р 56969.

7.2 Проверка готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью ГЭС из ДЦ должна включать в себя проведение автономных и комплексных испытаний ГРАМ с проверкой функций взаимодействия с СДПМ, а также опытную эксплуатацию ГРАМ при взаимодействии с СДПМ в течение не менее 4 недель.

7.3 По завершении реализации в ГРАМ функций, указанных в разделе 6, владелец ГЭС выполняет его автономные испытания по программе, включающей проверку функций ГРАМ для взаимодействия с СДПМ, проверку операторских интерфейсов ГРАМ, необходимых для подключения к СДПМ, в том числе проверку алгоритмов ГРАМ по ручному вводу ПДГ и КЗПМ и их исполнения.

7.4 По результатам автономных испытаний ГРАМ оформляется протокол испытаний с выводом о готовности ГРАМ к проведению комплексных испытаний при взаимодействии с СДПМ, утверждаемый техническим руководителем владельца ГЭС (его филиала, в зону эксплуатационной ответственности которого входит ГЭС (далее — филиал)).

7.5 При успешном завершении автономных испытаний ГРАМ владелец ГЭС направляет в соответствующий ДЦ письменное уведомление о готовности к проверке дистанционного управления активной мощностью ГЭС с организацией и проверкой информационного обмена между ГРАМ и СДПМ по каналам АРЧМ и проведением комплексных испытаний ГРАМ при взаимодействии с СДПМ ДЦ.

7.6 До начала комплексных испытаний ГРАМ при взаимодействии с СДПМ должна быть организована и проведена проверка информационного обмена между ГРАМ и СДПМ по каналам АРЧМ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59947.

7.7 Комплексные испытания ГРАМ при взаимодействии с СДПМ проводятся после успешной проверки информационного обмена в соответствии с 7.6.

Комплексные испытания ГРАМ при взаимодействии с СДПМ проводятся в соответствии с программой, совместно утверждаемой главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца ГЭС (его соответствующего филиала).

Для проведения комплексных испытаний ГРАМ должны быть в установленном порядке оформлены и поданы диспетчерские заявки на изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, предусмотренные программой таких испытаний.

7.8 Программа комплексных испытаний ГРАМ при взаимодействии с СДПМ должна включать в себя следующие этапы проверки без фактического изменения мощности ГЭС [перечисления а) и б)] и с фактическим изменением мощности ГЭС [перечисление в)]:

а) проверка взаимодействия СДПМ и ГРАМ в части доведения ПДГ, в том числе:
   - проверка автоввода ПДГ по запросу от ГРАМ;
   - проверка автоввода ПДГ по событию акцепта результатов расчета ПДГ;
   - проверка взаимодействия ГРАМ и СДПМ при доведении некорректного ПДГ или отсутствии готовности его приема со стороны ГРАМ;

б) проверка взаимодействия СДПМ и ГРАМ в части доведения КЗПМ, в том числе:
   - проверка доведения до ГРАМ КЗПМ «Генерация N МВт»;
   - проверка доведения до ГРАМ «Работать по ПДГ»;
   - проверка взаимодействия ГРАМ и СДПМ при доведении некорректных КЗПМ;

в) комплексная проверка с автовводом ПДГ и КЗПМ при изменении мощности ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

7.9 По результатам комплексных испытаний оформляется протокол, содержащий заключение о возможности проведения опытной эксплуатации ГРАМ при взаимодействии с СДПМ с указанием выявленных в ходе комплексных испытаний замечаний (при наличии), не критичных для проведения опытной эксплуатации, при условии их устранения не позднее завершения опытной эксплуатации.

7.10 Протокол комплексных испытаний ГРАМ при взаимодействии с СДПМ утверждается главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца ГЭС (его соответствующего филиала).

7.11 Опытная эксплуатация ГРАМ при взаимодействии с СДПМ проводится по программе, совместно утверждаемой главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца ГЭС (его соответствующего филиала).

Программа опытной эксплуатации ГРАМ при взаимодействии с СДПМ должна предусматривать автоматический режим передачи ПДГ от СДПМ по каналам АРЧМ, независимо от состояния подключения ГЭС к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ, а также передачу КЗПМ от СДПМ до ГРАМ ГЭС в периоды подключения ГЭС к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

7.12 По результатам опытной эксплуатации ГРАМ при взаимодействии с СДПМ оформляется протокол проведения опытной эксплуатации, содержащий заключение о возможности ввода ГРАМ в промышленную эксплуатацию при взаимодействии с СДПМ, а также информацию об устранении всех замечаний к функционированию ГРАМ (в случае наличия таких замечаний).

7.13 Протокол проведения опытной эксплуатации ГРАМ при взаимодействии с СДПМ утверждается главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца ГЭС (его соответствующего филиала).

7.14 По результатам проведения опытной эксплуатации оформляется акт готовности ГРАМ к вводу в промышленную эксплуатацию при взаимодействии с СДПМ, который согласовывается главным диспетчером ДЦ и утверждается техническим руководителем владельца ГЭС (его соответствующего филиала).

8 Требования по использованию дистанционного управления активной мощностью гидравлической электростанции диспетчерским персоналом диспетчерского центра и оперативным персоналом гидравлической электростанции

8.1 Дистанционное управление активной мощностью ГЭС из ДЦ с передачей команд от СДПМ в ГРАМ на изменение ЗПМ должно осуществляться диспетчерским персоналом ДЦ и оперативным персоналом ГЭС в соответствии с указаниями инструкции по работе с СДПМ, утверждаемой главным диспетчером соответствующего ДЦ и направляемой на ГЭС, подключенные к СДПМ.

