

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«РАКУРС-ИНЖИНИРИНГ»



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по производству –
главный инженер
ООО "ЕвроСибЭнерго – Гидрогенерация"

_____ Ю.В. Дворянский
« _____ » _____ 2023 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению режимами –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

_____ А.В. Денисенко
« _____ » _____ 2023 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение проектных и изыскательных работ по объекту:
«Групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Инв. № НИГ_00471122.
Модернизация ПТК ГРАРМ и Терминала АРЧМ Усть-Илимской ГЭС для реализации
функций взаимодействия с СДПМ»

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

2023

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	3
1 ЗАКАЗЧИК.....	5
2 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТА. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ	6
2.1 Существующее положение	6
2.2 Цели и задачи	6
2.3 Основание на выполнение работ	7
2.4 Нормативные документы	7
2.5 Перечень объектов модернизации	7
2.6 Решения по модернизации ПТК ГРАРМ	7
2.7 Общие требования по организации взаимодействия	19
2.8 Требования в части доведения ПДГ	30
2.9 Требования в части доведения диспетчерских команд (ДК).....	31
2.10 Режимы работы ГРАМ в части ввода ПДГ и ДК отдельно для ГОУ500 и ГОУ220	33
2.11 Требования к получению ПДГ и ДК в ГРАМ отдельно для ГОУ500 и ГОУ220.....	36
2.12 Требования к наименованиям и атрибутам ПДГ и ДК	41
2.13 Требования к отработке ДК.....	45
2.14 Требования к программному обеспечению	48
2.15 Требования к сигнализации	48
2.16 Требования к организации информационного обмена.....	49
2.17 Требования к изменению программного обеспечения ПТК ГРАРМ....	51
3 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАКУПАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	53
3.1 Основные требования к закупаемой продукции и услугам (технические и иные характеристики).....	53
4 ТРЕБОВАНИЕ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ	64
5 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ	65
6 ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	66
7 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ.....	67
ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ	68

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВРЧМ – автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков мощности;
- АДК – автоматизированное доведение команд;
- АРМ – автоматическое рабочее место;
- ВУ АСУ ТП – верхний уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом;
- ГОУ – групповой объект управления;
- ГРАМ – групповой регулятор активной мощности;
- ПТК ГРАМ – программно технический комплекс группового регулирования активной и реактивной мощности;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДК – диспетчерская команда;
- ЗВМ – задатчик вторичной мощности;
- ЗПМ – задатчик плановой мощности;
- ЗМГРЧ – задатчик мощности группового регулятора частоты;
- ЗМРК – задатчик мощности ручной коррекции;
- КС – контрольная сумма;
- НСС – начальник смены станции;
- НТД – нормативно-технические документы;
- ОДУ – Филиал АО «СО ЕЭС» Объединённое диспетчерское управление;
- ОТТ – общие технические требования для подключения ГЭС к системе доведения задания плановой мощности через каналы связи ГРАМ - ЦС (ЦКС) АРЧМ;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПБР - план балансирующего рынка;
- ПДГ – плановый диспетчерский график (ППБР и ПБР);
- ПДЭК – постоянно действующая экзаменационная комиссия;
- ПЛК – программируемый логический контроллер;
- ПО – программное обеспечение;
- ПМИ – программа и методика испытаний;
- ППБР - предварительный план балансирующего рынка;
- ППР – проект производства работ;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РГЕ – режимная генерирующая единица;

РД – руководящий документ;

РТН – Ростехнадзор;

РУСА - рациональное управление составом агрегатов;

РФ – Российская Федерация;

РЧ – регулятор частоты;

СДПМ - Система доведения плановой мощности до гидроэлектростанций по каналам ЦС АРЧМ ОЭС Сибири – ГРАМ ГЭС;

СО – АО «Системный оператор Единой энергетической системы России»;

СОВ – система обнаружения вторжения;

СТСУ – служба технологических систем управления;

ТК (Телекоманда) – информационный кадр типа C_SE_NC_1 используемый в протоколах ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

ТИ – телеизмерение;

ТС – телесигнал;

ТТ – технические требования;

УДГ – уточнённый диспетчерский график;

ЦППС Smart-FEP – центральная приёмо-передающая станция Smart-FEP;

ЦКС АРЧМ ЕЭС – центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС;

ЦС АРЧМ ОЭС Сибири – централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ОЭС Сибири;

ЧМИ – человеко-машинный интерфейс.

1 ЗАКАЗЧИК

ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»

666683, РФ, Иркутская область, г. Усть-Илимск, Усть-Илимская ГЭС, стр. 020204/5.

2 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТА. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ

2.1 Существующее положение

2.1.1 На Усть-Илимской ГЭС внедрен и находится в промышленной эксплуатации программно технический комплекс группового регулирования активной и реактивной мощности (ПТК ГРАРМ). ПТК ГРАРМ осуществляет информационный обмен с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири по двум независимым каналам связи с использованием протокола стандарта ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.2 Цели и задачи

2.2.1 Разработка технических решений по модернизации ПТК ГРАРМ и Терминала АРЧМ, позволяющих реализовать подключение к СДПМ ОДУ Сибири и обмен с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири с использованием протокола телемеханики согласно ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

2.2.2 Разработка технических решений по организации (модернизации) каналов связи, обеспечивающих реализацию информационного обмена между Терминалом АРЧМ и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, СДПМ с использованием протокола телемеханики согласно ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

2.2.3 Выбор оборудования и разработка схемы модернизации Терминала АРЧМ и ПТК ГРАРМ.

2.2.4 Обеспечение соответствия аппаратных и программных средств ПТК ГРАРМ требованиям по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации. При проектировании необходимо выполнить требования Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК) по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации (Проектные решения должны в полном объеме соответствовать требованиям приказов ФСТЭК №235 и №239 в части защитных мер, выполнение которых является обязательным для значимого объекта КИИ 3 категории значимости).

2.2.5 Обеспечение непрерывной диагностики работоспособности всего оборудования, входящего в модернизированный ПТК ГРАРМ.

2.2.6 Обеспечение архивации всех входных и выходных сигналов, добавленных в рамках данной модернизации.

2.3 Основание на выполнение работ

2.3.1 Договор подряда №2КС-2022/02Р/22 на выполнение проектных работ по модернизации объекта «Групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Инв. № УИГ_00471122. Модернизация ПТК ГРАРМ и Терминала АРЧМ Усть-Илимской ГЭС для реализации функций взаимодействия с СДПМ».

2.3.2 Задание на разработку проектной и рабочей документации по объекту «Групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Инв. № УИГ_00471122. Модернизация ПТК ГРАРМ и Терминала АРЧМ Усть-Илимской ГЭС для реализации функций взаимодействия с СДПМ».

2.4 Нормативные документы

Выполняемые работы по доработке ПТК ГРАРМ в части обеспечения приема диспетчерских графиков и диспетчерских команд от СДПМ должны соответствовать:

а) Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к системе доведения задания плановой мощности через каналы связи ГРАМ – ЦС (ЦКС) АРЧМ от 15 февраля 2019 г.

б) Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ, утвержденные АО «СО ЕЭС» от 2010 г.

в) Порядок подключения гидроэлектростанций ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» к модифицированно-управляющей системе доведения плановой мощности до гидроэлектростанций по каналам связи ЦС АРЧМ ОЭС Сибири - ГРАМ ГЭС от 2021 г.

2.5 Перечень объектов модернизации

2.5.1 Модернизации подлежат следующие объекты ПТК ГРАРМ:

- а) Терминал АРЧМ.
- б) Шкаф «ТР».
- в) Шкаф ГРАРМ.
- г) АРМ ГРАРМ.

2.6 Решения по модернизации ПТК ГРАРМ

2.6.1 Функции обмена данными с ЦС АРЧМ ОЭС Сибири переносятся из терминала АРЧМ в ПТК ГРАРМ с одновременной сменой протокола обмена с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 на ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 в связи с тем, что новый

протокол связи ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 поддерживается оборудованием ПТК ГРАРМ напрямую (в соответствии с ОТТ для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ, п.3.7).

2.6.2 В шкафы терминала АРЧМ установить каналообразующее сетевое оборудование, обеспечив его питание от существующей системы питания.

2.6.3 Модернизация Терминалов АРЧМ

а) Демонтаж шлюзов Modbus\ ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 из состава шкафов Терминала АРЧМ;

б) Демонтаж контроллеров Omron из состава шкафов Терминала АРЧМ;

в) Демонтаж сервера и АРМ Терминала АРЧМ;

г) Установка межсетевых экранов UserGate D200, сертифицированный по типу а, д, для обеспечения требований к СОВ.

2.6.4 Модернизация шкафов «ТР» («ЦСП Транспорт 30x4»)

а) Демонтаж существующих каналов передачи данных СО ЕЭС по протоколу МЭК 60870-101 RS232.

2.6.5 Модернизация ШГРАРМ

а) Установка модулей Ethernet CP 443-1 (443-1EX30-0XE0) в корзины ПЛК для обеспечения двух каналов связи МЭК 60870-104;

б) Доработка прикладного ПО ПЛК ПТК ГРАРМ для обеспечения функций СДПМ.

Производится модернизация прикладного ПО ПЛК и терминала (ЖК-панель ГРАРМ):

1) Установка перечня разрешенных IP-адресов (IP access protection) и отключение встроенного веб-сервера;

2) Установка пароля на просмотр/изменение программы ПЛК;

3) Добавление алгоритмов обмена в части СДПМ;

4) Добавление библиотеки обмена по протоколу МЭК 60870-104: SiplusRic (6AG6003-3CF00-0AA0).

Модернизация прикладного ПО должна выполняться в программных средах:

5) WINCC FLEXIBLE 2008 STANDARD SP5 и выше;

6) PCS7 v8.1.

Предполагается наличие данного инструментального ПО у интегратора, который будет выполнять работы по доработке прикладного ПО. В спецификации данного проекта не учтено.

2.6.6 Модернизация АРМ ГРАРМ

а) Установка двух серверов точного времени ССВ-1Г, а также плат к ним MLANP (по 2 платы на каждый сервер). Это обусловлено наличием входа внешней синхронизации синхросигнала ГЛОНАСС. Установка двух серверов предусматривает резервирование системы обеспечения единого времени (СОЕВ). Сервер ССВ-1Г и две платы MLANP обеспечивают пять каналов выдачи точного времени, что обеспечивает существующие потребности (IP-адрес сети ГРАРМ с временем GMT, IP-адрес сети ГРАРМ с временем GMT+3 (для контроллеров), IP-адрес сети АСУТП с временем GMT+3 (для контроллеров и АРМ АСУБ СКТС), и два резервных канала;

б) Отображение экрана ввода диспетчерских команд (ДК);

в) Дополнение состава сигнализации в части СДПМ и ЦС АРЧМ;

г) Дополнение состава сообщений экрана сообщений в части СДПМ и ЦС АРЧМ;

д) Отображение состояния сетевых сигналов (ТС и ТИ), передаваемых между ГРАРМ УИГЭС и ЦС АРЧМ и СДПМ ОДУ Сибири.

2.6.7 Прокладка кабельных линий

а) Ethernet Cat5e от шкафов ПТК ГРАРМ до шкафов Терминала АРЧМ;

б) Ethernet Cat5e от шкафов Терминала АРЧМ до шкафов УС ООО «ИЭСВ»

ЦЛАЗ.

2.6.8 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАРМ в направлении ЦС АРЧМ ОЭС Сибири и СДПМ

2.6.8.1 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАРМ в направлении ЦС АРЧМ ОЭС Сибири приведен в таблице 2.6.8.1.

