ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59947— 2021

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления

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. № 1862-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 требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления из диспетчерского центра 3
5 Особенности информационного обмена для осуществления дистанционного управления из диспетчерского центра электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики 4
6 Особенности информационного обмена для осуществления дистанционного управления из диспетчерского центра активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых (солнечных) электростанций 6
7 Особенности информационного обмена для осуществления дистанционного управления из диспетчерского центра активной мощностью гидравлических электростанций, подключенных к центральной (центральной координирующей) системе автоматического регулирования частоты и мощности 6
8 Проверка информационного обмена 7
Приложение А (обязательное) Типовой формуляр согласования приема/передачи данных между системой группового регулирования активной мощности и центральной (центральной координирующей) системой автоматического регулирования частоты и мощности, системой доведения плановой мощности по каналам автоматического регулирования частоты и мощности по протоколу МЭК 60870-5-104 [2] 9
Библиография 22

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 технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Remote control. Requirements for information exchange in the process of organization and implementation of remote control

Дата введения — 2022—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет:

- требования к информационному обмену между автоматизированными системами управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и автоматизированными системами диспетчерского управления диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, связанному с осуществлением дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики объектов электроэнергетики, генерирующим оборудованием ветровых (ветроэлектрических) и солнечных электростанций, заданием плановой мощности гидроэлектростанций, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее — информационный обмен для осуществления дистанционного управления из диспетчерских центров);
- порядок проверки информационного обмена между автоматизированными системами управления технологическим процессом объектов электроэнергетики и автоматизированными системами диспетчерского управления диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для осуществления дистанционного управления из диспетчерских центров (далее — проверка информационного обмена).

1.2 Настоящий стандарт предназначен для субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами электрических подстанций, переключательных пунктов высшим уровнем напряжения 110 кВ и выше, электростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более; организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики.

1.3 Настоящий стандарт не устанавливает требования к информационному обмену:

- осуществляемому между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для решения задач управления электроэнергетическими режимами;
- связанному с участием электростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности;
- осуществляемому между автоматизированными системами управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и автоматизированными системами технологического управле-

Издание официальное

ния центров управления сетями сетевых организаций, центров управления ветровыми (солнечными) электростанциями или структурными подразделениями потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, которые осуществляют функции технологического управления и ведения в отношении принадлежащих таким потребителям линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 55608 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования

ГОСТ Р 55890 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. 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 59948—2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

ГОСТ Р 59949 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дистанционное управление. Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций

ГОСТ Р 59950—2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дистанционное управление. Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидравлических электростанций, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

ГОСТ Р МЭК 870-5-4—96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 4. Определение и кодирование элементов пользовательской информации

ГОСТ Р МЭК 870-5-5 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции

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 55608, ГОСТ Р 57114, ГОСТ Р 59948.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АПТС — аварийно-предупредительный телесигнал;

АРМ — автоматизированное рабочее место;

АРЧМ — автоматическое регулирование частоты и мощности;

АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления;

АСУТП — автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;
ВЭС — ветровая (ветроэлектрическая) электростанция;
ГРАМ — система группового регулирования активной мощности гидроэлектростанции;
ГЭС — гидравлическая электростанция, в том числе гидроаккумулирующая электростанция;
ДУ — дистанционное управление;
ДЦ — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
КЗПМ — команда на изменение плановой мощности;
КП — контролируемый пункт;
ЛЭП — линия электропередачи;
ОДУ — диспетчерский центр системного оператора — объединенное диспетчерское управление;
ПДГ — плановый диспетчерский график;
РДУ — диспетчерский центр[1)];
РЗ — релейная защита;
РЗА — релейная защита и автоматика;
СА — сетевая автоматика;
СДПМ — система доведения плановой мощности;
СЭС — фотоэлектрическая солнечная электростанция;
ТИ — телеизмерение;
ТС — телесигнал;
ЦДУ — центральное диспетчерское управление, главный диспетчерский центр системного оператора;
ЦКС — центральная координирующая система;
ЦС — централизованная система;
ЦУ — центр управления[2)];
IP — межсетевой протокол (Internet Protocol);
TCP — протокол управления передачей (Transmission Control Protocol);
UTC — всемирное координированное время (Universal Time Coordinate).

4 Общие требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления из диспетчерского центра

4.1 Для передачи команд ДУ из ДЦ на объекты электроэнергетики используются каналы связи, которые организуются в соответствии с правилами [1].

4.2 Передача команд ДУ из ДЦ организуется в стеке протоколов TCP/IP.

4.3 Каналы связи между ДЦ и объектом электроэнергетики должны обеспечивать время передачи команд ДУ не более 1 с без учета времени ее обработки в АСУТП объекта электроэнергетики и АСДУ ДЦ.

4.4 Для передачи команд ДУ из ДЦ используется протокол прикладного уровня МЭК 60870-5-104 [2].

4.5 Передача команд ДУ должна осуществляться с использованием стандартных процедур, предусмотренных ГОСТ Р МЭК 870-5-5.

[1)] Диспетчерский центр системного оператора — региональное диспетчерское управление; для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы — диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющий функции оперативно-диспетчерского управления в указанной энергосистеме.

[2)] Центр управления сетями (ЦУС) сетевой организации, центр управления ВЭС (СЭС), структурное подразделение потребителя электрической энергии, владеющего на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и не оказывающего услуги по передаче электрической энергии, которое осуществляет функции технологического управления и ведения в отношении принадлежащих такому потребителю линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства.

4.6 Настройки протокола прикладного уровня, в том числе применение процедур передачи команд с предварительным выбором объекта управления или передачи прямой (непосредственной) команды в соответствии с ГОСТ Р МЭК 870-5-5, должны быть выполнены в соответствии с согласованным с субъектом оперативно-диспетчерского управления формуляром согласования приема/передачи данных.

4.7 В случаях реализации ДУ оборудованием и устройствами одного объекта электроэнергетики из нескольких ДЦ между объектом электроэнергетики и каждым ДЦ для приема/передачи команд ДУ должны организовываться отдельные соединения на уровне протокола МЭК 60870-5-104 [2].

4.8 Для идентификации источника команды ДУ в АСУТП объекта электроэнергетики могут использоваться IP-адрес, номер TCP-порта оборудования, используемого для передачи команд ДУ из ДЦ, и иные способы, согласованные субъектом оперативно-диспетчерского управления.

4.9 При осуществлении ДУ из ДЦ используется телеметрическая информация, передаваемая с объектов электроэнергетики в ДЦ для решения задач управления электроэнергетическими режимами, а также дополнительная телеинформация, определенная в разделах 5, 6 и 7.

4.10 Обеспечение безопасности информационного обмена при осуществлении ДУ из ДЦ должно выполняться в соответствии со стандартом, определяющим использование защищенных протоколов при организации информационного обмена в электроэнергетике Российской Федерации.

5 Особенности информационного обмена для осуществления дистанционного управления из диспетчерского центра электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики

5.1 Информационный обмен, используемый при осуществлении ДУ из ДЦ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, должен обеспечивать выполнение требований, определенных ГОСТ Р 59948.

5.2 ДУ из ДЦ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА может осуществляться с использованием следующих телекоманд:

- однопозиционная телекоманда (C_SC_NA_1);
- двухпозиционная телекоманда (C_DC_NA_1);
- телекоманда пошагового регулирования (C_RC_NA_1);
- телекоманда уставки (C_SE_NC_1).

5.3 В ходе информационного обмена, связанного с передачей из ДЦ команд ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА в направлении источника команды, должны передаваться сигнал ACTCON о подтверждении выбора (при использовании команды выбора и исполнения), сигнал ACTCON о подтверждении исполнения команды и сигнал ACTTERM об окончании управления, определенные в ГОСТ Р МЭК 870-5-5.

5.4 Успешным выполнением команды ДУ считается изменение состояния коммутационного аппарата (заземляющего разъединителя).

5.5 Передача в ДЦ ТС положения коммутационного аппарата (заземляющего разъединителя) должна осуществляться одним обобщенным сигналом, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного аппарата: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормального разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению коммутационного аппарата (заземляющего разъединителя).

5.6 Для осуществления ДУ из ДЦ электросетевым оборудованием с объекта электроэнергетики в ДЦ должна передаваться телеинформация о неисправностях, блокирующих управление электросетевым оборудованием, неисправности или срабатывании устройств РЗ, СА, противоаварийной автоматики, состоянии ключей ДУ.

5.7 Для осуществления ДУ из ДЦ устройствами РЗА с объекта электроэнергетики в ДЦ должна передаваться информация в соответствии с разделом 7 ГОСТ Р 59948—2021.

5.8 Минимальный объем дополнительной телеинформации, требуемый для передачи в ДЦ в целях осуществления ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, приведен в таблице 1. При реализации конкретных проектов ДУ состав телеинформации может быть изменен с учетом состава оборудования и устройств конкретного объекта электроэнергетики.

Таблица 1 — Минимальный объем дополнительной телеинформации, требуемый для передачи в ДЦ в целях осуществления ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА

Параметры телеинформации		Примечание
Неисправность (неготовность): - выключателя; - разъединителя; - заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	АПТС	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления выключателем, разъединителем, заземляющим разъединителем
Неисправность РЗ	АПТС	Обобщенный сигнал по каждому терминалу (комплекту) РЗ каждого присоединения, приводящий к блокированию защитных функций, реализуемых терминалом
Неисправность СА	АПТС	Обобщенный сигнал по каждому терминалу (комплекту) СА каждого присоединения
Неисправность дифференциальной токовой защиты шин	АПТС	—
Неисправность регулирования под нагрузкой автотрансформатора (трансформатора)	АПТС	—
Положение ключа выбора режима управления присоединением — «местное»	ТС	ДУ запрещено
Положение ключа выбора режима управления присоединением — «дистанционное»	ТС	ДУ разрешено
Положение ключа ДУ — «Освобождено»	ТС	При положении ключа ДУ «Освобождено» ДУ не осуществляется. Возможен перевод ключа ДУ (захват ДУ) в любое положение
Положение ключа ДУ — «Объект[1)]»	ТС	При положении ключа ДУ «АРМ» ДУ может осуществляться только из АРМ АСУТП объекта электроэнергетики
Положение ключа ДУ — «ЦДУ»	ТС	ДУ может осуществляться только из ЦДУ (используется только при организованном ДУ из ЦДУ)
Положение ключа ДУ — «ОДУ»	ТС	ДУ может осуществляться только из ОДУ (используется только при организованном ДУ из ОДУ)
Положение ключа ДУ — «РДУ»	ТС	ДУ может осуществляться только из РДУ (используется только при организованном ДУ из РДУ)
Положение ключа ДУ — «ЦУ»	ТС	ДУ может осуществляться только из ЦУ (используется только при организованном ДУ из ЦУ)
Неисправность оперативной блокировки присоединения	АПТС	По отсутствию сигнала «Неисправность оперативной блокировки» проверяется готовность оперативной блокировки
Блокировка разъединителя	ТС	Сигнал оперативной блокировки — блокирование разъединителя
Блокировка заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	ТС	Сигнал оперативной блокировки — блокирование заземляющего разъединителя

[1)] Государственная районная электрическая станция (ГРЭС), теплоэлектроцентраль (ТЭЦ), тепловая электрическая станция (ТЭС), атомная электрическая станция (АЭС), ГЭС, подстанция (ПС) и т. п.

6 Особенности информационного обмена для осуществления дистанционного управления из диспетчерского центра активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых (солнечных) электростанций

6.1 Информационный обмен, используемый в целях осуществления ДУ из ДЦ активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) должен обеспечивать выполнение требований, определенных ГОСТ Р 59949.

6.2 ДУ из ДЦ активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) может осуществляться следующими видами телекоманд:

- однопозиционная телекоманда (C_SC_NA_1);
- двухпозиционная телекоманда (C_DC_NA_1);
- телекоманда уставки (C_SE_NC_1).

6.3 Во время информационного обмена, связанного с передачей из ДЦ команд ДУ активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) в направлении источника команды, должны передаваться сигнал ACTCON о подтверждении исполнения команды, сигнал ACTTERM об окончании управления, определенные в ГОСТ Р МЭК 870-5-5.

6.4 Объем дополнительной телеинформации, требуемый для передачи в ДЦ в целях осуществления ДУ активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС), приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Объем дополнительной телеинформации, требуемый для передачи в ДЦ в целях осуществления ДУ активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС)

Параметры телеинформации		Примечание
Положение ключа ДУ — «Освобождено»	ТС	При положении ключа ДУ «Освобождено» ДУ не осуществляется. Возможен перевод ключа ДУ (захват ДУ) в любое положение
Положение ключа ДУ — «ВЭС (СЭС)»	ТС	При положении ключа ДУ «ВЭС (СЭС)» ДУ может осуществляться только из АРМ АСУТП ВЭС (СЭС)
Положение ключа ДУ — «ДЦ[1)]»	ТС	При положении ключа ДУ «ДЦ» ДУ может осуществляться только из ДЦ
Положение ключа ДУ — «ЦУ»	ТС	При положении ключа ДУ «ЦУ» ДУ может осуществляться только из ЦУ ВЭС (СЭС) (используется только при организованном ДУ из ЦУ ВЭС (СЭС))
Величина доступной мощности	ТИ	Доступная максимальная активная мощность с учетом фактического состояния схемы выдачи мощности
Величина диапазона регулирования	ТИ	Доступный диапазон регулирования реактивной мощности при текущем значении активной мощности

[1)] РДУ, ОДУ, ЦДУ.

7 Особенности информационного обмена для осуществления дистанционного управления из диспетчерского центра активной мощностью гидравлических электростанций, подключенных к центральной (центральной координирующей) системе автоматического регулирования частоты и мощности

7.1 Организация информационного обмена для осуществления ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ГЭС должна обеспечивать выполнение требований ГОСТ Р 59950.

7.2 ДУ заданием плановой мощности ГЭС, подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ, осуществляется посредством передачи задания плановой мощности из ДЦ в ГРАМ.

7.3 Передача задания плановой мощности и соответствующий информационный обмен осуществляются по каналам связи между ГРАМ и ЦС (ЦКС) АРЧМ, организуемым в соответствии с ГОСТ Р 55890.

7.4 Информационный обмен, связанный с передачей задания плановой мощности, не должен приводить к нарушениям информационного обмена при управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

7.5 Задание плановой мощности передается от СДПМ серией телекоманд уставок в направлении ГРАМ. Серия телекоманд заканчивается уставкой, содержащей контрольную сумму. Состав и перечень телекоманд определен ГОСТ Р 59950.

7.6 Прием в ГРАМ телекоманды уставки с контрольной суммой означает окончание серии команд с заданием плановой мощности.

7.7 Передача задания плановой мощности осуществляется по одному из каналов связи и при его потере переключается на резервный канал.

7.8 Объем дополнительной телеинформации, требуемый для передачи в ДЦ в целях обеспечения передачи на ГЭС задания плановой мощности, приведен в таблице 3.

Таблица 3 — Объем дополнительной телеинформации, требуемый для передачи в ДЦ в целях обеспечения передачи на ГЭС задания плановой мощности

Параметры телеинформации		Примечание
Контрольная сумма ПДГ, рассчитанная в ГРАМ	ТИ	Контрольная сумма ПДГ, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 59950—2021 (приложение А)
Код ошибки на ПДГ	ТИ	Код ошибки приема ПДГ, определенный в соответствии с ГОСТ Р 59950—2021 (пункт 6.4.4)
Контрольная сумма КЗПМ, рассчитанная в ГРАМ	ТИ	Контрольная сумма КЗПМ, рассчитанная в соответствии с ГОСТ Р 59950—2021 (приложение А)
Код ошибки на КЗПМ	ТИ	Код ошибки приема КЗПМ, определенный в соответствии с ГОСТ Р 59950—2021 (пункт 6.4.2)
Готовность к получению ПДГ	ТС	Ежесекундный сигнал подтверждения готовности к приему ПДГ
Готовность к получению КЗПМ	ТС	Ежесекундный сигнал подтверждения готовности к приему КЗПМ
Запрос ПДГ	ТС	Формируемый оперативным персоналом ГЭС сигнал запроса в ДЦ на передачу ПДГ

7.9 Информационный обмен между СДПМ и ГРАМ по каналам АРЧМ следует осуществлять в соответствии с формуляром согласования приема/передачи данных между ГРАМ и ЦС (ЦКС) АРЧМ, СДПМ, который согласовывается с ДЦ и утверждается техническим руководителем организации, являющейся собственником или иным законным владельцем ГЭС (ее филиала, в зону эксплуатационной ответственности которого входит ГЭС).

7.10 Типовой формуляр согласования приема/передачи данных между ГРАМ и ЦС (ЦКС) АРЧМ, СДПМ по протоколу МЭК 60870-5-104 [2] приведен в приложении А.

7.11 Отправку телекоманд для различных групповых объектов управления одной ГЭС необходимо выполнять с отдельными адресами объектов информации.

7.12 Программное обеспечение ГРАМ, обеспечивающих информационный обмен с СДПМ, должно предоставлять возможность приема-передачи данных одновременно в одном канале с причиной передачи <1> «периодически/циклически (per/cyc)» и с причиной передачи <3> «спорадически (spont)».

8 Проверка информационного обмена

8.1 Проверку информационного обмена, выполняемую в соответствии с требованиями настоящего раздела, осуществляют только при реализации ДУ из ДЦ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА объектов электроэнергетики в соответствии с ГОСТ Р 59948, ДУ из ДЦ активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) в соответствии с ГОСТ Р 59949, ДУ из ДЦ активной мощностью ГЭС, подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ, в соответствии с ГОСТ Р 59950, в допол-

нение к проверкам информационного обмена, организуемого между объектами электроэнергетики и ДЦ для решения задач управления электроэнергетическими режимами.

8.2 Во время проверки информационного обмена выполняют:

- настройку и проверку работоспособности узлов информационного обмена, используемых для передачи команд ДУ из ДЦ;
- проверку корректности формирования в АСУТП или ГРАМ объекта электроэнергетики и передачи в ДЦ дополнительной телеинформации, предусмотренных проектной документацией для реализации ДУ из ДЦ;
- проверку прохождения команд ДУ из ДЦ в АСУТП объекта электроэнергетики без фактического воздействия на оборудование и устройства объекта электроэнергетики (далее — проверка прохождения команд ДУ из ДЦ).

8.3 Настройку и проверку узлов информационного обмена осуществляют в соответствии с согласованными формулярами согласования приема/передачи данных.

8.4 Проверку корректности формирования в АСУТП (ГРАМ) АПТС, ТС и ТИ, предусмотренных проектом реализации ДУ из ДЦ, осуществляют путем имитации поочередного срабатывания (формирования) всех проверяемых АПТС, ТС, ТИ в АСУТП (ГРАМ) объекта электроэнергетики и сверкой с получаемыми в ДЦ соответствующими сигналами.

8.5 Проверку прохождения команд ДУ из ДЦ активной и реактивной мощностью ВЭС (СЭС) и команд ДУ из ДЦ заданием плановой мощности ГЭС, подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ, осуществляют в объеме всех команд ДУ, предусмотренных проектной документацией.

8.6 Проверку прохождения команд ДУ из ДЦ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА осуществляют в объеме, устанавливаемом перечнем распределения функций ДУ, определенным ГОСТ Р 59948.

8.7 Для проведения проверки прохождения команд ДУ из ДЦ на объекте электроэнергетики должны быть предварительно выполнены мероприятия, препятствующие передаче команд ДУ из ДЦ на исполнительные механизмы управляемого оборудования (например, установкой ключа выбора режима управления всеми присоединениями всех распределительных устройств, где реализовано ДУ из ДЦ, в положение «местное»; введением блокировки передачи команд ДУ из ДЦ в системы управления и регулирования генерирующим оборудованием и т. п.).

8.8 По результатам проверки прохождения команд ДУ из ДЦ собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики и ДЦ совместно оформляют протокол проверки информационного обмена и акт готовности к проверке реализации ДУ из ДЦ.

8.9 Дополнительно после проведения проверки прохождения команд ДУ из ДЦ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА без фактического воздействия собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики и ДЦ:

- на основе данных из журналов событий, зарегистрированных за время проверки в АСУТП объекта электроэнергетики и АСДУ ДЦ соответственно, формируют файлы в форматах электронных таблиц (допустимые форматы: ods, xlsx, xls, wks), содержащие последовательный во времени перечень событий, зафиксированных в АСУТП и АСДУ при передаче, приеме, обработке команд ДУ, с привязкой их ко времени, наименованию и идентификаторам команд и оборудования;
- обмениваются сформированными файлами;
- совместно формируют сводный файл в формате электронной таблицы, содержащий последовательный во времени перечень событий, зарегистрированных как в АСУТП, так и в АСДУ ДЦ, сопоставленных по диспетчерским наименованиям управляемого оборудования (далее — сводная таблица событий).

Сводная таблица событий является неотъемлемой частью протокола проверки информационного обмена.

Приложение А
(обязательное)

Типовой формуляр согласования приема/передачи данных между системой группового регулирования активной мощности и центральной (центральной координирующей) системой автоматического регулирования частоты и мощности, системой доведения плановой мощности по каналам автоматического регулирования частоты и мощности по протоколу МЭК 60870-5-104 [2]

Типовой формуляр согласования определен с учетом [2] и набора параметров для целей настоящего стандарта. При этом выбранные параметры обозначаются в белых прямоугольниках следующим образом:

	Функция или ASDU[1)] не используется
X	Функция или ASDU используется (по умолчанию)
R	Функция или ASDU используется в обратном режиме
B	Функция или ASDU используется в стандартном и обратном режиме

Возможный выбор (пустой, X, R или B) определяется для каждого пункта или параметра.

Текстовые описания непримененных параметров зачеркиваются, а соответствующие прямоугольники обозначаются черным цветом.