8.2 Инструкция по работе с СДПМ должна содержать указания:

- по доведению ПДГ в автоматическом режиме при включенных и исправных ГРАМ, СДПМ и каналах АРЧМ;
- по доведению КЗПМ только при включенном управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ;
- о порядке включения/отключения в ГРАМ режимов автоввода ПДГ и КЗПМ;
- о действиях персонала ГЭС при неисправности ГРАМ, каналов АРЧМ, при получении от СДПМ в ГРАМ некорректных ПДГ и КЗПМ, сигналов неготовности СДПМ к передаче ПДГ и КЗПМ, при получении информации от диспетчерского персонала ДЦ о неисправности СДПМ, при поступлении команд ПА на изменение мощности ГЭС;
- о действиях диспетчерского персонала ДЦ при неисправности СДПМ, каналов АРЧМ, при поступлении ТС неготовности ГРАМ к получению ПДГ и КЗПМ, об отключении в ГРАМ режима автоввода ПДГ и КЗПМ, при поступлении информации от оперативного персонала ГЭС о получении в ГРАМ некорректных ПДГ и КЗПМ, о неисправности ГРАМ, каналов АРЧМ, поступлении команд ПА на изменение мощности ГЭС.

8.3 Указания по эксплуатации ГРАМ в части взаимодействия с СДПМ при получении команд на изменение ЗПМ должны содержаться в станционной инструкции, разрабатываемой и утверждаемой техническим руководителем ГЭС для персонала ГЭС, и соответствовать указаниям инструкции по работе с СДПМ, утвержденной ДЦ.

Приложение А
(обязательное)

Алгоритм расчета контрольной суммы для планового диспетчерского графика и команд на изменение задания плановой мощности

А.1 Контрольную сумму КС = КС(X), используемую для проверки целостности данных ПДГ (КЗПМ), вычисляют по следующему рекуррентному соотношению:

$$КС = \sum_{m=1}^{n} \sin(x_m + m); \qquad (А.1)$$

$$m = \overline{1, n},$$

где $X = \{x_1, x_2, ..., x_n\}$ — упорядоченное множество n атрибутов ПДГ (КЗПМ);

$X_m = \{x_1, x_2, ..., x_m\} \subset X$ — подмножество первых m элементов множества X, $1 \le m \le n$.

При расчете КС для ПДГ множество X состоит из $n = 27$ элементов: идентификатора ГОУ, даты действия ПДГ, уникального идентификатора ПДГ, 24 значений плановой мощности на конец часового интервала.

При расчете КС для КЗПМ множество X состоит из $n = 7$ элементов: идентификатора ГОУ, номера КЗПМ, величины КЗПМ, времени отдачи КЗПМ, времени начала исполнения КЗПМ, времени окончания исполнения КЗПМ, уникального идентификатора КЗПМ.

При вычислениях необходимо использовать операции над числами одинарной точности с плавающей точкой.

А.2 Пример расчета КС для КЗПМ приведен в таблице А.1.

Таблица А.1 — Пример расчета КС для КЗПМ

Идентификатор ГОУ	x_1	1234	1234	5678
Номер КЗПМ	x_2	2	1	5
Величина КЗПМ	x_3	2000	1	1
Время отдачи КЗПМ	x_4	300	885	1140
Время начала исполнения КЗПМ	x_5	360	900	1140
Время конца исполнения КЗПМ	x_6	390	905	1140
Идентификационный номер команды	x_7	11	12	13
Контрольная сумма	КС	−1,4542064	−0,5841941	2,0398291

А.3 Пример расчета КС для ПДГ приведен в таблице А.2.

Таблица А.2 — Пример расчета КС для ПДГ

Идентификатор ГОУ	x_1	1234	5678	911
Дата действия ПДГ	x_2	101120	201120	111121
Уникальный идентификатор ПДГ	x_3	23154	19205	1
Значение мощности на 01:00	x_4	300	100	0
Значение мощности на 02:00	x_5	0	80	0
Значение мощности на 03:00	x_6	0	80	0
Значение мощности на 04:00	x_7	0	80	0
Значение мощности на 05:00	x_8	0	80	0
Значение мощности на 06:00	x_9	0	100	0
Значение мощности на 07:00	x_{10}	227,987	160	0
Значение мощности на 08:00	x_{11}	256	200	0

Окончание таблицы А.2

Значение мощности на 09:00	x_{12}	251	415,281	0
Значение мощности на 10:00	x_{13}	251	453	0
Значение мощности на 11:00	x_{14}	251	437,465	0
Значение мощности на 12:00	x_{15}	251	453	0
Значение мощности на 13:00	x_{16}	251	453	0
Значение мощности на 14:00	x_{17}	251	453	0
Значение мощности на 15:00	x_{18}	251	415,813	0
Значение мощности на 16:00	x_{19}	251	200	0
Значение мощности на 17:00	x_{20}	251	280,772	0
Значение мощности на 18:00	x_{21}	251	428,669	0
Значение мощности на 19:00	X_{22}	316	130,19	0
Значение мощности на 20:00	x_{23}	316	130,2	0
Значение мощности на 21:00	x_{24}	316	130,21	0
Значение мощности на 22:00	x_{25}	316	130,22	0
Значение мощности на 23:00	x_{26}	161,013	130,23	0
Значение мощности на 24:00	x_{27}	30	130,24	0
Контрольная сумма	КС	−3,17558742	−1,07138228	−0,13650763

Библиография

[1] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: энергосистема, диспетчерский центр, гидравлическая электростанция, дистанционное управление, информационный обмен

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 29.12.2021. Подписано в печать 28.01.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,95.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru