



Научно-технический центр
Единой энергетической системы

Организация автоматического вторичного регулирования в ЕЭС России. Назначение, структура и функции систем АРЧМ.

А.С. Герасимов – директор департамента
системных исследований и перспективного
развития АО «НТЦ ЕЭС»

Санкт-Петербург 2021



Требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности (ГОСТ Р 55890-2013)

В первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты в пределы $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 минут

Регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться с использованием **первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.**

Первичное регулирование

частоты должно осуществляться с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации оборудования электростанций и минимизации риска отключения потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.

Вторичное регулирование

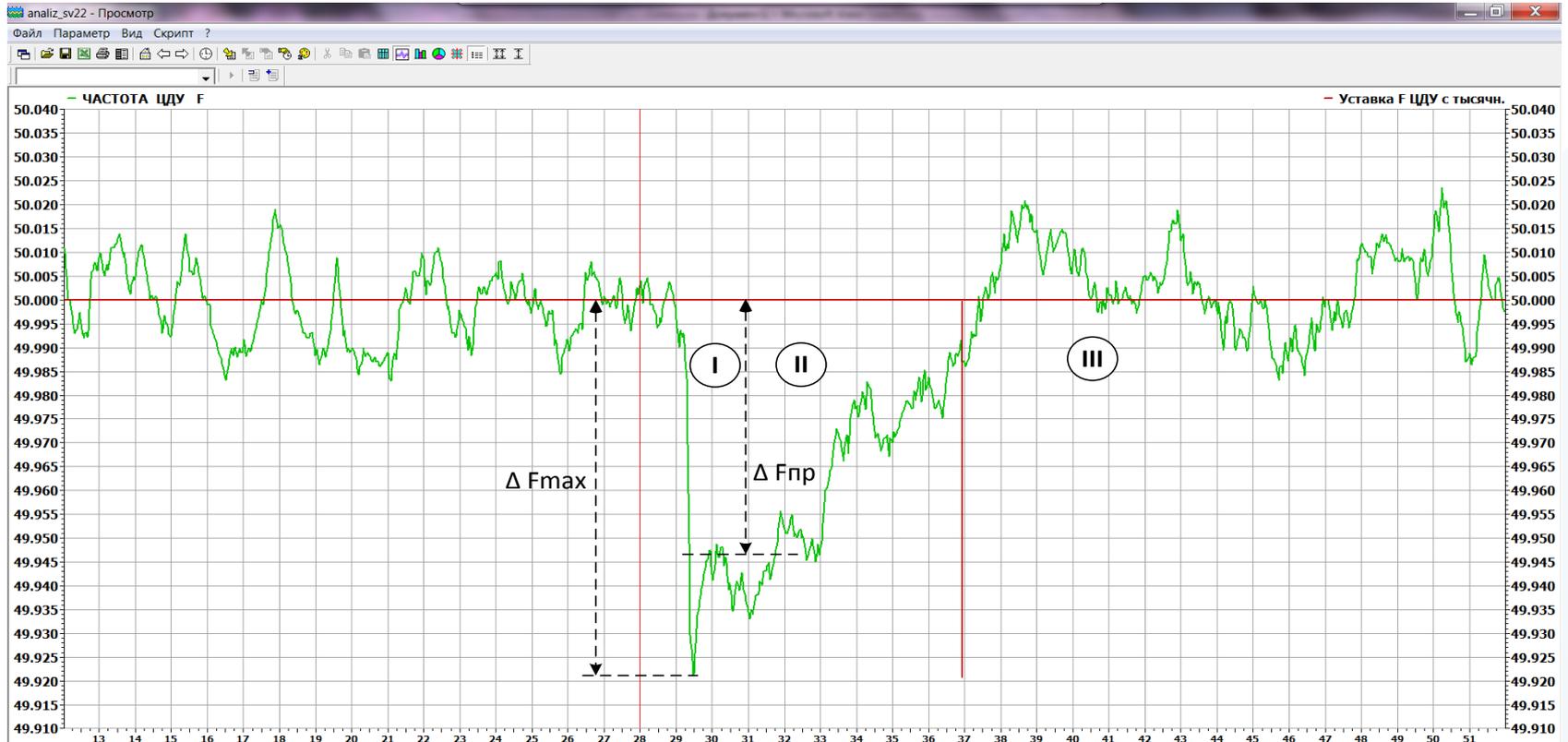
частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться для восстановления номинальной частоты, резервов первичного регулирования, восстановления заданных значений внешних перетоков областей регулирования, а также для ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Третичное регулирование

мощности должно осуществляться с целью восстановления резервов вторичного регулирования.



Процесс регулирования частоты



- I. Ограничение ($\Delta f_{\text{макс}}$) и снижение ($\Delta f_{\text{пр}}$) отклонения частоты до безопасной величины действием первичного регулирования
- II. Восстановление нормальной частоты и резервов первичного регулирования вторичным регулированием
- III. Восстановление резервов вторичного регулирования третичным регулированием



НТД по регулированию частоты и перетоков активной мощности



- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования»
- «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности», утверждены Электроэнергетическим Советом СНГ 23.10.2015
- Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования».
- «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем». **Утверждены Постановлением Правительства РФ 13.08.2018 № 937.**



В крупном энергообъединении относительно небольшие отклонения частоты (до 0,05 Гц) связаны с существенными (до 1000 МВт) отклонениями баланса мощности и перетоков активной мощности от плановых значений, соизмеримыми с запасами пропускной способности контролируемых межсистемных сечений

Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электропитания общего назначения»

Отклонение частоты от номинальной не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю

Межгосударственный стандарт ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования»

В энергообъединении должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 минут



Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

Пояснения к требованиям

Первичное регулирование

обладая массовостью и высоким быстродействием, осуществляется со статизмом, то есть ограничивает отклонение частоты, но **не восстанавливает** ее исходное значение до конца.

Для восстановления частоты используется вторичное регулирование (действующее без статизма), которое является менее быстродействующим и осуществляется путем изменения мощности отдельных выделенных для этой цели ГЭС и энергоблоков ТЭС.



Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для **восстановления заданного значения частоты** или заданного значения внешнего перетока области регулирования, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России осуществляется в целях:

- уменьшения времени восстановления нормального уровня частоты при возникающих небалансах активной мощности;
- уменьшения времени ликвидации перегрузки контролируемых связей и сечений;
- поддержания среднечасовых значений частоты на номинальном уровне (**$50 \pm 0,01$ Гц**) с целью минимизации отклонений вырабатываемой и потребляемой электроэнергии от плановых значений.



Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

Пояснения к требованиям

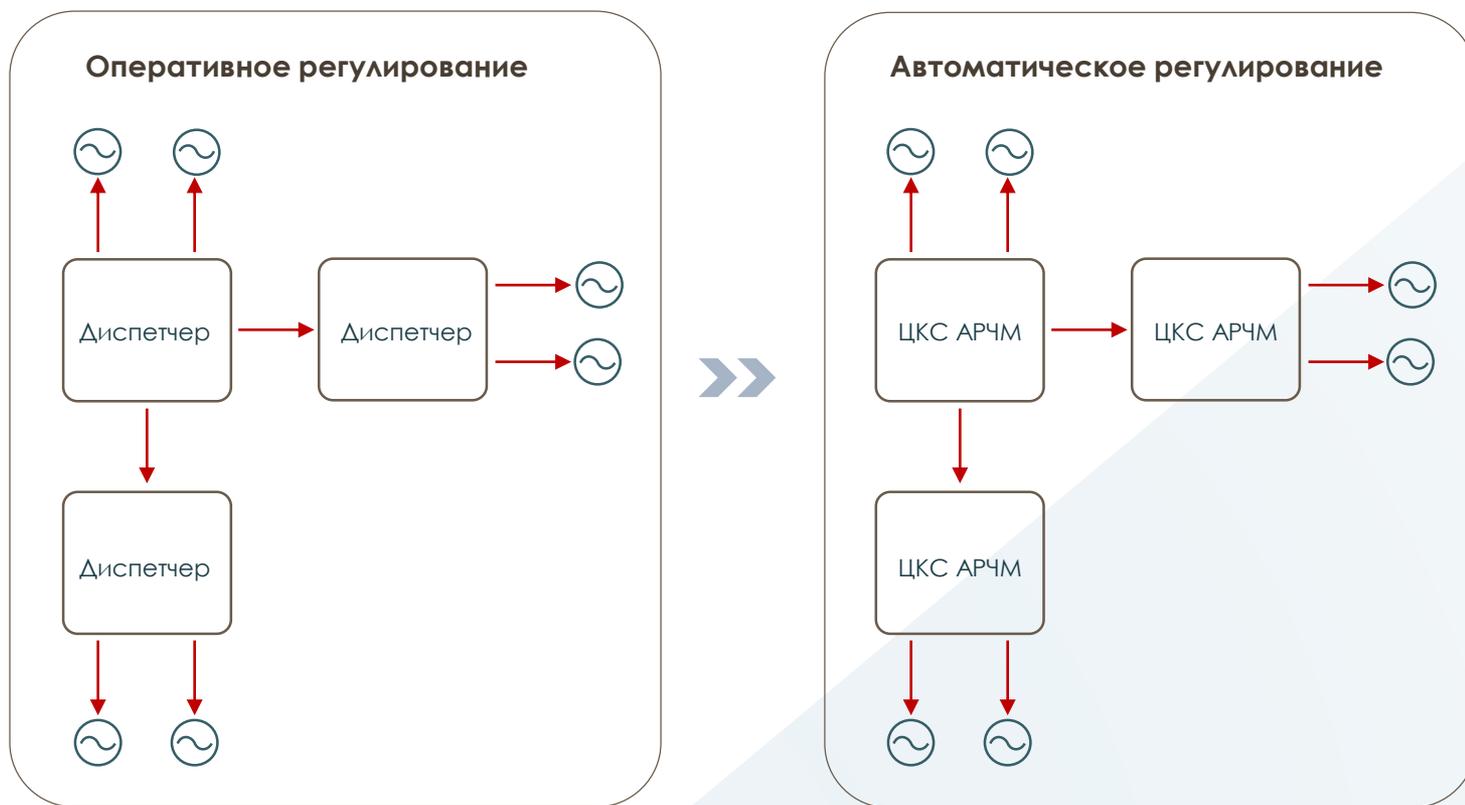
В ЕЭС постоянно возникают колебания баланса мощности в основном из-за нестабильности потребления, а также при отключениях генерирующего оборудования, линий электропередачи и других элементов энергосистемы. Указанные отклонения баланса мощности приводят к отклонениям частоты от номинального уровня и внешних перетоков мощности от плановых значений.

Регулирование режима энергосистемы по частоте и перетокам заключается в постоянном поддержании планового баланса мощности путем ручного или автоматического (а чаще и того, и другого одновременно) изменения нагрузки выделенных электростанций (энергоблоков) таким образом, **чтобы частота все время оставалась близкой к номинальной.**



Задачи вторичного регулирования частоты и мощности

Восстановление номинальной частоты и плановых перетоков мощности, ограничение перетоков мощности максимально допустимым значением





Необходимость централизованных систем АРЧМ

Целью автоматизации

процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности является обеспечение возможности управления режимами энергосистем **в темпе протекающих в них процессов**, когда оперативное управление является малоэффективным.

Создание и развитие

централизованных систем (ЦС) АРЧМ для автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности обусловлено необходимостью обеспечения эффективной параллельной работы энергосистем большой мощности по линиям электропередач, имеющим относительно низкую пропускную способность.

Повышение качества

регулирования частоты и перетоков активной мощности за счет использования ЦКС/ЦС АРЧМ **позволяет увеличить обмен мощности по межсистемным сечениям при сохранении надежности параллельной работы энергосистем.**



Регулирование внешнего перетока мощности на примере ОЭС Сибири

Сибирь – Казахстан

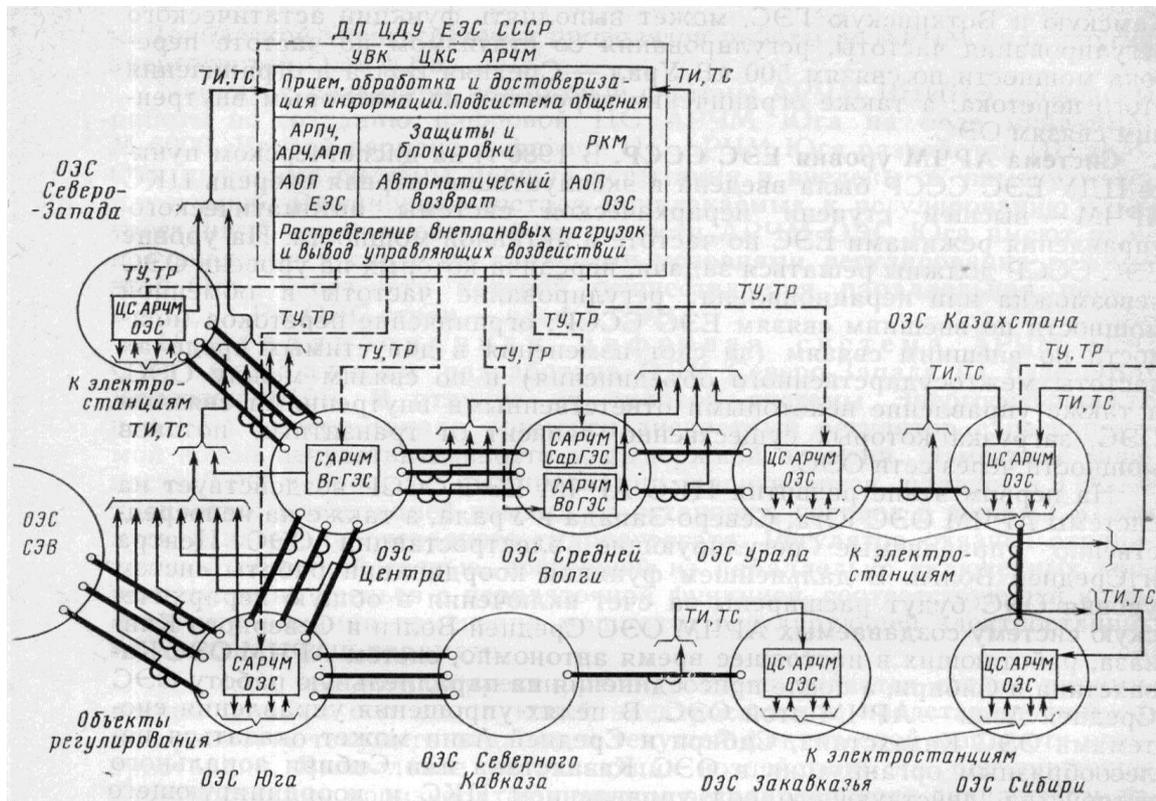


Применение систем АРЧМ позволяет увеличить допустимый переток

Амплитуда нерегулярных колебаний перетока снижается **более чем в 2 раза**

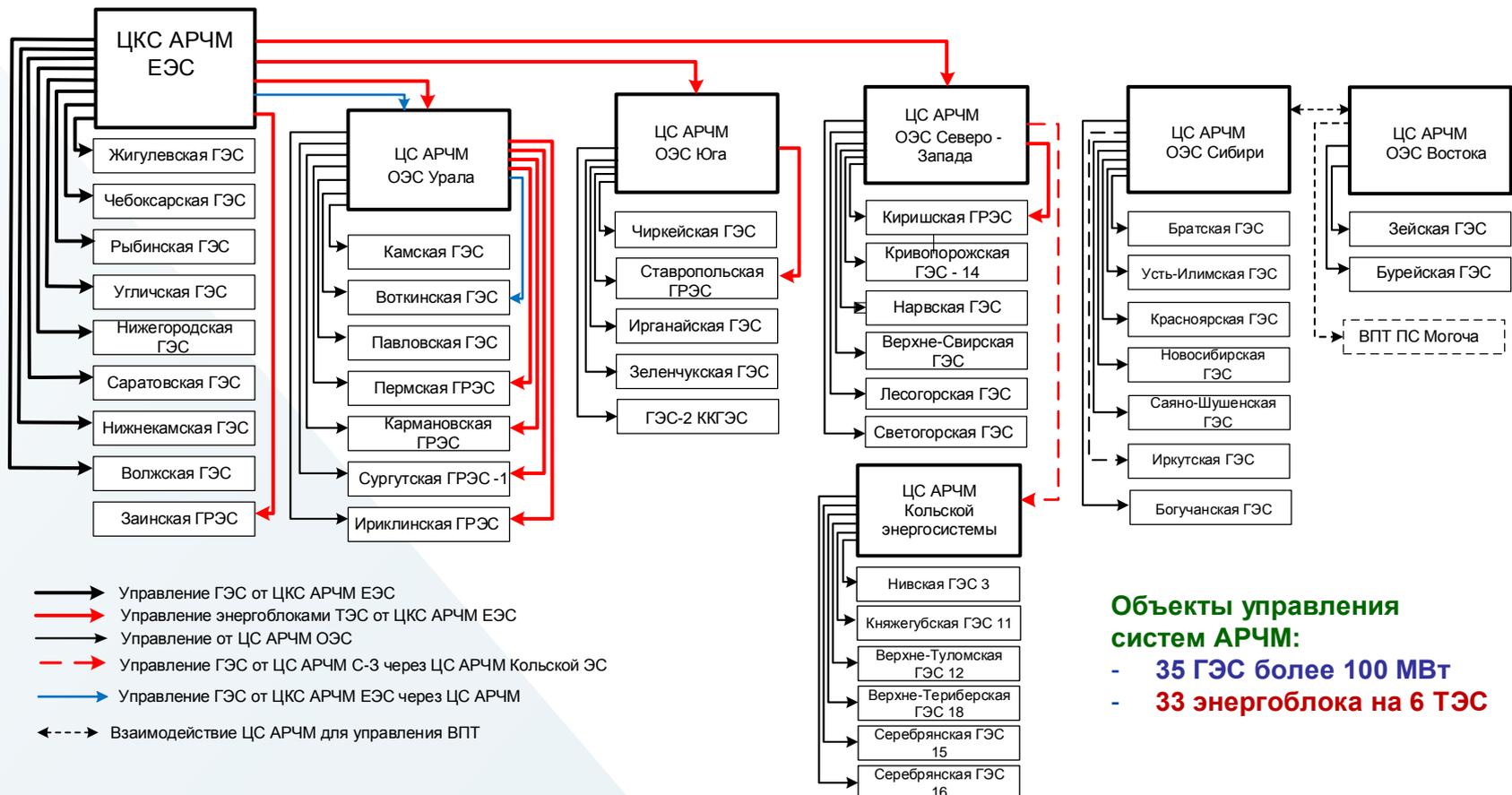


В ЭЭС СССР первые ЦС АРЧМ появились в 60-е годы прошлого века. К 80-м годам прошлого века функционировала ЦКС АРЧМ СССР и шесть ЦС АРЧМ уровня ОЭС, контролировались 83 наиболее загруженных линий электропередачи, управлялись 25 ГЭС и несколько энергоблоков ТЭС.





Структурная схема функционирования и взаимодействия систем АРЧМ в ЕЭС России



Объекты управления систем АРЧМ:

- **35 ГЭС** более 100 МВт
- **33 энергоблока** на 6 ТЭС



Основные функции ЦС/ЦКС АРЧМ

Регулирование
заданного значения
частоты или
перетока мощности
по межсистемному
сечению

для поддержания планового
баланса мощности
в энергосистеме путем
компенсации постоянно
существующих нерегулярных
колебаний мощности
и возникающих аварийных
отключений генерирующего
оборудования или нагрузки
потребителей