Таблица 2.6.8.1 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАРМ в направлении ЦС АРЧМ ОЭС Сибири

Адрес	Идентификатор типа	Примечание		Причины передачи
1	<1> M_SP_NA_1	Контроль информационного обмена	ТС	<2>
2	<1> M_SP_NA_1	Исправность основного канала ГРАМ — ЦС (ЦКС) АРЧМ	ТС	<2>
3	<1> M_SP_NA_1	Исправность резервного канала ГРАМ — ЦС (ЦКС) АРЧМ	ТС	<2>
4	<1> M_SP_NA_1	Готова на загрузку	ТС	<2>
5	<1> M_SP_NA_1	Готова на разгрузку	ТС	<2>

Таблица 2.6.8.1 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАМ в направлении ЦС АРЧМ ОЭС Сибири

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
6	<1>	M_SP_NA_1	«Максимум» — исчерпан регулировочный диапазон на загрузку	ТС	<2>
7	<1>	M_SP_NA_1	«Минимум» — исчерпан регулировочный диапазон на разгрузку	ТС	<2>
8	<1>	M_SP_NA_1	Блокировка ЗВМ	ТС	<2>
9	<1>	M_SP_NA_1	Предварительно централизованный режим ГЭС	ТС	<2>
10	<1>	M_SP_NA_1	Централизованный режим ГЭС	ТС	<2>
11	<1>	M_SP_NA_1	Исправность связи с ГРАМ	ТС	<2>
12	<1>	M_SP_NA_1	Работа ПА	ТС	<2>
13	<1>	M_SP_NA_1	ВЛ-571 включена	ТС	<2>
14	<1>	M_SP_NA_1	ВЛ-572 включена	ТС	<2>
1024	<13>	M_ME_NC_1	Время (Счетчик секунд), возврат в ЦС АРЧМ	ТИ, сек	<1>
1025	<13>	M_ME_NC_1	Активная мощность ГЭС	ТИ, МВт	<1>
1026	<13>	M_ME_NC_1	Задание первичной мощности ГЭС (частотная коррекция)	ТИ, МВт	<1>
1027	<13>	M_ME_NC_1	Задание плановой мощности ГЭС	ТИ, МВт	<1>
1028	<13>	M_ME_NC_1	Выход ЗВМ ГЭС	ТИ, МВт	<1>
1029	<13>	M_ME_NC_1	Резерв вторичного регулирования ГЭС на загрузку	ТИ, МВт	<1>
1030	<13>	M_ME_NC_1	Резерв вторичного регулирования ГЭС на разгрузку	ТИ, МВт	<1>
1031	<13>	M_ME_NC_1	Частота сети ВЛ-500 кВ	ТИ, мГц	<1>
1032	<13>	M_ME_NC_1	Активная мощность ВЛ-571	ТИ, МВт	<1>
1033	<13>	M_ME_NC_1	Реактивная мощность ВЛ-571	ТИ, МВар	<1>

Таблица 2.6.8.1 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАМ в направлении ЦС АРЧМ ОЭС Сибири

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
1034	<13>	M_ME_NC_1	Активная мощность ВЛ-572	ТИ, МВт	<1>
1035	<13>	M_ME_NC_1	Реактивная мощность ВЛ-572	ТИ, МВар	<1>
1036	<13>	M_ME_NC_1	Количество ГА (подключенных к ГРАМ)	ТИ, шт.	<1>

2.6.8.2 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАМ в направлении СДПМ приведен в таблице 2.6.8.2.

Таблица 2.6.8.2 Перечень телеинформации, передаваемой от ПТК ГРАМ в направлении СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
101	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к получению ДК ГОУ500	ТС	<2>
102	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к получению ПДГ ГОУ500	ТС	<2>
103	<1>	M_SP_NA_1	Запрос ПДГ ГОУ500	ТС	<2>
104	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к получению ДК ГОУ 220	ТС	<2>
105	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к получению ПДГ ГОУ220	ТС	<2>
106	<1>	M_SP_NA_1	Запрос ПДГ ГОУ220	ТС	<2>
1101	<13>	M_ME_NC_1	Счетчик в СДПМ (секунд с начала часа)	ТИ, сек	<1>
1102	<13>	M_ME_NC_1	Контрольная сумма ПДГ, рассчитанная в ГРАМ ГОУ 500	ТИ	<3> спорадически
1103	<13>	M_ME_NC_1	Код ошибки на ПДГ ГОУ 500	ТИ	<3>
1104	<13>	M_ME_NC_1	Контрольная сумма ДК, рассчитанная в ГРАМ ГОУ 500	ТИ	<3>
1105	<13>	M_ME_NC_1	Код ошибки на ДК ГОУ 500	ТИ	<3>
1106	<13>	M_ME_NC_1	Контрольная сумма ПДГ, рассчитанная в ГРАМ ГОУ 220	ТИ	<3>
1107	<13>	M_ME_NC_1	Код ошибки на ПДГ ГОУ 220	ТИ	<3>
1108	<13>	M_ME_NC_1	Контрольная сумма ДК, рассчитанная в ГРАМ ГОУ 220	ТИ	<3>
1109	<13>	M_ME_NC_1	Код ошибки на ДК ГОУ 220	ТИ	<3>

2.6.8.3 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАМ от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири приведен в таблице 2.6.8.3.

Таблица 2.6.8.3 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАМ от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
201	<1>	M_SP_NA_1	Контроль информационного обмена	ТС	<2>
202	<1>	M_SP_NA_1	Команда включения централизованного управления (включение ЗВМ)	ТС	<2>
203	<1>	M_SP_NA_1	Команда отключения централизованного управления (отключение ЗВМ)	ТС	<2>
1201	<13>	M_ME_NC_1	Задание вторичной мощности ГЭС	ТИ, МВт	<1>
1202	<13>	M_ME_NC_1	Время (счетчик секунд) ЦС АРЧМ	ТИ, сек.	<1>
1203	<13>	M_ME_NC_1	Переток по сечению Казахстан - Сибирь1	ТИ, МВт	<1>
1204	<13>	M_ME_NC_1	Уставка верхнего ограничителя ЗВМ	ТИ, МВт	<1>
1205	<13>	M_ME_NC_1	Уставка нижнего ограничителя ЗВМ	ТИ, МВт	<1>

2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАМ от СДПМ приведен в таблице 2.6.8.4.

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
301	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к отдаче ПДГ ГОУ500	ТС	<2>
302	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к отдаче ДК ГОУ500	ТС	<2>
303	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к отдаче ПДГ ГОУ220	ТС	<2>
304	<1>	M_SP_NA_1	Готовность к отдаче ДК ГОУ220	ТС	<2>
1301	<13>	M_ME_NC_1	Счетчик от СДПМ возвращаемый (секунд с начала часа)	ТИ, сек	<1>
151	<50>	C_SE_NC_1	Идентификатор ГОУ для исполнения ДК ГОУ500	ТК	<6> активация

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАРМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
152	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 1 ДК «Номер ДК» ГОУ500	ТК	<6>
153	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 2 ДК «Величина ДК» ГОУ500	ТК, МВт	<6>
154	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 3 ДК «Время отдачи ДК» ГОУ500	ТК, мин	<6>
155	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 4 ДК «Время начала исполнения ДК» ГОУ500	ТК, мин	<6>
156	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 5 ДК «Время окончания исполнения ДК» ГОУ500	ТК, мин	<6>
157	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 6 ДК «Уникальный идентификатор ДК» ГОУ500	ТК	<6>
158	<50>	C_SE_NC_1	Контрольная сумма ДК ГОУ500	ТК	<6>
159	<50>	C_SE_NC_1	Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ ГОУ500	ТК	<6>
160	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 00:30	ТК, МВт	<6>
161	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 01:00	ТК, МВт	<6>
162	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 01:30	ТК, МВт	<6>
163	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 02:00	ТК, МВт	<6>
164	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 02:30	ТК, МВт	<6>
165	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 03:00	ТК, МВт	<6>
166	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 03:30	ТК, МВт	<6>
167	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 04:00	ТК, МВт	<6>
168	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 04:30	ТК, МВт	<6>

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАРМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
169	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 05:00	ТК, МВт	<6>
170	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 05:30	ТК, МВт	<6>
171	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 06:00	ТК, МВт	<6>
172	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 06:30	ТК, МВт	<6>
173	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 07:00	ТК, МВт	<6>
174	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 07:30	ТК, МВт	<6>
175	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 08:00	ТК, МВт	<6>
176	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 08:30	ТК, МВт	<6>
177	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 09:00	ТК, МВт	<6>
178	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 09:30	ТК, МВт	<6>
179	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 10:00	ТК, МВт	<6>
180	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 10:30	ТК, МВт	<6>
181	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 11:00	ТК, МВт	<6>
182	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 11:30	ТК, МВт	<6>
183	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 12:00	ТК, МВт	<6>
184	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 12:30	ТК, МВт	<6>
185	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 13:00	ТК, МВт	<6>

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАРМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
186	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 13:30	ТК, МВт	<6>
187	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 14:00	ТК, МВт	<6>
188	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 14:30	ТК, МВт	<6>
189	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 15:00	ТК, МВт	<6>
190	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 15:30	ТК, МВт	<6>
191	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 16:00	ТК, МВт	<6>
192	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 16:30	ТК, МВт	<6>
193	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 17:00	ТК, МВт	<6>
194	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 17:30	ТК, МВт	<6>
195	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 18:00	ТК, МВт	<6>
196	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 18:30	ТК, МВт	<6>
197	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 19:00	ТК, МВт	<6>
198	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 19:30	ТК, МВт	<6>
199	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 20:00	ТК, МВт	<6>
200	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 20:30	ТК, МВт	<6>
201	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 21:00	ТК, МВт	<6>
202	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 21:30	ТК, МВт	<6>

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАРМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
203	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 22:00	ТК, МВт	<6>
204	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 22:30	ТК, МВт	<6>
205	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 23:00	ТК, МВт	<6>
206	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 23:30	ТК, МВт	<6>
207	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ500. Значение мощности на 24:00	ТК, МВт	<6>
208	<50>	C_SE_NC_1	Дата действия ПДГ ГОУ500	ТК	<6>
209	<50>	C_SE_NC_1	Уникальный идентификатор ПДГ ГОУ500	ТК	<6>
210	<50>	C_SE_NC_1	Контрольная сумма ПДГ ГОУ500	ТК	<6>
211	<50>	C_SE_NC_1	Идентификатор ГОУ для исполнения ДК ГОУ220	ТК	<6>
212	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 1 ДК «Номер ДК» ГОУ220	ТК	<6>
213	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 2 ДК «Величина ДК» ГОУ220	ТК, МВт	<6>
214	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 3 ДК «Время отдачи ДК» ГОУ220	ТК, мин	<6>
215	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 4 ДК «Время начала исполнения ДК» ГОУ220	ТК, мин	<6>
216	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 5 ДК «Время окончания исполнения ДК» ГОУ220	ТК, мин	<6>
217	<50>	C_SE_NC_1	Атрибут 6 ДК «Уникальный идентификатор ДК» ГОУ220	ТК	<6>
218	<50>	C_SE_NC_1	Контрольная сумма ДК ГОУ220	ТК	<6>
219	<50>	C_SE_NC_1	Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ ГОУ220	ТК	<6>
220	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 00:30	ТК, МВт	<6>

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАРМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
221	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 01:00	ТК, МВт	<6>
222	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 01:30	ТК, МВт	<6>
223	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 02:00	ТК, МВт	<6>
224	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 02:30	ТК, МВт	<6>
225	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 03:00	ТК, МВт	<6>
226	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 03:30	ТК, МВт	<6>
227	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 04:00	ТК, МВт	<6>
228	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 04:30	ТК, МВт	<6>
229	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 05:00	ТК, МВт	<6>
230	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 05:30	ТК, МВт	<6>
231	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 06:00	ТК, МВт	<6>
232	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 06:30	ТК, МВт	<6>
233	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 07:00	ТК, МВт	<6>
234	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 07:30	ТК, МВт	<6>
235	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 08:00	ТК, МВт	<6>
236	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 08:30	ТК, МВт	<6>
237	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 09:00	ТК, МВт	<6>

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАРМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
238	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 09:30	ТК, МВт	<6>
239	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 10:00	ТК, МВт	<6>
240	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 10:30	ТК, МВт	<6>
241	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 11:00	ТК, МВт	<6>
242	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 11:30	ТК, МВт	<6>
243	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 12:00	ТК, МВт	<6>
244	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 12:30	ТК, МВт	<6>
245	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 13:00	ТК, МВт	<6>
246	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 13:30	ТК, МВт	<6>
247	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 14:00	ТК, МВт	<6>
248	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 14:30	ТК, МВт	<6>
249	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 15:00	ТК, МВт	<6>
250	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 15:30	ТК, МВт	<6>
251	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 16:00	ТК, МВт	<6>
252	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 16:30	ТК, МВт	<6>
253	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 17:00	ТК, МВт	<6>
254	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 17:30	ТК, МВт	<6>

Таблица 2.6.8.4 Перечень телеинформации, принимаемой в ПТК ГРАМ от СДПМ

Адрес	Идентификатор типа		Примечание		Причины передачи
255	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 18:00	ТК, МВт	<6>
256	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 18:30	ТК, МВт	<6>
257	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 19:00	ТК, МВт	<6>
258	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 19:30	ТК, МВт	<6>
259	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 20:00	ТК, МВт	<6>
260	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 20:30	ТК, МВт	<6>
261	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 21:00	ТК, МВт	<6>
262	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 21:30	ТК, МВт	<6>
263	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 22:00	ТК, МВт	<6>
264	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 22:30	ТК, МВт	<6>
265	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 23:00	ТК, МВт	<6>
266	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 23:30	ТК, МВт	<6>
267	<50>	C_SE_NC_1	ПДГ ГОУ220. Значение мощности на 24:00	ТК, МВт	<6>
268	<50>	C_SE_NC_1	Дата действия ПДГ ГОУ220	ТК	<6>
269	<50>	C_SE_NC_1	Уникальный идентификатор ПДГ ГОУ220	ТК	<6>
270	<50>	C_SE_NC_1	Контрольная сумма ПДГ ГОУ220	ТК	<6>

2.7 Общие требования по организации взаимодействия

2.7.1 Модуль связи ГРАМ с ЦС АРЧМ (для обеспечения участия станции в АВРЧМ) должен обеспечивать непосредственный (т. е. без использования

промежуточных шлюзов – конвертеров протоколов) обмен по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

2.7.2 Модуль связи ГРАМ с ЦС АРЧМ должен осуществлять:

а) Контроль исправности каналов связи между ЦС АРЧМ и ГРАМ (контроль осуществляется непосредственно в ГРАМ, также, как и формирование сигналов «Контроль информационного обмена» и «Время (счетчик секунд)»;

б) Добавление в информационный обмен новых сигналов телеизмерений, принимаемых в ПТК ГРАМ от ЦС АРЧМ:

1) Уставка верхнего ограничителя ЗВМ;

2) Уставка нижнего ограничителя ЗВМ.

в) Удаление из информационного обмена передаваемых от ЦС АРЧМ, но не используемых в ГРАМ телесигналов:

1) «Основной канал»;

2) «Резервный канал».

г) Сохраняемая функция: прием и обработка вторичного задания мощности ГЭС от ЦС АРЧМ,

д) Сохраняемая функция: проверка достоверности поступающего сигнала;

е) Сохраняемая функция: оперативный ввод ограничений диапазона задания вторичной мощности ГЭС;

ж) Сохраняемая функция. защита от превышения допустимой скорости изменения сигнала ЗВМ (защита от скачка).

Примечание: в ГРАМ сохраняется обеспечение приема и передачи в ЦС АРЧМ существующих на момент начала работ ТИ и ТС о состоянии оборудования Усть-Илимской ГЭС с учётом описанного в подпункте 2.7.2 ТЗ исключения сигналов.

2.7.3 Сохраняемая функция: блокировка изменения вторичного задания ГЭС с запоминанием на выходе ЗВМ предшествующего значения вторичного задания ГЭС по сигналам, формируемым системой АРЧМ, ЗВМ и ЦР ГРАМ, а также при действии сигналов противоаварийной автоматики.

2.7.4 Сохраняемая функция: Включение/отключение предварительно централизованного управления ГЭС от ЦС АРЧМ;

2.7.5 Новая функция: Отображение на АРМ оператора новых принятых от ЦС АРЧМ информационных сигналов:

а) «Уставка верхнего ограничителя ЗВМ», получаемая от ЦС АРЧМ;

б) «Уставка нижнего ограничителя ЗВМ», получаемая от ЦС АРЧМ.

2.7.6 Новая функция: Организация ввода с АРМ оператора оперативных уставок верхнего и нижнего ограничителей ЗВМ:

- а) Общего сигнала ЗВМ;
- б) Сигнала ЗВМ ГОУ500;
- в) Сигнала ЗВМ ГОУ220.

Примечание: Установка значений оперативных верхнего и нижнего ограничителя ЗВМ равными нулю может быть использовано для обеспечения неучастия ГА ГОУ в АВРЧМ. Это может потребоваться, например, при отключении АТ связи СШ500кВ и СШ220кВ.

2.7.7 Новая функция: Организация ввода с АРМ оперативных уставок верхнего и нижнего ограничителей мощности ГОУ500 и ГОУ220.

2.7.8 Формирование и передача на ГЭС задания плановой мощности соответствующими ПДГ и ДК должны осуществляться от СДПМ ОДУ Сибири по каналам связи ПТК ГРАРМ – ЦС АРЧМ.

2.7.9 Для реализации доведения ПДГ и ДК в ГРАМ должны быть организованы следующие компоненты (модули):

- а) Программный модуль связи с СДПМ.
- б) Программный модуль получения ПДГ;
- в) Программный модуль получения ДК.

2.7.9.1 Программный модуль связи ГРАМ с СДПМ должен обеспечивать:

- а) Информационный обмен с СДПМ в части: получения сообщений, содержащих ПДГ и ДК, а также передачи сообщений, содержащих ответ на ПДГ и ДК;
- б) Контроль и сигнализацию о состоянии связи ГРАМ – СДПМ.

2.7.9.2 Программный модуль получения 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.

2.7.9.3 Программный модуль получения ДК должен обеспечивать:

- а) Проверку целостности, полученной ДК.
- б) Проверку допустимости, полученной ДК.
- в) Ввод НСС подтверждения или блокировки исполнения ДК.
- г) Формирование ответа на ДК: подтверждение или блокировка исполнения

ДК.

д) Отправку ДК на исполнение.

Примечание: если по условиям работы станции полученная от СДПМ ДК, успешно прошедшая проверку на целостность и допустимость, не может быть исполнена, НСС блокирует ее исполнение. Информация об отрицательном ответе НСС на пришедшую ДК (при блокировке ее исполнения) должна быть автоматически отправлена из ГРАМ в СДПМ в виде ТИ «Код ошибки на ДК». После чего НСС должен выполнить звонок диспетчеру энергосистемы для уточнения причин блокировки исполнения им полученной от СДПМ ДК.

2.7.10 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 ДК обеспечивается в цикле основного алгоритма ГРАМ.

2.7.11 Прием от СДПМ, обработка и передача информации в части ПДГ и ДК должны осуществляться в ГРАМ.

2.7.12 СДПМ и ГРАМ должны обеспечивать соответственно передачу и получение:

- а) Планового диспетчерского графика (ПДГ) отдельно для ГОУ500 и ГОУ220;
- б) ДК с заданием установления плановой мощности отдельно для ГОУ500 и

ГОУ220:

- 1) В соответствии с ПДГ;
 - 2) В соответствии с заданным диспетчерской командой приращением к ПДГ;
 - 3) Равной заданной диспетчерской командой абсолютной величине.
- в) ДК по вводу/выводу АРЧМ:
 - 1) «АРЧМ выведено»;
 - 2) «АРЧМ введено. Регулируете частоту»;
 - 3) «АРЧМ введено. Регулируете переток».

Примечание:

- 1) Функция регулирования перетока сводится к информированию оперативного персонала о включении этого режима работы посредством ДК "АРЧМ введено. Регулируете переток" с выводом на АРМ информации о величине текущего перетока по сечению Казахстан-Сибирь1 и уставки перетока АРПЧ-551. Отключение режима регулирования перетока осуществляется ДК "АРЧМ выведено". После чего НСС должен выполнить

звонок диспетчеру энергосистемы для подтверждения правильности полученной от СДПМ ДК.

2) Функция регулирования частоты сводится к информированию оперативного персонала о включении этого режима работы посредством ДК "АРЧМ введено. Регулируете частоту". Отключение режима регулирования частоты осуществляется ДК "АРЧМ выведено". После чего НСС должен выполнить звонок диспетчеру энергосистемы для подтверждения правильности полученной от СДПМ ДК.

г) При доведении ДК должны использоваться следующие реквизиты:

- 1) тип команды;
- 2) время отдачи команды;
- 3) время начала исполнения;
- 4) время окончания исполнения;
- 5) идентификатор ГОУ, на который распространяется действие команды.

д) Для доведения ПДГ и ДК до ГРАМ должны использоваться существующие технические средства каналов связи ГРАМ Усть-Илимской ГЭС — ЦС АРЧМ ОЭС Сибири (с учетом вывода из работы шкафа КППУ).

е) Информационный обмен для доведения ПДГ и ДК, осуществляемый по каналам связи ГРАМ Усть-Илимской ГЭС — УВК ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, должен выполняться по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

ж) Информационный обмен, осуществляемый для доведения ПДГ и ДК, не должен приводить к нарушениям информационного обмена, связанным с участием станции в АВРЧМ, то есть:

- 1) информационный обмен, связанный с участием станции в АВРЧМ, должен соответствовать разделу 4 «Общие технические требования для подключения ГЭС к системе доведения задания плановой мощности через каналы связи ГРАМ - ЦС (ЦКС) АРЧМ», далее по тексту ОТТ;
- 2) при подключении ГЭС к СДПМ не должны изменяться существующие состав, алгоритмы формирования и назначение телеинформации, передаваемые между УВК ЦС АРЧМ ОЭС Сибири и ГРАМ УИГЭС.
- 3) полное время прохождения сигналов по каналу, предназначенных для АВРЧМ, не должно превышать 1 секунды, в том числе в моменты прохождения ПДГ и ДК¹.

¹ Требования настоящего пункта должны быть подтверждены испытаниями

2.7.13 В СДПМ реализована возможность настройки передачи ПДГ и ДК в 4 IP-адреса: основной и резервный канал для контроллера ГРАМ-1 (IP1, IP2 на рис.2.7.13), основной и резервный канал для контроллера ГРАМ-2 (IP3, IP4 на рис.2.7.13). СДПМ устанавливает соединение с ГРАМ-1 и ГРАМ-2 только по основному каналу (IP1, IP3). ПДГ и ДК передаются в оба контроллера ГРАМ только по основному каналу. Таким образом, ПДГ и ДК доставляются и до контроллера ГРАМ, имеющего статус «основной», и до контроллера, имеющего статус «резервный». Обработка ПДГ и ДК должна производиться только на контроллере ГРАМ, имеющем статус «основной». Результат обработки полученных ПДГ и ДК (ТИ с контрольной суммой) должен приходиться только от «основного» контроллера ГРАМ. В таком случае ПДГ или ДК считаются выполненными при передаче по каналу, с которого пришла корректная КС, по другому каналу ПДГ или ДК считаются доведенными. Т.е. отсутствие приема КС не считается ошибкой доведения. Неисправность связи СДПМ с «основным» контроллером при наличии связи СДПМ с «резервным» контроллером ГРАМ не требует переключения управления с «основного» на «резервный» контроллер ГРАМ. При потере соединения по основному каналу СДПМ устанавливает соединения по резервному каналу (IP2, IP4). Неработоспособность основного канала диагностируется в случае, если СДПМ не может восстановить соединение ни с одним контроллером ГРАМ (IP1 и IP3). При потере соединения только с одним контроллером СДПМ пытается периодически (с периодом 30 секунд) его восстановить. При потере соединения только с одним контроллером СДПМ не пытается перейти на резервный канал, т.к. основной канал при этом остается работоспособным. Отсутствие ответов от ГРАМ на прикладном уровне протокола МЭК-104 также не приводит к переходу на резервный канал. Логика работы по резервному та же, что и по основному – доставляются ПДГ и ДК до обоих контроллеров, обработкой занимается только «основной». При работе по резервному каналу СДПМ пытается с периодом 30 секунд восстановить соединение по основному каналу. Работоспособность основного канала определяется по восстановлению хотя бы одного соединения по IP1 или IP3. При восстановлении соединения на основном канале информационный обмен начинается по соединениям на основном канале (IP1, IP3). Соединения по резервному каналу (IP2, IP4) закрываются. При осуществлении процедуры передачи ЗПМ/ПДГ по резервному каналу переход на основной не осуществляется до её завершения (успешного или неуспешного).

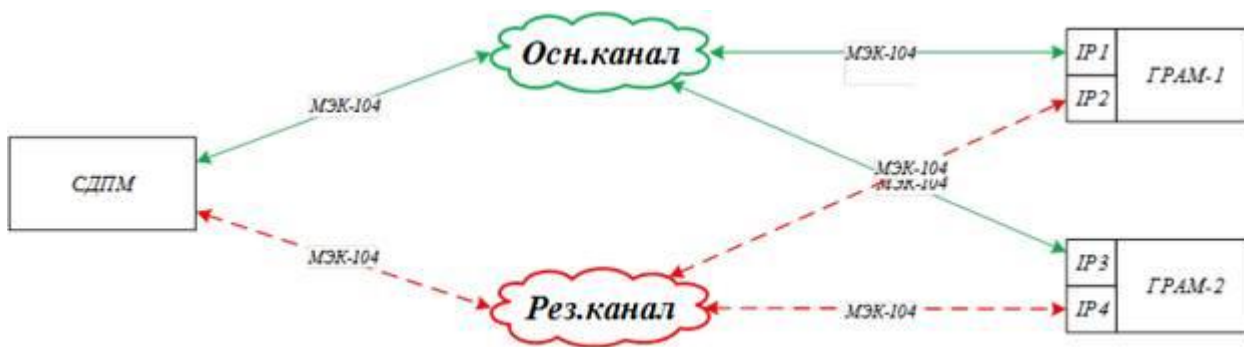


Рис.2.7.13

2.7.14 Для информационного обмена с ГРАМ СДПМ и ЦС АРЧМ должны устанавливаться TCP-соединения по разным TCP-портам (номера портов должны определяться на этапе согласования формуляра информационного обмена).

2.7.15 С учётом принципа резервирования информационного обмена, описанного в п.2.7.13 и 2.7.14 необходимо скорректировать алгоритмы формирования существующих сигналов «Исправность основного канала ГРАМ – ЦС (ЦКС) АРЧМ» и «Исправность резервного канала ГРАМ ЦС (ЦКС) АРЧМ».