1. Система или устройство

(Параметр, характерный для системы; указывает на определение системы или устройства, маркируя один из нижеследующих прямоугольников знаком «X»)

	Определение системы
X	Определение контролирующей станции (первичный — master)
X	Определение контролируемой станции (вторичный — slave)

2. Конфигурация сети

(Параметр, характерный для сети; все используемые структуры должны маркироваться знаком «X»).

■ ~~Точка-точка~~	■ ~~Магистральная~~
■ ~~Радиальная точка-точка~~	■ ~~Многоточечная радиальная~~

3. Физический уровень

(Параметр, характерный для сети; все используемые интерфейсы и скорости передачи данных маркируются знаком «X»).

Скорости передачи (направление управления)

Несимметричные цепи обмена V.24, V.28 стандартные	Несимметричные цепи обмена V.24, V.28, рекомендуемые при скорости более 1200 бит/с	Симметричные цепи обмена X.24, X.27	
■ ~~100 бит/с~~	■ ~~2400 бит/с~~	■ ~~2400 бит/с~~	■ ~~56000 бит/с~~
■ ~~200 бит/с~~	■ ~~4800 бит/с~~	■ ~~4800 бит/с~~	■ ~~64000 бит/с~~
■ ~~300 бит/с~~	■ ~~9600 бит/с~~	■ ~~9600 бит/с~~	
■ ~~600 бит/с~~		■ ~~19200 бит/с~~	
■ ~~1200 бит/с~~		■ ~~38400 бит/с~~	

[1)] ASDU — блок данных прикладного уровня.

Скорости передачи (направление контроля)

Несимметричные цепи обмена V.24, V.28 стандартные	Несимметричные цепи обмена V.24, V.28, рекомендуемые при скорости более 1200 бит/с	Симметричные цепи обмена X.24, X.27	
~~100 бит/с~~	~~2400 бит/с~~	~~2400 бит/с~~	~~56000 бит/с~~
~~200 бит/с~~	~~4800 бит/с~~	~~4800 бит/с~~	~~64000 бит/с~~
~~300 бит/с~~	~~9600 бит/с~~	~~9600 бит/с~~	
~~600 бит/с~~		~~19200 бит/с~~	
~~1200 бит/с~~		~~38400 бит/с~~	

4. Канальный уровень

(Параметр, характерный для сети; все используемые опции маркируются знаком «X»). Указывают максимальную длину кадра. Если применяется нестандартное назначение для сообщений класса 2 при небалансной передаче, то указывают Type ID (или Идентификаторы типа) и COT (Причины передачи) всех сообщений, приписанных классу 2.

Передача по каналу	Адресное поле канального уровня
~~Балансная передача~~	~~Отсутствует (только при балансной передаче)~~
~~Небалансная передача~~	~~Один байт~~
	~~Два байта~~
Длина кадра	~~Структурированное~~
~~Макс. длина L (число байтов)~~	~~Неструктурированное~~

При использовании небалансного канального уровня следующие типы ASDU возвращаются при сообщениях класса 2 (низкий приоритет) с указанием причин передачи:

~~Специальное назначение ASDU к сообщениям класса 2 используется следующим образом~~

ИДЕНТИФИКАТОР типа	Причина передачи
9, 11, 13, 21	<1>

~~Специальное назначение ASDU к сообщениям класса 2 используется следующим образом~~

ИДЕНТИФИКАТОР типа	Причина передачи

~~Примечание — При ответе на опрос данных класса 2 контролируемая станция может посылать в ответ данные класса 1, если нет доступных данных класса 2.~~

5. Прикладной уровень

Режим передачи прикладных данных

Используется только режим 1 (первым передается младший байт), как определено в ГОСТ Р МЭК 870-5-4–96 (пункт 4.10).

Общий адрес ASDU

(Параметр, характерный для системы; все используемые варианты маркируются знаком «X»).

■	~~Один байт~~	X	Два байта

Адрес объекта информации

(Параметр, характерный для системы; все используемые варианты маркируются знаком «X»).

■	~~Один байт~~		Структурированный
■	~~Два байта~~	X	Неструктурированный
X	Три байта		

Причина передачи

(Параметр, характерный для системы; все используемые варианты маркируются знаком «X»).

■	~~Один байт~~		Два байта (с адресом источника). Если адрес источника не используется, то он устанавливается в 0

Длина APDU[1)]

(Параметр, характерный для системы и устанавливающий максимальную длину APDU в системе).
Максимальная длина APDU равна 253 (по умолчанию). Максимальная длина APDU может быть уменьшена для системы.

253	Максимальная длина APDU для системы

Выбор стандартных ASDU

Информация о процессе в направлении контроля

(Параметр, характерный для станции; каждый Type ID маркируется знаком «X», если используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, и знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

B	<1>	:= Одноэлементная информация	M_SP_NA_1
■	~~<2>~~	~~:= Одноэлементная информация с меткой времени (3 байта)~~	~~M_SP_TA_1~~
	<3>	:= Двухэлементная информация	M_DP_NA_1
■	~~<4>~~	~~:=Двухэлементная информация с меткой времени~~	~~M_DP_TA_1~~
	<5>	:= Информация о положении отпаек	M_ST_NA_1
■	~~<6>~~	~~:= Информация о положении отпаек с меткой времени~~	~~M_ST_TA_1~~
	<7>	:= Строка из 32 бит	M_BO_NA_1
■	~~<8>~~	~~:= Строка из 32 бит с меткой времени~~	~~M_BO_TA_1~~
	<9>	:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение	M_ME_NA_1
■	~~<10>~~	~~:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение (2 байта) с меткой времени (3 байта)~~	~~M_ME_TA_1~~

[1)] ASDU — протокольный блок данных прикладного уровня.

	<11>	:= Значение измеряемой величины, масштабированное значение	M_ME_NB_1
	~~<12>~~	~~:= Значение измеряемой величины, масштабированное значение (2 байта) с меткой времени (3 байта)~~	~~M_ME_TB_1~~
B	<13>	:= Значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой (4 байта)	M_ME_NC_1
	~~<14>~~	~~:= Значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой (4 байта) с меткой времени (3 байта)~~	~~M_ME_TC_1~~
	<15>	:= Интегральные суммы	M_IT_NA_1
	~~<16>~~	~~:= Интегральные суммы с меткой времени~~	~~M_IT_TA_1~~
	~~<17>~~	~~:= Действие устройств защиты с меткой времени~~	~~M_EP_TA_1~~
	~~<18>~~	~~:= Упакованная информация о срабатывании пусковых органов защиты с меткой времени~~	~~M_EP_TB_1~~
	~~<19>~~	~~:= Упакованная информация о срабатывании выходных цепей устройства защиты с меткой времени~~	~~M_EP_TC 1~~
	<20>	:= Упакованная одноэлементная информация с определением изменения состояния	M_PS NA 1
	<21>	:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение без описателя качества	M_ME_ND_1
	<30>	:= Одноэлементная информация с меткой времени CP56Время 2a	M_SP_TB_1
	<31	:= Двухэлементная информация с меткой времени CP56Время 2a	M_DP_TB_1
	<32>	:= Информация о положении отпаек с меткой времени CP56Время 2a	M_ST_TB_1
	<33>	:= Строка из 32 битов с меткой времени CP56Время 2a	M_BO_TB_1
	<34>	:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение с меткой времени CP56Время 2a	M_ME_TD_1
	<35>	:= Значение измеряемой величины, масштабированное значение с меткой времени CP56Время 2a	M_ME_TE_1
	<36>	:= Значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткой времени CP56Время 2a	M_ME_TF_1
	<37>	:= Интегральные суммы с меткой времени CP56Время 2a	M_IT_TB_1
	<38>	:= Действие устройств защиты с меткой времени CP56Время 2a	M_EP_TD_1
	<39>	:= Упакованная информация о срабатывании пусковых органов защиты с меткой времени CP56Время 2a	M_EP_TE_1
	<40>	:= Упакованная информация о срабатывании выходных цепей устройства защиты с меткой времени CP56Время 2a	M_EP_TF_1

Информация о процессе в направлении управления

(Параметр, характерный для станции; каждый Type ID маркируется знаком «X», если используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях)

☐	<45>	:= Однопозиционная команда	C_SC_NA_1
☐	<46>	:= Двухпозиционная команда	C_DC_NA_1
☐	<47>	:= Команда пошагового регулирования	C_RC_NA_1
☐	<48>	:= Команда уставки, нормализованное значение	C_SE_NA_1
☐	<49>	:= Команда уставки, масштабированное значение	C_SE_NB_1
X	<50>	:= Команда уставки, короткий формат с плавающей запятой	C_SE_NC_1
☐	<51>	:= Строка из 32 битов	C_BO_NA_1
☐	<58>	:= Однопозиционная команда с меткой времени CP56Время2a	C_SC_TA_1
☐	<59>	:= Двухпозиционная команда с меткой времени CP56Время2a	C_DC_TA_1
☐	<60>	:= Команда пошагового регулирования с меткой времени CP56Время2a	C_RC_TA_1
☐	<61>	:= Команда уставки, нормализованное значение с меткой времени CP56Время2a	C_SE_TA_1
☐	<62>	:= Команда уставки, масштабированное значение с меткой времени CP56Время2a	C_SE_TB_1
☐	<63>	:= Команда уставки, короткое значение с плавающей запятой с меткой времени CP56Время2a	C_SE_TC_1
☐	<64>	:= Строка из 32 битов с меткой времени CP56Время2a	C_BO_TA_1

Информация о системе в направлении контроля

(Параметр, характерный для станции; каждый Type ID маркируется знаком «X», если используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

☐	<70>	:= Окончание инициализации	M_EI_NA_1

Информация о системе в направлении управления

(Параметр, характерный для станции; каждый Type ID маркируется знаком «X», если используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях)

☐	<100>	:= Команда опроса	C_IC_NA_1
☐	<101>	:= Команда опроса счетчиков	C_CI_NA_1
☐	<102>	:= Команда чтения	C_RD_NA_1
☐	<103>	:= Команда синхронизации времени (опция)	C_CS_NA_1

■	~~<104>~~	~~:= Тестовая команда~~	~~C_TS_NA_1~~
□	<105>	:= Команда сброса процесса	C_RP_NA_1
■	~~<106>~~	~~:= Команда задержки опроса~~	~~C_CD_NA_1~~
□	<107>	:= Тестовая команда с меткой времени CP56Время2a	C_TS_TA_1

Передача параметра в направлении управления

(Параметр, характерный для станции; каждый Type ID маркируется знаком «X», если используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

□	<110>	:= Параметр измеряемой величины, нормализованное значение	P_ME_NA_1
□	<111>	:= Параметр измеряемой величины, масштабированное значение	P_ME_NB_1
□	<112>	:= Параметр измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой	P_ME_NC_1
□	<113>	:= Активация параметра	P_AC_NA_1

Пересылка файла

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком «X», если используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

□	<120>	:= Файл готов	F_FR_NA_1
□	<121>	:= Секция готова	F_SR_NA_1
□	<122>	:= Вызов директории, выбор файла, вызов файла, вызов секции	F_SC_NA_1
□	<123>	:= Последняя секция, последний сегмент	F_LS_NA_1
□	<124>	:= Подтверждение приема файла, подтверждение приема секции	F_AF_NA_1
□	<125>	:= Сегмент	F_SG _NA_1
□	<126>	:= Директория {пропуск или X; только в направлении контроля (стандартном)}	F_DR_TA_1