2.7.16 Прием ПДГ и ДК в ГРАМ при организации обмена по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 должен выполняться одновременно по основному и резервному каналу связи в соответствии с механизмом определения работоспособности канала, описанным в разделе 4.3 ОТТ. В контроллерах ГРАМ-1 и ГРАМ-2 этот канал связи выбирается «главным». В контроллерах ГРАМ-1 и ГРАМ-2 должны обрабатываться запросы только по «главному» исправному каналу связи. Запросы по каналу, диагностированному как «неглавный» или неисправный, должны игнорироваться. При потере связи по основному каналу передачи ПДГ и ДК должна переключаться на резервный канал. В этом случае резервный канал становится «главным». При восстановлении связи по основному каналу он сразу становится «главным».

2.7.17 Состав телеинформации, передаваемой по каналам связи ГРАМ — ЦС АРЧМ для доведения ПДГ и ДК, должен быть согласован с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири на стадии разработки технического проекта на создание или модернизацию ГРАМ. Типовой состав телеинформации приведен в Приложении 1 ОТТ для подключения ГЭС к системе доведения задания плановой мощности через каналы связи ГРАМ – ЦС (ЦКС) АРЧМ.

2.7.18 Информационный обмен по каналам связи ГРАМ УИГЭС — ЦС АРЧМ ОЭС Сибири для доведения ПДГ и ДК должен осуществляться в соответствии с формуляром согласования приёма/передачи данных, который должен быть разработан, согласован с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и утвержден техническим руководителем ГЭС.

2.7.19 Для Усть-Илимской ГЭС, существующий формуляр согласования приёма/передачи данных между ГРАМ УИГЭС и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, должен быть дополнен и переутверждён в виде двух формуляров согласования приёма/передачи данных между:

- а) ГРАМ УИГЭС и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири,
- б) ГРАМ УИГЭС и СДПМ.

2.7.20 Типовой формуляр согласования приёма/передачи данных по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 приведен в Приложении 2 ОТТ для подключения ГЭС к системе доведения задания плановой мощности через каналы связи ГРАМ - ЦС (ЦКС) АРЧМ.

2.7.21 Исполнение ПДГ и ДК должно осуществляться по "Московскому времени".

2.7.22 В соответствии с протоколом селекторного совещания по реализации задач СДПМ от 17.04.2023 не требуется реализация в ГРАМ автоматизации процесса снятия перегрузки через АТ.

2.7.23 В соответствии с протоколом селекторного совещания по реализации задач СДПМ от 17.04.2023 не требуется реализация в ГРАМ компенсации перетока через АТ при их отключении.

2.7.24 При отключении обоих АТ (фронт события) должна срабатывать блокировка ЗВМ. Деблокировка ЗВМ должна осуществляться вручную оперативным персоналом.

2.7.25 В рамках выполнения этих работ необходимо скорректировать существующие алгоритмы ГРАМ, отвечающие за формирование групп управления ГРАМ. Для этого необходимо предусмотреть возможность работы в двух режимах:

- а) Работа по графику
- б) Работа под управлением ЦС АРЧМ

Примечание: переключение между режимами «работа по графику» / «работа под управлением ЦС АРЧМ» осуществляется оперативным персоналом вручную.

2.7.26 В режиме «Работа по графику» в ГРАМ, должно быть предусмотрено раздельное управление «ГОУ500 (5Г-16Г)» от ГРАМ500 (группа №2) и «ГОУ220 (1Г-4Г)» от ГРАМ220 (группа №3):

- а) Группа №2 - может включать 5 ÷ 16 ГА, подключенные к СШ 500кВ и предназначена для отработки задания ГОУ500 (5Г – 16Г)
- б) Группа №3 - может включать 1 ÷ 4 ГА, подключенные к СШ 220кВ и предназначена для отработки задания ГОУ220 (1Г – 4Г).

2.7.27 При этом:

- в) Суммарное задание мощности группы (P_{гou}) формируется в ГРАМ с учетом заданной плановой мощности (ЗПМ), команд оперативного персонала на изменение задатчика мощности ручной коррекции (ЗМРК), отклонения частоты от заданной уставки воздействующего на задатчик мощности регулятора частоты (ЗМРЧ), заданий вторичной мощности от системы ЦС АРЧМ (ЗВМ) и сигналов противоаварийной автоматики:

$$P_{гou500} = ЗПМ500 + ЗМРК500 + ЗМРЧ500 + ЗВМ500,$$

$$P_{гou220} = ЗПМ220 + ЗМРК220 + ЗМРЧ220 + ЗВМ220.$$

- г) Задание плановой мощности ГРАМ500 группы №2 определяется полученными от СДПМ ПДГ и ДК для «ГОУ500 (5Г-16Г)», а задание плановой мощности ГРАМ220 группы №3 определяется полученными от СДПМ ПДГ и ДК для «ГОУ220 (1Г-4Г)»:

$$ЗПМ500 = ПДГ_{гоу500} + ДК_{гоу500},$$

$$ЗПМ220 = ПДГ_{гоу220} + ДК_{гоу220}.$$

- д) Состояние (включен/отключен) АТ, а также значение перетока мощности через АТ при формировании групп управления и организации управления мощностью в них не важно.

- е) Режим «Предварительно централизованного управления» отключен. ЗВМ=0.

- ж) Режим вторичного «Регулирования частоты в ЭС» отключен. ЗМРЧ=0.

2.7.28 При включении НСС режима «Предварительно централизованного управления» станция переходит в режим «Работа под управлением ЦС АРЧМ». При этом, должно быть предусмотрено управление «ГОУ500 (5Г-16Г)» посредством ГРАМ500 группы №2 и «ГОУ220 (1Г-4Г)» посредством ГРАМ220 группы №3.

Добавка (изменение) общего сигнала ЗВМ распределяется между ГРАМ500 и ГРАМ220 следующим образом:

$$ЗВМ500 = ЗВМ * k_1,$$

$$ЗВМ220 = ЗВМ * k_2.$$

$$k_1 + k_2 = 1$$

где k₁, k₂ – коэффициент отнесения общего сигнала ЗВМ на каждый из ГОУ, определяется самостоятельно в ГРАМ ГЭС. Принцип распределения ЗВМ по отдельным генераторам находится в зоне ответственности собственника объекта генерации.

2.7.29 Распределение добавки (изменения) общего сигнала ЗВМ должно быть реализовано в ГРАМ по одному из трех критериев:

- а) пропорционально количеству ГА под групповым управлением в составе ГОУ
- б) пропорционально диапазону регулирования ГА под групповым управлением в составе ГОУ
- в) поровну

2.7.30 Если полученную добавку (изменение) общего сигнала ЗВМ невозможно выполнить в ГРАМ одного из ГОУ по причине исчерпания регулировочного диапазона, то выполнение общего задания должно быть обеспечено ГРАМ другого ГОУ при наличии там достаточных для этого резервов мощности.

2.7.31 Диапазоны резервов мощностей общего сигнала ЗВМ формируются, как сумма резервов обоих ГОУ.

2.7.32 Если полученные значения $P_{гоу500}$ / $P_{гоу220}$ невозможно выполнить из-за ограничений на диапазон регулирования ГОУ, то:

- а) если станция под управлением ЦС АРЧМ ОЭС Сибири – то мощность ГОУ при необходимости корректируется НСС или автоматически по рекомендации РУСА путем изменения ЗМРК. Это изменение мощности ГОУ не требует согласования с диспетчером энергосистемы.
- б) если станция не под управлением ЦС АРЧМ ОЭС Сибири – то мощность ГОУ при необходимости корректируется диспетчером энергосистемы путем изменения ЗПМ с помощью ДК в режиме автоматического ввода ДК. Изменение мощности ГОУ согласуются в ходе оперативных переговоров диспетчера энергосистемы с НСС.

2.7.33 При отключенном режиме "Работа по графику ПБР» должна быть сохранена существующая возможность управления мощностью станции через отдельные ГРАМ в следующих группах управления:

- а) группа №1 - вся станция работает как единое целое. Сигнал ЗВМ от ЦС АРЧМ при этом действует только на гидроагрегаты этой группы.
- б) группа №2 - агрегаты, подключенные к СШ500 кВ. Гидроагрегаты выделяются в группу №2 автоматически при отключении АТ, либо по команде оперативного персонала.
- в) группа №3 – агрегаты, подключенные к СШ220 кВ. Гидроагрегаты выделяются в группу №3 автоматически при отключении АТ, либо по команде оперативного персонала.

Подключение ГЭС к СДПМ в этом режиме работы не требуется.

При этом:

- а) В нормальном режиме 1АТ и 2АТ включены, и вся станция работает как единое целое, задание плановой мощности группы №1 определяется общим заданием генерации (ОЗГ), т.е. суммой соответствующих заданий из почасового/получасового ПДГ нагрузки для ГОУ500 и ГОУ220 (полученных посредством терминала Модес-Центр и внесенных вручную в ГРАМ) а также ДК, полученных НСС по телефону от диспетчера энергосистемы. Подключение ГЭС к СДПМ в этом режиме работы не требуется.
- б) Сигнал ЗВМ от ЦС АРЧМ действует на всю группу №1.
- в) Суммарное задание (ЗПМ, ЗВМ, ЗМРЧ и ЗМРК) распределяется между ГА, находящимися под управлением ГРАМ, по критерию равенства мощностей, с учетом индивидуальных ограничителей мощности каждого агрегата и рекомендаций подсистемы РУСА.
- г) При включении режима «Работа по графику ПБР» должно производиться автоматическое безударное (без изменения мощности станции) переключение ГА из-под управления ГРАМ группой №1 в управление ГРАМ500 «группой №2» и управления ГРАМ220 «группой №3».

Примечание: безударность обеспечивается следующим образом - при включении режима «Работа по графику ПБР» будет автоматически сохранена мощность каждого ГА, что обеспечит сохранение суммарной мощности станции. В момент переключения задание мощности группы будет рассчитано как суммарное задание мощности ГА, входящих в группу. Сигнал ЗВМ от ЦС АРЧМ не изменится. После этого начнется перераспределение мощности между ГА, в соответствии с законом распределения нагрузки.

- д) Включение и отключение режима «Предварительно централизованного управления» должно происходить безударно (без изменения мощности станции).
- е) Предусмотреть отключение режима «Предварительно-централизованное управление» при отсутствии ГА под управлением ГРАМ в группе №1, с неготовностью к включению.
- ж) Предусмотреть блокировку ЗВМ при отключении 1АТ и/или 2АТ.
- з) Предусмотреть возможность включения астатического регулятора частоты ГРАМ для группы №1, №2 и №3 только при отключенном режиме "Работа по графику ПБР".

2.8 Требования в части доведения ПДГ

2.8.1 Необходимо предусмотреть возможность задания почасового/получасового отдельного графика нагрузки на текущие и следующие сутки отдельно для ГОУ500 и ГОУ220, а также отображения их суммы.

Примечание: тип графика - часовой/получасовой должен определяться уставкой. Изменение значения уставки, т.е. типа графика должно приводить к отключению исполнения плановых графиков. Повторное включение исполнения планового графика осуществляется по команде оперативного персонала.

2.8.2 Должно быть обеспечено отключение исполнения планового графика в следующих случаях:

- а) Включен режим астатического регулятора частоты (АРЧ) в ГРАМ
- б) Сработала противоаварийная автоматика
- в) Изменение уставки типа графика часовой/получасовой
- г) По команде НСС с АРМ оператора.

Повторное включение исполнения планового графика осуществляется по команде оперативного персонала.

2.8.3 Необходимо предусмотреть прием ПДГ от СДПМ для двух ГОУ: ГОУ500 и ГОУ220.

2.8.4 Должно быть предусмотрено два варианта отработки задания почасового/получасового суточного графика нагрузки группы:

- а) Граничное состояние (может быть включено только для режима часového ПДГ);
- б) Интерполяция.

2.8.5 Граничное состояние - переход с одного уровня задания ПДГ на другой должен осуществляться ступенью со скоростью, заданной уставкой изменения ЗПМ. При этом:

а) На начало часа величина нагрузки группы должна быть равна величине из суточной таблицы плановой мощности на этот час;

б) На 30 минут текущего часа величина задания нагрузки группы должна соответствовать половине разницы значений заданий мощности следующего и текущего часа;

в) Изменение мощности должно осуществляться со скоростью задатчика плановой мощности (предварительное значение уставки 80МВт/мин). При этом изменение задания должно быть начато с упреждением наступления 30 минут для обеспечения требований п.2.8.5.б.

2.8.6 Интерполяция - переход с одного уровня задания на другой должен осуществляться с постоянной скоростью в течение всего промежутка времени исполнения ступени графика, т.е. часа/получаса.