Назначение идентификатора типа и причины передачи

(Параметр, характерный для станции)

ИДЕНТИФИКАТОР ТИПА		Причина передачи															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	20—36	37—41	44—47
<1>	M_SP_NA_1	B		X	■		■	■	■	■	■			■		■	■
~~<2>~~	~~M_SP_TA_1~~	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
<3>	M_DP_NA_1	■			■		■	■	■	■	■			■		■	■
~~<4>~~	~~M_DP_TA_1~~	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
<5>	M_ST_NA_1	■			■		■	■	■	■	■			■		■	■

ИДЕНТИФИКАТОР ТИПА		Причина передачи															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	20—36	37—41	44—47
~~<6>~~	~~M_ST_TA_1~~																
<7>	M_BO_NA_1																
~~<8>~~	~~M_BO_TA_1~~																
<9>	M_ME_NA_1																
~~<10>~~	~~M_ME_TA_1~~																
<11>	M_ME_NB_1																
~~<12>~~	~~M_ME_TB_1~~																
<13>	M_ME_NC_1	B		X													
~~<14>~~	~~M_ME_TC_1~~																
<15>	M_IT_NA_1																
~~<16>~~	~~M_IT_TA_1~~																
~~<17>~~	~~M_EP_TA_1~~																
~~<18>~~	~~M_EP_TB_1~~																
~~<19>~~	~~M_EP_TC_1~~																
<20>	M_PS_NA_1																
<21>	M_ME_ND_1																
<30>	M_SP_TB_1																
<31>	M_DP_TB_1																
<32>	M_ST_TB_1																
<33>	M_BO_TB_1																
<34>	M_ME_TD_1																
<35>	M_ME_TE_1																
<36>	M_ME_TF_1																
<37>	M_IT_TB_1																
<38>	M_EP_TD_1																
<39>	M_EP_TE_1																
<40>	M_EP_TF_1																
<45>	C_SC_NA_1																
<46>	C_DC_NA_1																
<47>	C_RC_NA_1																
<48>	C_SE_NA_1																
<49>	C_SE_NB_1																
<50>	C_SE_NC_1						X	X	X	X	X						X
<51>	C_BO_NA_1																
<58>	C_SC_TA_1																

ИДЕНТИФИКАТОР ТИПА		Причина передачи															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	20—36	37—41	44—47
<59>	C_DC_TA_1																
<60>	C_RC_TA_1																
<61>	C_SE_TA_1																
<62>	C_SE_TB_1																
<63>	C_SE_TC_1																
<64>	C_BO_TA_1																
<70>	M_EI_NA_1																
<100>	C_IC_NA_1																
<101>	C_CI_NA_1																
<102>	C_RD_NA_1																
<103>	C_CS_NA_1																
<104>	~~C_TS_NA_1~~																
<105>	C_RP_NA_1																
<106>	~~C_CD_NA_1~~																
<107>	C_TS_TA_1																
<110>	P_ME_NA_1																
<111>	P_ME_NB_1																
<112>	P_ME_NC_1																
<113>	P_AC_NA_1																
<120>	F_FR_NA_1																
<121>	F_SR_NA_1																
<122>	F_SC_NA_1																
<123>	F_LS_NA_1																
<124>	F_AF_NA_1																
<125>	F_CG_NA_1																
<126>	F_DR_TA_1																

Серые прямоугольники: опция не требуется.

Черный прямоугольник: опция, не разрешенная в настоящем стандарте.

Пустой прямоугольник: функция или ASDU не используется.

Маркировка идентификатора типа/Причины передачи:

X — сочетание используется только в стандартном направлении;

R — сочетание используется в обратном направлении;

B — используется в обоих направлениях.

6. Основные прикладные функции

Инициализация станции

(Параметр, характерный для станции; если функция используется, то прямоугольник маркируется знаком «X»).

	Удаленная инициализация

Циклическая передача данных
(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

B	Циклическая передача данных

Процедура чтения
(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

	Процедура чтения

Спорадическая передача
(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

X	Спорадическая передача

Дублированная передача объектов информации при спорадической причине передачи
(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком «X», если оба типа — Type ID без метки времени и соответствующий Type ID с меткой времени — выдаются в ответ на одиночное спорадическое изменение в контролируемом объекте).
Следующие идентификаторы типов, вызванные одиночным изменением состояния объекта информации, могут передаваться последовательно. Индивидуальные адреса объектов информации, для которых возможна дублированная передача, определяются в проектной документации.

	Одноэлементная информация M_SP_NA_1, M_SP_TA_1, M_SP_TB_1, M_PS_NA_1
	Двухэлементная информация M_DP_NA_1, M_DP TA 1, M_DP_TB_1
	Информация о положении отпаек M_ST_ NA_1, M_ST_TA_1, M_ST_TB_ 1
	Строка из 32 бит M_BO_NA_1, M_BO_TA_1, M_BO_TB_1 (если определено для конкретного проекта)
	Измеряемое значение, нормализованное M_ME_NA_1, M_ME_TA_1, M_ME_ ND_1, M_ME_TD_1
	Измеряемое значение, масштабированное M_ME_NB_1, M_ME_TB_1, M_ME_TE_1
	Измеряемое значение, короткий формат с плавающей запятой M_ME_NC_1, M_ME_TC_1, M_ME_TF_1

Опрос станции

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

	Общий		
	Группа 1	Группа 4	Группа 7
	Группа 2	Группа 5	Группа 8
	Группа 3	Группа 6	Группа 9