2.8.7 Взаимодействие ГРАМ и СДПМ при доведении ПДГ должно осуществляться в двух режимах:

а) Доведение ПДГ по событию акцепта ПДГ. СДПМ инициирует передачу ГЭС новых значений ПДГ после формирования ПДГ в соответствии с принятыми для соответствующей ценовой/неценовой зоны Оптового рынка регламентом формирования планов балансирующего рынка / прогнозного диспетчерского графика;

б) Доведение ПДГ по запросу от ГРАМ. Инициатором передачи ПДГ выступает ГЭС. СДПМ осуществляет передачу значений ПДГ, актуальных на момент получения запроса.

2.8.8 Для ГОУ500 и ГОУ220 должна быть реализована возможность передачи ПДГ каждый час/получаса в виде набора из 28 или 52 ТК, содержащих 24 или 48 значений заданий мощности на конец каждого часа или получаса, ТК «Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ», ТК «Дата действия ПДГ», ТК «Уникальный идентификатор ПДГ» и ТК «Контрольная сумма ПДГ». Вид набора ТК (24 или 48 значений) для передачи ПДГ должен определяться автоматически или быть оперативно настраиваемым с экранных форм АРМ ГРАМ и не требовать вывода ПТК ГРАМ из работы, замены версии ПО и/или любых прочих наладочных работ. Признаком окончания передачи ПДГ для ГРАМ ГЭС является получение ТК «Контрольная сумма ПДГ».

2.9 Требования в части доведения диспетчерских команд (ДК)

2.9.1 Необходимо предусмотреть прием ДК от СДПМ для двух ГОУ: ГОУ500 и ГОУ220.

2.9.2 Взаимодействие ГРАМ и СДПМ при доведении ДК должно осуществляться в соответствии с диаграммой последовательности, приведенной на рисунке 4.4 ОТТ.

2.9.3 ДК должна передаваться в виде набора из 8 ТК:

- а) идентификатор ГОУ для исполнения ДК;
- б) атрибут 1 ДК «Номер ДК»;
- в) атрибут 2 ДК «Величина ДК»;
- г) атрибут 3 ДК «Время отдачи ДК»;
- д) атрибут 4 ДК «Время начала исполнения ДК»;
- е) атрибут 5 ДК «Время окончания исполнения ДК»;
- ж) атрибут 6 ДК «Уникальный идентификатор ДК»;

з) контрольная сумма ДК.

2.9.4 Признаком окончания передачи ДК для ГРАМ ГЭС является получение ТК «Контрольная сумма ДК».

2.9.5 В промежуток времени от отдачи команды до времени начала исполнения команды включительно, диспетчер вправе отдать по ГОУ ДК, задающую иной режим работы (отличный от заданного предыдущей ДК). Новая ДК, 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 ДК.

2.9.6 Должна быть применена следующая терминология статусов ДК:

а) Действующая ДК – ДК, выполняемая на текущий момент, как в процессе исполнения, так и после него;

б) Запрашиваемая ДК – допустимая ДК, полученная от СДПМ и ожидающая подтверждения оперативным персоналом;

в) Ожидающая ДК – подтвержденная ДК, ожидающая начала исполнения, сформированная одним из двух возможных способов:

1) подтверждение запрашиваемой ДК (режим авто ввода ДК);

2) подтверждением после ручного ввода ДК оперативным персоналом (режим ручного ввода ДК).

2.9.7 В ГРАМ для каждого ГОУ в каждый момент времени должна быть действующей только одна ДК, действующая на изменение задатчика плановой мощности, а именно:

а) Работать по плановому диспетчерскому графику;

б) Генерация «N» МВт;

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

г) Работать на «N» МВт ниже планового диспетчерского графика.

2.9.8 ГРАМ для каждого ГОУ должен хранить и отображать одну запрашиваемую ДК, с виртуальными кнопками подтверждения и блокировки оперативным персоналом. При подтверждении ДК должна стать подтвержденной ДК, при этом запрашиваемая ДК должна удаляться. При ручной блокировке ДК или при превышении выдержки времени ожидания, ДК должна удаляться.

2.9.9 При наступлении времени начала исполнения подтвержденной ДК, действующая ДК должна удаляться и заменяться новой.

2.10 Режимы работы ГРАМ в части ввода ПДГ и ДК отдельно для ГОУ500 и ГОУ220

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

а) Режим ручного ввода ПДГ НСС с АРМ.

б) Режим автоматического ввода ПДГ (автовод ПДГ), полученного по каналам АРЧМ.

2.10.2 В ГРАМ должны быть реализованы режимы в части ввода ДК:

а) режим ручного ввода ДК НСС с АРМ;

б) режим автоматизированного ввода ДК (автовод ДК), полученной по каналам АРЧМ, с подтверждением НСС о принятии к исполнению.

2.10.3 В ГРАМ должны быть реализованы режимы в части исполнения (ведения) ЗПМ почасового / получасового ПДГ:

а) включен (автоматическое исполнение ПДГ);

б) отключен (ручное задание мощности посредством ЗМРК).

Переключение между режимами должно осуществляться безударно нажатием кнопки «ЗПМ» и включением ЗПМ.

2.10.4 В ГРАМ должен быть скорректирован алгоритм управления существующим задатчиком «План/ручной», путем реализации суммы ЗПМ и ЗМРК. Здесь ЗПМ - задатчик плановой мощности для исполнения ПДГ, а ЗМРК – задатчик мощности ручной коррекции. При этом должно быть обеспечено:

а) При включении ЗПМ в задатчик должно однократно записываться значение из ПДГ для текущего момента времени, при этом ЗМРК должен скорректироваться, обеспечивая сохранение неизменным суммарного значения задатчиков ($ЗПМ + ЗМРК = const$).

б) При отключении ЗПМ в задатчик должно однократно записываться значение 0, при этом ЗМРК должен скорректироваться, обеспечивая сохранение неизменным суммарного значения задатчиков ($ЗПМ + ЗМРК = const$).

в) В ГРАМ по факту работы ПА должно осуществляться автоматическое отключение исполнения ПДГ, блокировка ЗВМ, отключение от управления ЦС АРЧМ ОЭС Сибири (отключение предварительно-централизованного режима управления). При этом суммарный задатчик мощности в ГРАМ переходит в режим «слежения» за фактической мощностью, т.е. устанавливается равным фактической мощности ГЭС. Повторное включение исполнения планового графика осуществляется по команде оперативного персонала.

г) При отключении ЗВМ (режима предварительно централизованного управления) в задатчик должен записываться ноль, при этом ЗМРК должен корректироваться, обеспечивая сохранение неизменным суммарного значения задатчиков ($ZBM + ZMPK = const$).

2.10.5 В ГРАМ должен быть скорректирован алгоритм отключения плановой мощности, т.е. при появлении любого из перечисленных сигналов ЗПМ не должен отключаться:

- а) ЗВМ включен;
- б) Прибавить уставку мощности на «значение 1» по сигналу от ПА;
- в) Прибавить уставку мощности на «значение 2» по сигналу от ПА;
- г) Убавить уставку мощности на «значение 1» по сигналу от ПА;
- д) Убавить уставку мощности на «значение 2» по сигналу от ПА.

Сигналы б) – д) формируются при поступлении на дискретные входы ГРАМ-1, 2 сигналов от АДВ 1, 2 комплект Усть-Илимской ГЭС. Однако в алгоритмах работы АДВ 1, 2 комплект Усть-Илимской ГЭС формирование данных сигналов не предусмотрено, а соответствующие вторичные цепи разобраны на рядах зажимов. Сигналы б) – д) должны быть исключены из алгоритма отключения плановой мощности.

2.10.6 В ГРАМ должна быть реализована возможность переключения между режимами, указанными в пп. 5.2.1, 5.2.2. Общих технических требований (ОТТ). При переключении между ними, должна быть обеспечена безударность, т.е. должна сохраняться последняя ДК и ПДГ.

2.10.7 В ГРАМ должно быть предусмотрено автоматическое отключение авто ввода ПДГ в следующих ситуациях:

- а) при отсутствии сигнала «Готовность к отдаче ДК/ПДГ», полученного от СДПМ. Для отстройки от кратковременных сбоя в ГРАМ должна быть предусмотрена возможность задания допустимой длительности отсутствия сигнала «Готовность к отдаче ДК/ПДГ» от СДПМ в пределах от 1 до 300 секунд с шагом 1 секунда;
- б) при потере связи ГРАМ — СДПМ. Для отстройки от кратковременных сбоя в ГРАМ должна быть предусмотрена возможность задания допустимой длительности потери связи с СДПМ в пределах от 1 до 300 секунд с шагом 1 секунда;
- в) при отключенном ГРАМ (в том числе при неисправности системы ГРАМ, перезагрузке ГРАМ и т.п.).

Примечание:

при невозможности выполнения ПДГ в том числе из-за отсутствия резерва мощности, работающих под управлением ГРАМ ГА, исполнение ПДГ должно быть

заблокировано. При появлении возможности выполнение ПДГ исполнение задания должно быть продолжено.

2.10.8 В ГРАМ должно быть предусмотрено автоматическое отключение автоввода ДК (с переходом в режим ручного ввода ДК) в следующих ситуациях:

а) при отключенном ЗПМ, т.е. при отключенном исполнении (ведения) ЗПМ почасового / получасового ПДГ;

б) при срабатывании ПА (отключение только автоввода ДК);

в) при отсутствии сигнала «Готовность к отдаче ДК/ПДГ», полученного от СДПМ. Для отстройки от кратковременных сбоев в ГРАМ должна быть предусмотрена возможность задания допустимой длительности отсутствия сигнала «Готовность к отдаче ДК/ПДГ» от СДПМ в пределах от 1 до 300 секунд с шагом 1 секунда;

г) при потере связи с ГРАМ — 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 секунда;

д) при отключенном ГРАМ (в том числе при неисправности системы ГРАМ, перезагрузке ГРАМ и т.п.).

е) при отключенном режиме "Работа по графику ПБР".

ж) включен режим астатического регулятора частоты (АРЧ) в ГРАМ.

2.10.9 Повторное включение автоввода ДК/ПДГ должно осуществляться оперативным персоналом ГЭС вручную после устранения причин, вызвавших отключение, и квитирования сигнала о срабатывании ПА.

2.10.10 Возможность включить режим автоввода ДК и автоввода ПДГ должна появляться только при появлении сигнала «Готовность к отдаче ДК/ПДГ», полученного от СДПМ.

2.10.11 В ГРАМ для каждого ГОУ должно быть предусмотрено автоматическое отключение ожидания и исполнения ДК в следующих ситуациях:

а) при отключенном ЗПМ, т.е. при отключенном исполнении (ведения) ЗПМ почасового / получасового ПДГ;

б) при срабатывании ПА, фиксируемого по поступлению в систему ГРАМ команды ПА на изменение мощности ГЭС.

Примечание:

при этом "ожидаемая" и "исполняемая" ДК должны сбрасываться (удаляться) для того ГОУ, на ГА которого действовала ПА.

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

г) при отключенном ГРАМ (в том числе при неисправности системы ГРАМ, перезагрузке ГРАМ и т.п).

д) при переключении между режимами «работа по графику» и «работа под управлением ЦС АРЧМ»

е) при отключенном режиме «Работа по графику ПБР».

Примечание: при невозможности выполнения ДК в том числе из-за отсутствия резерва мощности, работающих под управлением ГРАМ ГА, исполнение ДК должно быть заблокировано. При появлении возможности выполнения ДК исполнение задания должно быть продолжено.

2.11 Требования к получению ПДГ и ДК в ГРАМ отдельно для ГОУ500 и ГОУ220

2.11.1 Атрибуты ДК и ПДГ направляются в ГРАМ в порядке, приведённом в Приложении 1. Диаграмма последовательности информационного обмена между СДПМ и ГРАМ при доведении ПДГ приведена на рисунке 4.3. ОТТ.

2.11.2 СДПМ контролирует передачу ПДГ и ДК и в случае его/ее неуспешной отправки осуществляет повторную отправку всех атрибутов.

2.11.3 ГРАМ должен обеспечить формирование и отправку 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 ДК»: 0 в режиме ручного ввода ДК, 1 в режиме автоввода ДК.

2.11.4 При отрицательном ответе НСС на пришедшую ДК (блокировке исполнения ДК) ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «Код ошибки на ДК» со значением в соответствии с требованиями 5.4.1.6 ОТТ.

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

2.11.6 Полученный ПДГ должен относиться на текущие/следующие операционные сутки в зависимости от текущей даты и значения ТК «Дата действия ПДГ» (см. раздел 5.4.2.3 ОТТ). 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 5.4.2.2.ОТТ.

2.11.7 В ГРАМ должна быть обеспечена возможность одновременного приёма и обработки ТК, относящихся к ПДГ для двух ГОУ (ГОУ500 и ГОУ220) и ДК для двух ГОУ (ГОУ500 и ГОУ220). Код ГОУ определяется системным оператором и должен задаваться уставками в ГРАМ. Предварительные значения уставок:

- а) ГОУ500 = 10770
- б) ГОУ220 = 10300

2.11.8 В ГРАМ должна быть реализована приоритетность поступающих ТК ДК над ТК ПДГ.