Группа 10	Группа 13	Группа 16
Группа 11	Группа 14	Адреса объектов информации, принадлежащих каждой группе, должны быть приведены в отдельной таблице
Группа 12	Группа 15	

Синхронизация времени

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

	Синхронизация времени опционально

Передача команд

(Параметр, характерный для объекта; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

	Прямая передача команд
X	Прямая передача команд уставки
	Передача команд с предварительным выбором
	Передача команд уставки с предварительным выбором
	Использование C_SE_ACTTERM
X	Нет дополнительного определения длительности выходного импульса
	Короткий импульс (длительность определяется системным параметром на КП)
	Длинный импульс (длительность определяется системным параметром на КП)
	Постоянный выход
	Контроль максимальной задержки (запаздывания) команд телеуправления и команд уставки в направлении управления
	Максимально допустимая задержка команд телеуправления и команд уставки

Передача интегральных сумм

(Параметр, характерный для станции или объекта; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

	Режим A: Местная фиксация со спорадической передачей
	Режим B: Местная фиксация с опросом счетчика
	Режим C: Фиксация и передача при помощи команд опроса счетчика
	Режим D: Фиксация командой опроса счетчика, фиксированные значения сообщаются спорадически

☐ Считывание счетчика

☐ Фиксация счетчика без сброса

☐ Фиксация счетчика со сбросом

☐ Сброс счетчика

☐ Общий запрос счетчиков

☐ Запрос счетчиков группы 1

☐ Запрос счетчиков группы 2

☐ Запрос счетчиков группы 3

☐ Запрос счетчиков группы 4

Загрузка параметра

(Параметр, характерный для объекта; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

☐ Пороговое значение величины

☐ Коэффициент сглаживания

☐ Нижний предел для передачи значений измеряемой величины

☐ Верхний предел для передачи значений измеряемой величины

Активация параметра

(Параметр, характерный для объекта; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

☐ Активация/деактивация постоянной циклической или периодической передачи адресованных объектов

Процедура тестирования

(Параметр, характерный для станции, маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

☐ Процедура тестирования

Пересылка файлов

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется)

Пересылка файлов в направлении контроля

☐ Прозрачный файл

☐ Передача данных о повреждениях от аппаратуры защиты

☐ Передача последовательности событий

☐ Передача последовательности регистрируемых аналоговых величин

Пересылка файлов в направлении управления

☐ Прозрачный файл

Фоновое сканирование

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

☐ Фоновое сканирование

Получение задержки передачи

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком «X», если функция используется только в стандартном направлении, знаком «R» — если используется только в обратном направлении, знаком «B» — если используется в обоих направлениях).

■ ~~Получение задержки передачи~~

Определение тайм-аутов

Параметр	Значение по умолчанию	Примечание	Выбранное значение
t_0	30 с	Тайм-аут при установлении соединения	
t_1	15 с	Тайм-аут при посылке или тестировании APDU	
t_2	10 с	Тайм-аут для подтверждения в случае отсутствия сообщения с данными $t_2 < t_1$	
t_3	20 с	Тайм-аут для посылки блоков тестирования в случае долгого простоя	
k	12 APDU	Максимальная разность между переменной состояния передачи и номером последнего подтвержденного APDU	
w	8 APDU	Последнее подтверждение после приема w APDU формата 1	

Максимальный диапазон значений k: от 1 до 32767 = (2^{15} − 1) APDU с точностью до 1 APDU. Максимальный диапазон значений w: от 1 до 32767 APDU с точностью до 1 APDU (Рекомендация: значение w не должно быть более двух третей значения k).

Номер порта

Номер порта	2404, 2405	Для ГРАМ — ЦС (ЦКС) АРЧМ
Номер порта	2406, 2407	Для ГРАМ — СДПМ

Набор документов RFC 2200

Набор документов RFC 2200 — это официальный стандарт, описывающий состояние стандартизации протоколов, используемых в Интернете, как определено Советом по Архитектуре Интернет (IAB). Предлагается широкий спектр существующих стандартов, используемых в Интернете. Соответствующие документы из RFC 2200, определенные в настоящем стандарте, выбираются пользователем настоящего стандарта для конкретных проектов.

☐ Ethernet 802.3

☐ Последовательный интерфейс X.21

☐ Другие выборки из RFC 2200

7. Дополнение к протоколу согласования

IP-адреса оборудования

	Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике	ГЭС
Основное		
Резервное		

Использование функции управления пересылкой данных

[X] STARTDT / STOPDT

Основные прикладные функции

[ ] Использование группового запроса FFFF

[ ] Период синхронизации времени

[UTC+3] Используемое время [ ] Использование бита SU — летнее время

Использование структуры кадров в зависимости от причины передачи

Причина передачи	Классификатор переменной структуры бит «SQ»	Используемый размер кадра
<1> циклическая	1	до 255 байт
<3> спорадическая	0	

Распределение адресов в направлении ДЦ

N[1)]	Значение общего адреса ASDU		
Режим передачи	Спорадический		
	Циклический	Период	1000 мс

Распределение адресов в направлении ГЭС

M	Значение общего адреса ASDU		
Режим передачи	—		
	Циклический	Период	1000 мс

[1)] Конкретное значение согласовывается в рабочем порядке при согласовании формуляра.

Библиография

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

[2] МЭК 60870-5-104:2016 (IEC 60870-5-104:2016) Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Доступ к сетям, использующим стандартные профили по МЭК 60870-5-101 (Telecontrol equipment and systems — Part 5-104: Transmission protocols — Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

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

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 29.12.2021. Подписано в печать 17.01.2022. 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

gost.e-ecolog.ru