2.11.9 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 СО регламентом расчёта ПДГ и заданной в СДПМ периодичностью отправки ПДГ);

- в) по запросу НСС.

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

2.11.11 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 представлена на рисунке 4.3. ОТТ.

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

2.11.13 Актуальность ПДГ для следующего часа должна устанавливаться в случае получения ПДГ на текущие операционные сутки по событию акцепта ПДГ (п. 4.2.2 ОТТ). Поскольку факт акцепта/ не акцепта ПБР гарантированно должен быть определен за 10 минут до начала нового часа, доведение ПДГ по запросу от ГРАМ до указанного момента не должны влиять на признак актуальности ПДГ для следующего часа.

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

2.11.15 Если за 5 минут до начала нового часа признак актуальности ПДГ для следующего часа отсутствует, ГРАМ должен формировать предупредительную

сигнализацию. При этом в качестве задания ПДГ следующего часа принимается задание из ПДГ для следующего часа.

2.11.16 Повторное получение одной и той же ДК, т.е. ДК с тем же атрибутом №6 «Уникальный идентификатор ДК», 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 ДК. Обработка в ГРАМ такой повторной ДК должна осуществляться аналогично обработке ДК при нормальной работе.

2.11.17 Компонент получения ПДГ должен поддерживать прием и обработку ПДГ как набора 28 ТК, так и 52 ТК.

2.11.18 Проверка ПДГ и ДК на целостность и допустимость

2.11.18.1 В ГРАМ должна быть реализована автоматическая проверка на целостность пришедших значений ПДГ и ДК путем проверки совпадения КС, пришедшей по каналу АРЧМ, и КС, рассчитанной в ГРАМ, в соответствии с алгоритмом, приведенным в Приложении 4 ОТТ. Проверка должна осуществляться по факту получения нового ПДГ или ДК (после получения всех ТК ПДГ и ДК соответственно). Триггером для запуска проверки является получение ТК с контрольной суммой ПДГ или ДК соответственно. В случае несовпадения КС ПДГ или ДК, ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ с кодом ошибки.

2.11.18.2 Сравнение контрольных сумм должно осуществляться с точностью ε , задаваемой по согласованию сторон, но не менее 5 знаков после запятой (значение ε по умолчанию 10^{-6}):

$$|КС_{СДПМ} - КС_{ГРАМ}| < \varepsilon,$$

где $КС_{СДПМ}$ — контрольная сумма ПДГ/ДК, рассчитанная в СДПМ, $КС_{ГРАМ}$ — контрольная сумма ПДГ/ДК, рассчитанная в ГРАМ, ε — точность.

2.11.18.3 После проверки на целостность и при её положительном результате в ГРАМ должна быть реализована автоматическая проверка на допустимость пришедших значений ПДГ и ДК.

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

- а) проверку корректности даты действия ПДГ (см. п. 5.3.6 ОТТ);
- б) проверку на корректность идентификатора ГОУ;
- в) проверку на соответствие регулировочному диапазону ГОУ, для текущего момента времени получения ПДГ. Проверка на допустимость должна осуществляться

сравнением с введенными НСС с АРМ оператора оперативными уставками максимальной и минимальной мощности ГОУ500 и ГОУ220.

г) проверку корректности динамики изменения мощности с учётом технологических ограничений на скорость нагрузки/разгрузки ГА ГОУ для текущего момента времени получения ПДГ.

2.11.18.5 Изменение значений точек исполняемого ПДГ на текущие сутки, которые относятся к прошлому времени и к текущему часу, не должно производиться. При этом запрос ПДГ с попыткой изменений этих значений должен считаться допустимым.

2.11.18.6 В случае получения недопустимых значений ПДГ ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ «Код ошибки на ПДГ» со значением в соответствии с требованиями п. 5.4.2.2 ОТТ.

2.11.18.7 Проверка на допустимость пришедших значений ДК должна включать в себя:

а) проверку на корректность идентификатора ГОУ;
б) проверку значений ДК на соответствие регулировочному диапазону ГОУ, для текущего момента времени получения ДК.

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

г) проверку корректности динамики изменения мощности с учётом технологических ограничений на скорость нагрузки/разгрузки ГА ГОУ, для текущего момента времени получения ДК.

2.11.18.8 Проверка ПДГ и ДК на допустимость – соответствие регулировочному диапазону «сверху» и «снизу», должно осуществляться сравнением с введенными НСС с АРМ оператора оперативными уставками максимальной и минимальной мощности ГОУ500 и ГОУ220. В любом случае значения не должны выходить за следующие границы:

а) ГОУ500:

- 1) максимальная мощность ГОУ500 = 2880 МВт;
- 2) минимальная мощность ГОУ500 = 0 МВт.

б) ГОУ220:

- 1) максимальная мощность ГОУ220 = 960 МВт;
- 2) минимальная мощность ГОУ220 = 0 МВт.

Примечание: максимальная мощность ГОУ определена, как максимальная мощность одного ГА (240МВт), умноженная на максимальное количество ГА в составе ГОУ

2.11.18.9 Проверка ПДГ на допустимость – соответствие динамики изменения мощности ГОУ должно производиться сравнением необходимой скорости изменения и заданной в ГРАМ скорости изменения задатчика плановой мощности, превышение которой недопустимо.

2.11.18.10 Проверка ДК на допустимость – соответствие динамики изменения мощности ГОУ должно производиться сравнением необходимой скорости изменения и заданной в ГРАМ скорости изменения задатчика плановой мощности, превышение которой недопустимо. Для ДК с совпадающими значениями «Время начала исполнения» и «Время окончания исполнения» проверки производиться не должно. Отработка ДК должна выполняться с заданной в ГРАМ скоростью изменения задатчика плановой мощности.

2.11.19 В случае получения недопустимых значений ДК ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ «Код ошибки на ДК» со значением в соответствии с требованиями п. 5.4.1.6. ОТТ.

2.11.20 При положительном результате проверки на допустимость ДК ГРАМ в режиме автовода ДК должен предоставлять НСС возможность принятия или блокировки исполнения ДК. При этом в ГРАМ должен запускаться таймер ожидания ответа НСС. При отсутствии реакции НСС в течение заданного времени (значение по умолчанию – 3 минуты) ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «Код ошибки на ДК» со значением в соответствии с требованиями п. 5.4.1.6 ОТТ.

2.11.21 В случае положительного результата проверки целостности и допустимости ПДГ, ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «КС ПДГ», рассчитанный в ГРАМ, и выдать соответствующую сигнализацию НСС.

2.11.22 В процессе ожидания ответа НСС на ДК, в случае поступления новой ДК, определяемого в соответствии с п. 4.3.3. ОТТ, ГРАМ должен прекращать процедуру ожидания ответа НСС без формирования ответов в направлении СДПМ и начинать процедуру обработки поступившей ДК стандартным образом. При этом, для исключения ошибок оператора, принятие ДК должно быть заблокировано на 10 секунд, а таймер ожидания должен обнулиться.

2.11.23 Система ГРАМ должна обеспечивать передачу в СДПМ ТИ «КС ПДГ, рассчитанная в ГРАМ», «Код ошибки на ПДГ», «Код ошибки на ДК» строго

после отправки в СДПМ квитанции о получении ТК с контрольной суммой ПДГ или ДК.

2.12 Требования к наименованиям и атрибутам ПДГ и ДК

2.12.1 Требования к наименованиям ДК

а) В ГРАМ, в том числе в ЧМИ, должны использоваться следующие наименования ДК по изменению активной нагрузки:

- 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».

б) В ГРАМ, в том числе в ЧМИ, должны использоваться следующие наименования ДК по вводу/выводу АРЧМ:

- 1) «АРЧМ выведено».
- 2) «АРЧМ введено. Регулируете частоту».
- 3) «АРЧМ введено. Регулируете переток».

Примечание: ДК по вводу/выводу АРЧМ являются информационными для оператора.

2.12.2 Значения атрибута ДК «Номер ДК»

Значения атрибута ДК «Номер ДК» при его приёме-передаче и обработке в ГРАМ должны соответствовать таблице 2.12.2.1

Таблица 2.12.2.1. Значения атрибута ДК «Номер ДК»

Номер ДК	Наименование ДК
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
5	АРЧМ выведено
6	АРЧМ введено. Регулируете частоту
7	АРЧМ введено. Регулируете переток

2.12.3 Значения атрибута ДК «Величина ДК»

Значение атрибута «Величина ДК» при его приёме-передаче и обработке в ГРАМ должно содержать:

- а) для ДК № 2, 3, 4 (см. п.5.4.1.2 ОТТ) – значение «N» (МВт);
- б) для ДК № 1, 5, 6, 7 (см. п.5.4.1.2 ОТТ) – значение 1 игнорируется.

2.12.4 Значения атрибутов ДК «Время отдачи ДК», «Время начала исполнения ДК», «Время окончания исполнения ДК»

а) Атрибут ДК “Время отдачи команды” определяет момент времени формирования команды системой СДПМ. Информационный атрибут (может быть использован для определения времени реакции оператора ГРАМ ГЭС на команду).

б) Атрибут ДК “Время начала исполнения ДК” определяет момент времени начала исполнения команды. Атрибут должен иметь значение, соответствующее текущему или будущему времени, однако из-за задержки в передаче ДК может иметь значение, соответствующее прошедшему времени на величину не более чем 2 минуты.

в) Атрибут ДК “Время окончания исполнения ДК” определяет момент времени окончания исполнения команды. Значение атрибута должно иметь большее или равное значению атрибута “Время начала исполнения ДК”.

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

д) Если Атрибут ДК “Время окончания исполнения ДК” больше атрибута “Время начала исполнения ДК”, то значение величины задания должно меняться градиентом от “Время начала исполнения ДК”, если НСС подтвердил ДК раньше времени, соответствующему “Время начала исполнения ДК”, в противном случае величина задания мощности изменяется градиентом от момента принятия ДК НСС до времени “Время окончания исполнения ДК”. В случае если “Время окончания исполнения ДК” меньше, чем “время принятия ДК НСС”, то задание меняется мгновенно в момент принятия команды. В любом случае скорость отработки нового задания, не должна превышать заданную скорость для изменения плановой мощности.

2.12.5 Значения атрибута «Уникальный идентификатор ДК»

Значение атрибута «Уникальный идентификатор ДК» должно отличаться для каждой очередной отправки ДК, в том числе в случае повторной отправки ДК. Значение

идентификатора может быть любым из множества натуральных чисел и является служебным сигналом, который не отображается на операторских интерфейсах ГРАМ.

2.12.6 Значения ТИ «Код ошибки на ДК»

Значения ТИ «Код ошибки на ДК» должны присваиваться в соответствии с таблицей 2.12.6.1:

Таблица 2.12.6.1. Значения ТИ «Код ошибки на ДК»

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

2.12.7 Значение ТК «Идентификатор ГОУ для исполнения ДК»

а) Значение ТК «Идентификатор ГОУ для исполнения ДК» при её приёме-передаче и обработке в ГРАМ должно содержать идентификационный номер ГОУ.

б) При наличии на одном объекте нескольких ГОУ, для каждого ГОУ должен быть назначен соответствующий идентификационный номер ГОУ. При этом отправка атрибутов ДК/ПДГ должна выполняться с отдельными адресами объектов информации. Состав телеинформации с адресами объектов информации для каждого ГОУ согласовывается в составе формуляра информационного обмена.

2.12.8 Значения атрибута «Уникальный идентификатор ПДГ»

а) Значение атрибута «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.

б) Значения ТИ «Код ошибки на ПДГ».

в) Значения ТИ «Код ошибки на ПДГ» должны присваиваться в соответствии с таблицей 2.12.8.1.

Таблица 2.12.8.1. 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

г) Значения ТК «Дата действия ПДГ»

Значение ТК «Дата действия ПДГ» при её приёме-передаче и обработке в ГРАМ должно содержать дату операционных суток, на которые передается ПДГ, в виде целого десятичного числа в формате «ддммгг», например, «120616» для 12 июня 2016 года, или «61216» для 6 декабря 2016 года.

д) Значение ТК «Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ»

Значение ТК «Идентификатор ГОУ для исполнения ПДГ при её приёме-передаче и обработке в ГРАМ должно содержать идентификационный номер ГОУ.

2.13 Требования к отработке ДК

2.13.1 После начала и окончания исполнения должно формироваться информационное сообщение, содержащее тип ДК и её основные атрибуты.

2.13.2 Если Атрибут ДК «Время окончания исполнения ДК» больше атрибута «Время начала исполнения ДК», то значение величины задания должно меняться градиентом от «Время начала исполнения ДК», если НСС подтвердил ДК раньше времени, соответствующему «Время начала исполнения ДК» (см. рис. А), в противном случае величина задания мощности изменяется градиентом от момента принятия ДК НСС до времени «Время окончания исполнения ДК» (см. рис. Б). В случае если «Время окончания исполнения ДК» меньше, чем «время принятия ДК НСС», то команда исполняется с максимально возможной скоростью отработки ДК.

Примечание: В любом случае скорость отработки нового задания, не должна превышать заданную скорость для изменения задатчика плановой мощности.

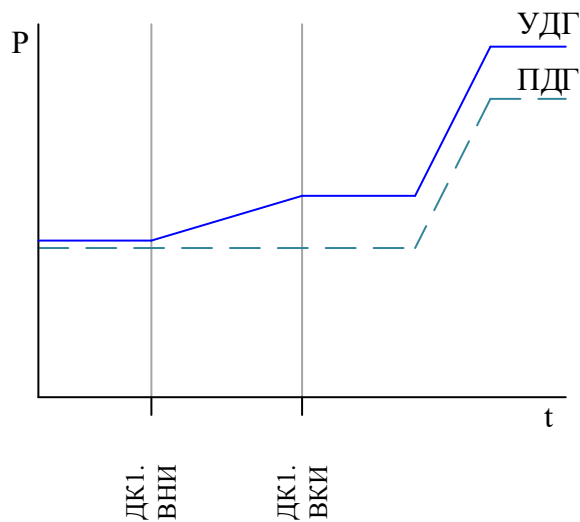


Рис. А. Визуальное представление процесса обработки ДК «Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика»

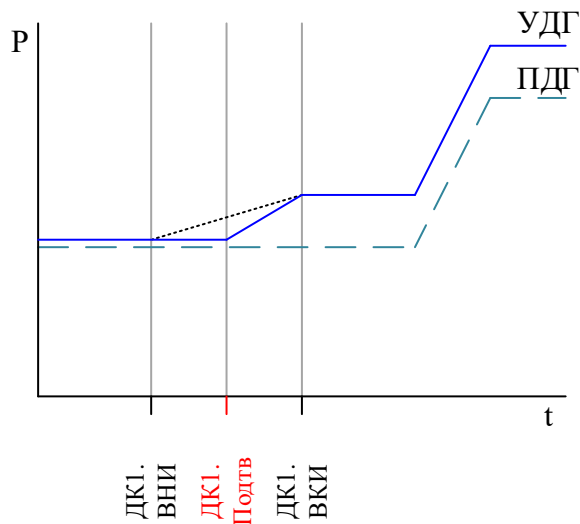


Рис. Б. Визуальное представление процесса обработки ДК «Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика» при позднем подтверждении

2.13.3 При замене действующей ДК, начальная точка движения должна соответствовать положению согласно обработке предыдущей действующей ДК (см. рис. В).

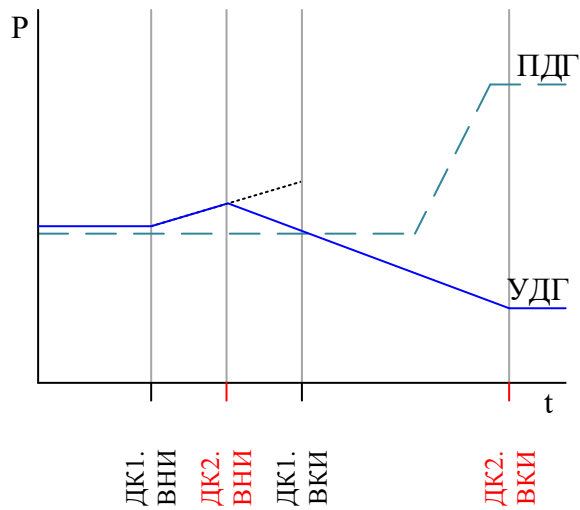


Рис. В. Визуальное представление процесса обработки ДК «Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика» со срочной заменой ДК «Генерация «N» МВт»

2.13.4 При работе с командами работать выше или ниже планового диспетчерского графика, УДГ выполняет роль аддитивной добавки к действующему ПДГ. При исполнении ДК «Работать по плановому диспетчерскому графику», траектория рассчитывается таким образом, чтобы во время окончания исполнения оказаться на ПДГ, а отрезок траектории был прямой (см. рис. Г). При изменении точек ПДГ, используемых для расчета, траектория должна скорректироваться.

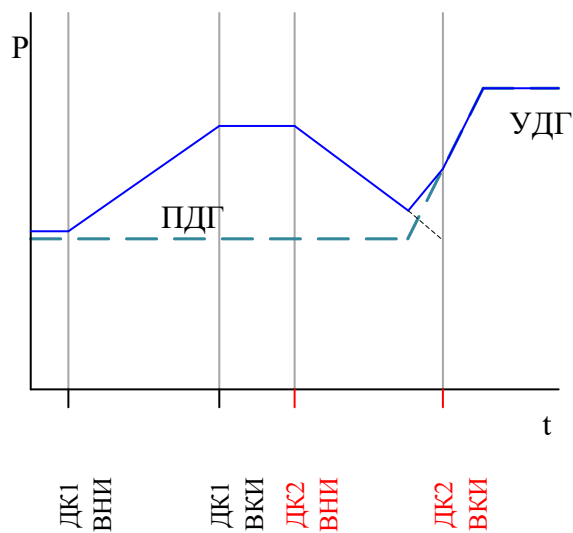


Рис. Г. Визуальное представление процесса обработки ДК «Работать на «N» МВт выше планового диспетчерского графика» с последующей заменой ДК «Работать по плановому диспетчерскому графику»

2.14 Требования к программному обеспечению

2.14.1 ПТК ГРАРМ должен обеспечивать программную реализацию протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

2.14.2 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 ДК обеспечивается в цикле основного алгоритма ГРАМ.

2.14.3 Программное обеспечение модулей связи ГРАМ, обеспечивающих информационный обмен с ЦС АРЧМ и СДПМ, должно предоставлять возможность конфигурации в соответствии с формуляром согласования приёма/передачи данных, в том числе:

- а) возможность получения типов информации <50> C_SE_NC_1;
- б) возможность приёма-передачи данных одновременно в одном канале: с причиной передачи <2> «периодически/циклически (.reg/сус)» и с причиной передачи <3> «спорадически (spont)».

2.14.4 Должна быть обеспечена синхронизация системного времени ПТК ГРАРМ с всемирно координированным временем (UTC) с точностью, не превышающей 100 мс.

2.14.5 Программное обеспечение ГРАМ должно быть предварительно протестировано на имитаторе ГЭС, для обеспечения максимальной готовности к испытаниям в условиях станции.

2.14.6 Изменения ПО контроллеров ПТК ГРАРМ не должно влиять на ранее реализованные в ПТК ГРАРМ функции, в частности:

а) На реализацию сетевого обмена ПТК ГРАРМ с ПТК Монитор НПРЧ. Не должны изменяться существующие ТЭГи (карта памяти) в ГРАРМ, используемые для передачи в ПТК Монитор НПРЧ. Это должно обеспечить нормальную работу ОРС сервера ПТК Монитор НПРЧ.

б) На реализацию сетевого обмена ПТК ГРАРМ с РУСА. Не должны изменяться существующие ТЭГи (карта памяти) в ГРАРМ, используемые для передачи/приема в РУСА и используемые для отображения на экранных формах АРМ. Это должно обеспечить нормальную работу РУСА.

2.15 Требования к сигнализации

В ГРАМ должны быть реализованы сообщения или сигнализация о событиях, перечисленных в таблице 2.15.1. Появление каждого нового события должно сопровождаться звуковым сигналом в аудио колонках АРМ ГРАРМ НСС и ЭГЦУ, который

звучит непрерывно, до момента нажатия на специальную программную кнопку в АРМ ГРАРМ НСС или ЭГЩУ. На АРМ ГРАРМ НСС и ЭГЩУ должен быть предусмотрен интерфейс для настройки, позволяющий маскировать (отключать) сообщения и сигнализацию, а также звуковую сигнализацию по каждому из возможных событий.

Таблица 2.15.1. Сигнализация событий

№	Событие	Сигнализация/сообщение ²
1)	Получение ПДГ от СДПМ (при положительном результате проверки на целостность ПДГ)	сообщение
2)	Получение ДК от СДПМ (при положительном результате проверки на целостность ДК)	сообщение
3)	Неисправность одного канала связи	предупредительная сигнализация
4)	Неисправность обоих каналов связи	предупредительная сигнализация
5)	Отсутствие готовности к отдаче ПДГ со стороны СО	сообщение
6)	Отсутствие готовности к отдаче ДК со стороны СО	сообщение
7)	Неполучение ПДГ в положенное время (в соответствии с принятым регламентом СО и заданной в СДПМ периодичностью отправки ПДГ)	предупредительная сигнализация
8)	Недопустимый ПДГ	сообщение
9)	Недопустимая ДК	сообщение
10)	Отсутствует актуальный ПДГ на ближайших период	предупредительная сигнализация
11)	Переключение в ручной режим ввода ПДГ	сообщение

2.16 Требования к организации информационного обмена

2.16.1 Требования к организации канального уровня согласно МЭК 60870-5-104

² Сообщение — информация оператору системы, при получении которой не требуется вмешательства в работу системы

Предупредительная сигнализация — информация оператору, требующая действий в соответствии с существующими регламентами и инструкциями

Требования организации канального уровня для доставки ПДГ и ДК от СДПМ ОДУ Сибири до ГРАМ ГЭС совпадают с требованиями к организации канального уровня информационного обмена между системой ГРАМ УИГЭС и УВК ЦС АРЧМ ОЭС Сибири приведенными в ОТТ.

2.16.2 Требования по согласованию приема/передачи данных согласно МЭК 60870-5-104

2.16.2.1 Требования к организации прикладного уровня

Требования организации прикладного уровня для доставки ПДГ и ДК от СДПМ ОДУ Сибири до ГРАМ ГЭС совпадают с требованиями к организации прикладного уровня информационного обмена между системой ГРАМ ГЭС и УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ приведенными в ОТТ.

2.16.2.2 Форматы передаваемых данных

Информационный обмен для доведения ПДГ и ДК должен выполняться с использованием следующих типов данных:

а) Передача величин:

- 1) <13> короткий формат с плавающей запятой **M_ME_NC_1**;
- 2) <50> команда уставки, короткое число с плавающей запятой **C_SE_NC_1**.

б) Передача сигналов:

- 1) <1> одноэлементная информация **M_SP_NA_1**.

2.16.3 Требования к организации обмена данными по основному и резервному каналу

2.16.3.1 Доставка ПДГ и ДК от СДПМ ОДУ Сибири до ГРАМ Усть-Илимской ГЭС осуществляется совместно с обменом телеинформацией между ПТК ГРАМ Усть-Илимской ГЭС и УВК ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, организованному по двум существующим выделенным цифровым каналам связи (основному и резервному) с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Каналы связи между ПТК ГРАМ Усть-Илимской ГЭС и УВК ЦС АРЧМ ОЭС Сибири должны соответствовать требованиям к каналам связи приведенным в ОТТ для подключения ГЭС к ЦС(ЦКС) АРЧМ и контролируются персоналом СТСУ.

2.16.3.2 Передача ПДГ и ДК должна выполняться одновременно по основному и резервному каналу связи, в соответствии с механизмом определения работоспособности канала, описанном в ОТТ.

2.16.3.3 При определении неработоспособности обоих каналов связи пользовательским процессам ГРАМ и СДПМ должна предоставляться информация о неисправности каналов с блокировкой режима автовода ДК. Диагностика

информационного обмена должна выполняться в соответствии с требованиями раздела 4.4 ОТТ.

2.16.4 Требования к техническому обеспечению

2.16.4.1 Техническое обеспечение модулей связи ПТК ГРАРМ, обеспечивающих информационный обмен по каналам ЦС (ЦКС) АРЧМ, должно предоставлять возможность приёма-передачи данных в соответствии с формуляром согласования приёма/передачи данных (согласованным с ОДУ Сибири), в том числе:

- а) возможность получения типов информации <50> C_SE_NC_1;
- б) возможность приёма-передачи данных одновременно в одном канале: с причиной передачи <1> «периодически/циклически (per/сус)» и с причиной передачи <3> «спорадически (spont)».

2.16.4.2 Должна быть обеспечена синхронизация системного времени ГРАМ с астрономическим временем с точностью, не превышающей 100 мс.

2.16.5 Требования к каналам связи

Доставка ПДГ и ДК от СДПМ до ГРАМ осуществляется совместно с обменом телеинформацией между ПТК ГРАРМ ГЭС и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, организованному по двум выделенным цифровым каналам связи (основному и резервному) с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Время передачи всего объёма информации по всему участку ПТК ГРАРМ – ЦС АРЧМ ОЭС Сибири в обоих направлениях должно быть не более 1 сек.

2.17 Требования к изменению программного обеспечения ПТК ГРАРМ

В таблице 2.17 указаны ПТК, наименование и назначение программных модулей и выполняемых ими функций изменение или разработка которых, необходима для обеспечения целей и задач проекта.

Таблица 2.17 Перечень ПТК

№	ПТК	Наименование и назначение программного модуля	Создание или изменение модуля	Функции
1.	ГРАРМ	СДПМ - автоматический прием и исполнение	Новый	- формирование задания плановой мощности исходя из введенного ПДГ с учетом введенных ДК (т. е. уточненного

Таблица 2.17 Перечень ПТК

№	ПТК	Наименование и назначение программного модуля	Создание или изменение модуля	Функции
		<p>планового диспетчерского графика (ПДГ) и диспетчерских команд (ДК) от СДПМ ОДУ Сибири</p>		<p>диспетчерского графика УДГ);</p> <ul style="list-style-type: none"> - прием и обработку ПДГ и ДК от СДПМ; - проверку достоверности поступающих ПДГ и ДК; - возможность ручного ввода ПДГ и ДК оператором; - блокировку ввода новой ДК и сброс действующей ДК.
2.	ГРАРМ	ГРАМ	<p>Изменение:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Выбор плановой/ручной уставки 	<ul style="list-style-type: none"> - исполнение плановой мощности

3 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАКУПАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

3.1 Основные требования к закупаемой продукции и услугам (технические и иные характеристики)

Таблица 3.1.1. Основные требования к оборудованию

Требования к параметрам оборудования			
№ п/п	Наименование параметра	Требование заказчика	Предложение подрядчика
1	2	3	4
Обязательные требования			
1	Комплекс оборудования	Аппаратная и программная совместимость с установленным ПТК ГРАРМ	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

Требования к проектным работам (разрабатываемой документации)			
№ п/п	Наименование параметра	Требование заказчика	Предложение подрядчика
1	2	3	4
1	Общие требования	<p>Вся проектная, рабочая и исполнительная документация должна соответствовать требованиям нормативно-технических документов (НТД):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937; - Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.07.2020 №556; 	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		<ul style="list-style-type: none"> - Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №101; - Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №97; - ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации; - СТО 59012820.29.020.009-2016 Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования; - ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»; 	
--	--	--	--

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 34.003-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения. - ГОСТ Р 56969-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования; - Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ, утвержденные АО «СО ЕЭС» от 2010 г; - Порядок подключения гидроэлектростанций ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» к модифицированной информационно-управляющей системе доведения плановой мощности до гидроэлектростанций по каналам связи ЦС АРЧМ ОЭС Сибири – ГРАМ ГЭС; - Общие технические требования для подключения ГЭС к СДПМ ОДУ Сибири по каналам связи ЦС АРЧМ ОЭС Сибири – ГРАМ ГЭС (приложение 2 к Порядку подключения к СДПМ); 	
--	--	---	--

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		<ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон от 26 июля 2017 г. №187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»; - ГОСТ 34.201-89 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»; - ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания»; - ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»; - ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении»; - ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования»; - ГОСТ 56969 – 2016 «Единая энергетическая система и изолированно 	
--	--	--	--

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		<p>работающие энергосистемы. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования»;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России»; - Приказ ФСТЭК России от 21 декабря 2017 г. №235 «Требования к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования»; - Приказ ФСТЭК России от 21 декабря 2017 г. №239 «Об утверждении требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»; - Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 №97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики». 	
2	Объём проектно-изыскательских	не требуется	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

	работ		
3	Требования по вариантной разработке	не требуется	
4	Стадии проектирования	<p>1) Предпроектное обследование объекта.</p> <p>2) Разработка основных технических решений.</p> <p>3) Согласование основных технических решений с Заказчиком, управлением ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ДЗР Эн+ Менеджмент, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири;</p> <p>4) Разработка проектной документации.</p> <p>5) Согласование проектной документации с Заказчиком, управлением ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ДЗР Эн+ Менеджмент, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.</p> <p>6) Разработка рабочей и сметной документации.</p> <p>7) Согласование рабочей документации с Заказчиком, управлением ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ДЗР Эн+ Менеджмент, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.</p>	
5	Интеграция смежных проектов	Доработка экранных форм ВУ АСУТП в части управления ПТК ГРАРМ	
6	Выделение	не требуется	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

	очередей или пусковых комплексов		
7	Требования к содержанию проектной документации	<p>а) Проектная документация разрабатывается для обеспечения соответствия аппаратных и программных средств ПТК ГРАРМ и Терминала АРЧМ требованиям по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и должна включать в себя:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Техническое задание; 2) «Пояснительная записка». Том должен содержать технически решения по модернизации ПТК ГРАРМ и Терминала АРЧМ Усть-Илимской ГЭС для реализации функций взаимодействия с СДПМ, описательную и графическую часть, выполняемую в рамках модернизации; 3) Спецификация оборудования, изделий и материалов; 4) Модель угроз; 5) Техническое задание на создание системы безопасности (системы защиты информации); 6) Схема информационного обмена на прикладном уровне между ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири, СДПМ и расчеты требуемой пропускной способности каналов связи. <p>б) Проектная документация</p>	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		<p>должна содержать:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Технические решения по созданию (модернизации) ПТК ГРАРМ и по созданию каналов связи, обеспечивающих функционирование ПТК ГРАРМ; 2) Функциональные схемы взаимодействия устройств ПТК ГРАРМ между собой и с другими устройствами; 3) Технические решения по регистрации аварийных событий и процессов с использованием регистраторов аварийных событий и процессов; 4) Разработанная проектная документация должна быть согласована с Заказчиком, ОРЗЭА ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ДЗР Эн+ Менеджмент «Сибирь», Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири 	
8	Требования к содержанию рабочей документации	<p>а) Рабочая документация должна включать в себя:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Ведомость документов; 2) Перечень входных сигналов; 3) Перечень выходных сигналов; 4) Алгоритмы функционирования ГРАМ; 5) Пояснительная записка; 6) Логическая схемы сети; 7) Физическая схема сети; 8) Формуляр согласования приема/передачи данных между ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС и ЦС АРЧМ 	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		<p>ОЭС Сибири по каналам связи ЦС АРЧС ОЭС Сибири – ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004;</p> <p>9) Формуляр согласования приема/передачи данных между ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС и СДПМ по каналам связи ЦС АРЧС ОЭС Сибири – ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004;</p> <p>10) Исполнительная схема каналов связи;</p> <p>11) Параметры настроек компонентов системы для реализации механизмов информационной безопасности;</p> <p>12) Комплект организационно-распорядительной документации по защите информации;</p> <p>13) Схема принципиальная электрическая;</p> <p>14) Схема монтажная панелей, шкафов и оборудования;</p> <p>15) Чертеж сборочный;</p> <p>16) Спецификация оборудования, изделий и материалов;</p> <p>17) Схема структурная;</p> <p>18) Ведомость объемов работ;</p> <p>19) Программа пусконаладочных (автономных) испытаний ПТК ГРАРМ;</p> <p>20) Программы и методики комплексных испытаний ПТК ГРАРМ ГЭС при взаимодействии с ЦС АРЧМ</p>	
--	--	---	--

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		ОЭС Сибири и СДПМ; 21) Сводный сметный расчет; 22) Кабельный журнал.	
9	Объекты и границы модернизации	Терминал АРЧМ, шкаф «ТР», ПТК ГРАРМ, АРМ ГРАРМ, каналобразующее оборудование.	
10	Достижимые основные технико-экономические показатели объекта проектирования	Организация автоматического получения плановых графиков и диспетчерских команд в ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС от системы доведения плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд (СДПМ) ОДУ Сибири с использованием каналов связи ПТК ГРАРМ — ЦС АРЧМ ОЭС Сибири с последующей обработкой полученных диспетчерских команд и плановых графиков. Примечание: управление составом и режимами работы генерирующего оборудования осуществляется оперативным персоналом.	
11	Особые условия работы оборудования и производства работ	Работы на оборудовании выполняются по согласованным и утвержденным заявкам	
12	Форма представления документации	Проектная и рабочая документация при направлении на согласование Заказчику в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) предоставляется на бумажном носителе в 3 (трех) экз., в 2 (двух) экземплярах в электронном виде (в формате MS Word, Adobe Acrobat, схемы и графические	

Таблица 3.1.2. Основные требования к документации

		материалы в редактируемом формате MS Visio) на USB Flash-накопителе	
--	--	---	--

4 ТРЕБОВАНИЕ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ

4.1 Требование к проектируемому оборудованию:

- а) Каналообразующее и приемо-передающее оборудование ПТК ГРАРМ должно иметь возможность постоянного мониторинга состояния канала приема передачи данных, состояния подключения абонента на стороне Системного оператора;
- б) Каналообразующее и приемо-передающее оборудование ПТК ГРАРМ должно вести непрерывную запись событий (логирование) работы каналов и состояния абонентов;
- в) Каналообразующее и приемо-передающее оборудование ПТК ГРАРМ должно предусматривать оперативную сигнализацию обслуживающему персоналу о неисправностях и сбоях в работе;
- г) Каналообразующее и приемо-передающее оборудование ПТК ГРАРМ должно иметь возможность для оперативного подключения обслуживающим персоналом для определения состояния приема-передачи.

5 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ

5.1 Документация должна выполняться в соответствии с настоящими Техническими требованиями, ПУЭ, ПТЭ, СНиП, ГОСТ, нормами действующего законодательства РФ.

5.2 Проектная и рабочая документация при направлении на согласование Заказчику в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) предоставляется на бумажном носителе в 3 (трех) экземплярах, в 2 (двух) экземплярах в электронном виде (в формате MS Word, Adobe Acrobat, схемы и графические материалы в редактируемом формате в MS Visio) на USB Flash-накопителе.

5.3 Разработанная документация является конфиденциальной собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

5.4 При направлении откорректированных материалов проектной и рабочей документации разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документа.

6 ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

6.1 Любая информация, предоставляемая в рамках заключаемого договора между Заказчиком и Подрядчиком, является конфиденциальной и не может быть передана третьим лицам.

6.2 При выполнении пусконаладочных работ, проведение опытной эксплуатации, включение в работу модернизированной системы ПТК ГРАРМ должно выполняться согласно утвержденному «Плану-графику выполнения работ по модернизации ПТК ГРАРМ Усть-Илимской ГЭС в части приема и реализации ПДГ и ДК».

6.3 Модернизацию ПТК ГРАРМ со сменой протокола сетевого обмена с МЭК-101 на МЭК-104 необходимо выполнить за минимальное времени простоя режима АВРЧМ (допустимое суммарное время за год не более 45 дней).

6.4 Работы по подключениям вновь вводимого оборудования и испытаниям после модернизации выполняются по программам, согласованным с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

7 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ

7.1 Подрядчик должен иметь квалифицированный персонал, обладающий дипломами и сертификатами, подтверждающими его квалификацию по направлению «информационная безопасность» и в области обеспечения безопасности технологических систем, а также подтверждающими знание технологических процессов в электроэнергетике.

7.2 Наличие лицензии ФСТЭК России на деятельность по технической защите конфиденциальной информации (работы и услуги по проектированию в защищенном исполнении средств и систем информатизации).

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

Должность	Фамилия И.О.	Подпись	Дата
РАЗРАБОТАНО ООО «Ракурс-Инжиниринг»:			
ГИП проекта	А. М. Брилевский		
Главный конструктор САР	Д.Н. Клевин		
ст. инженер-проектировщик	Д. А. Медведева		
СОГЛАСОВАНО от Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири:			
Начальник САСДУ	А.А. Вяльцев		
Начальник СРЗА	Е.А. Лир		
Начальник ОДС	А.С. Безрядин		
СОГЛАСОВАНО от ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			
Главный инженер Филиала ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация» «Усть-Илимская ГЭС»	С. В. Крапицкий		
Начальник ОКС Филиала ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация» «Усть-Илимская ГЭС»	А.В. Стасенко		
Начальник ЦРЗА Филиала ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация» «Усть-Илимская ГЭС»	А. Е. Шаев		
Руководитель группы АСУ ТП ЦРЗА Филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» «Усть-Илимская ГЭС»	И.Е. Ситников		
Начальник СДТУ Филиала ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация» «Усть-Илимская ГЭС»	Е. В. Котляков		
Руководитель департамента по эксплуатации ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация»	Р. В. Берицкий		
Начальник ОРЗЭА департамента по эксплуатации ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация»	С. В. Шакалов		
Начальник Управления по информационной безопасности ООО «ЕвроСибЭнерго- Гидрогенерация»	А. А. Афанасьев		
Начальник ССДТУ ООО «БЭК»	С. А. Сухих		

Должность	Фамилия И.О.	Подпись	Дата
Главный инженер ООО «Иркутскэнергосвязь»	П. Н. Тугаринов		
Руководитель департамента по капитальному строительству ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	М. Ю. Князев		
Руководитель департамента АСУТП АО «ЕвроСибЭнерго»	К. Ю. Малькевич		