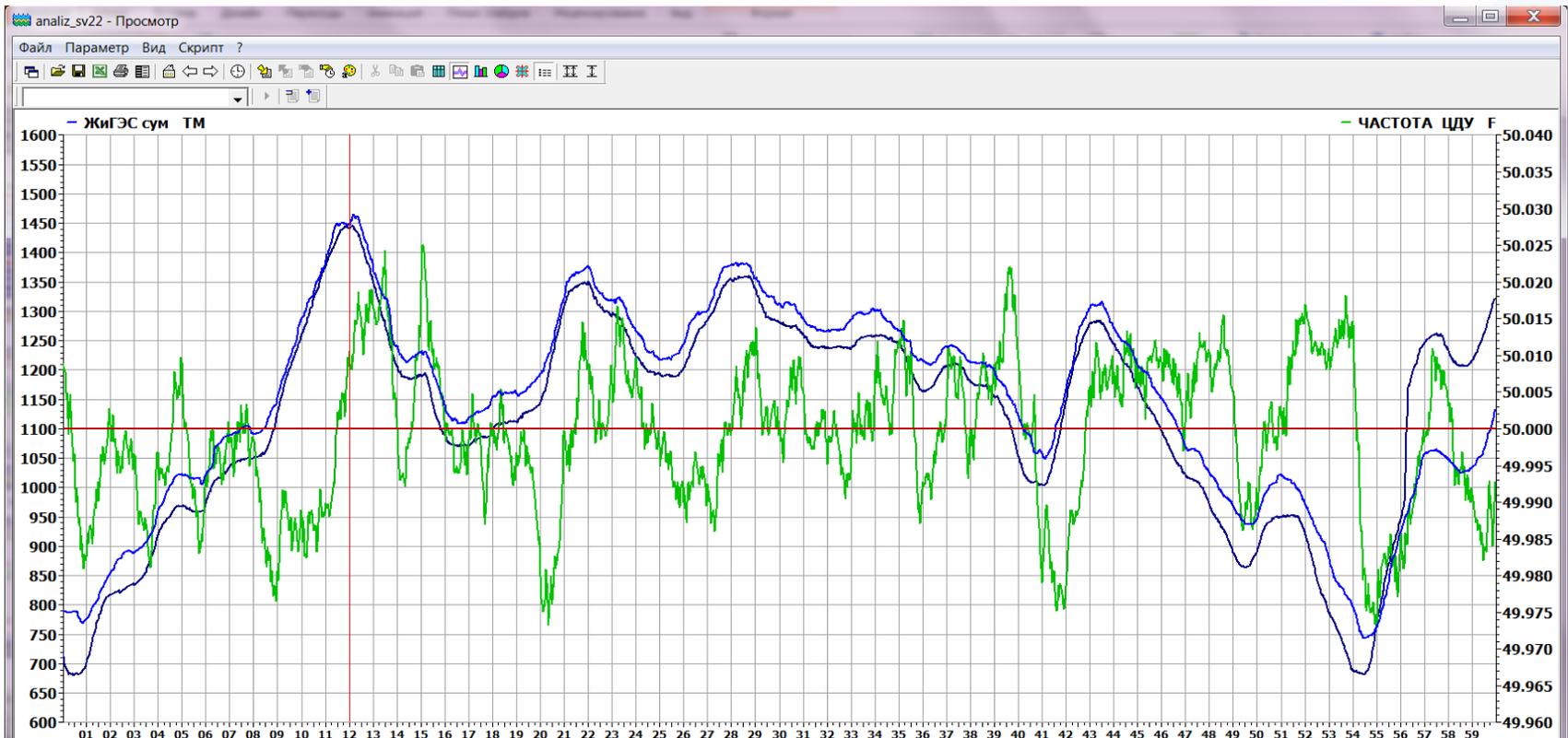
Ограничение
перетоков
мощности в
контролируемых

сечениях для
быстродействующего возврата
режима в допустимую область и
возможности увеличения
передаваемой мощности по
межсистемным сечениям



Удержание частоты в пределах $50,00 \pm 0,025$ Гц
за счет изменения мощности Жигулевской и
Волжской ГЭС суммарно на ± 600 МВт за час

Средняя за час частота **49,999 Гц**
(отклонение 0,001 Гц)





**Вторичное регулирование при аварийном
небалансе 1000 МВт. Под управлением ЦКС
АРЧМ ЕЭС Жигулевская и Волжская ГЭС**

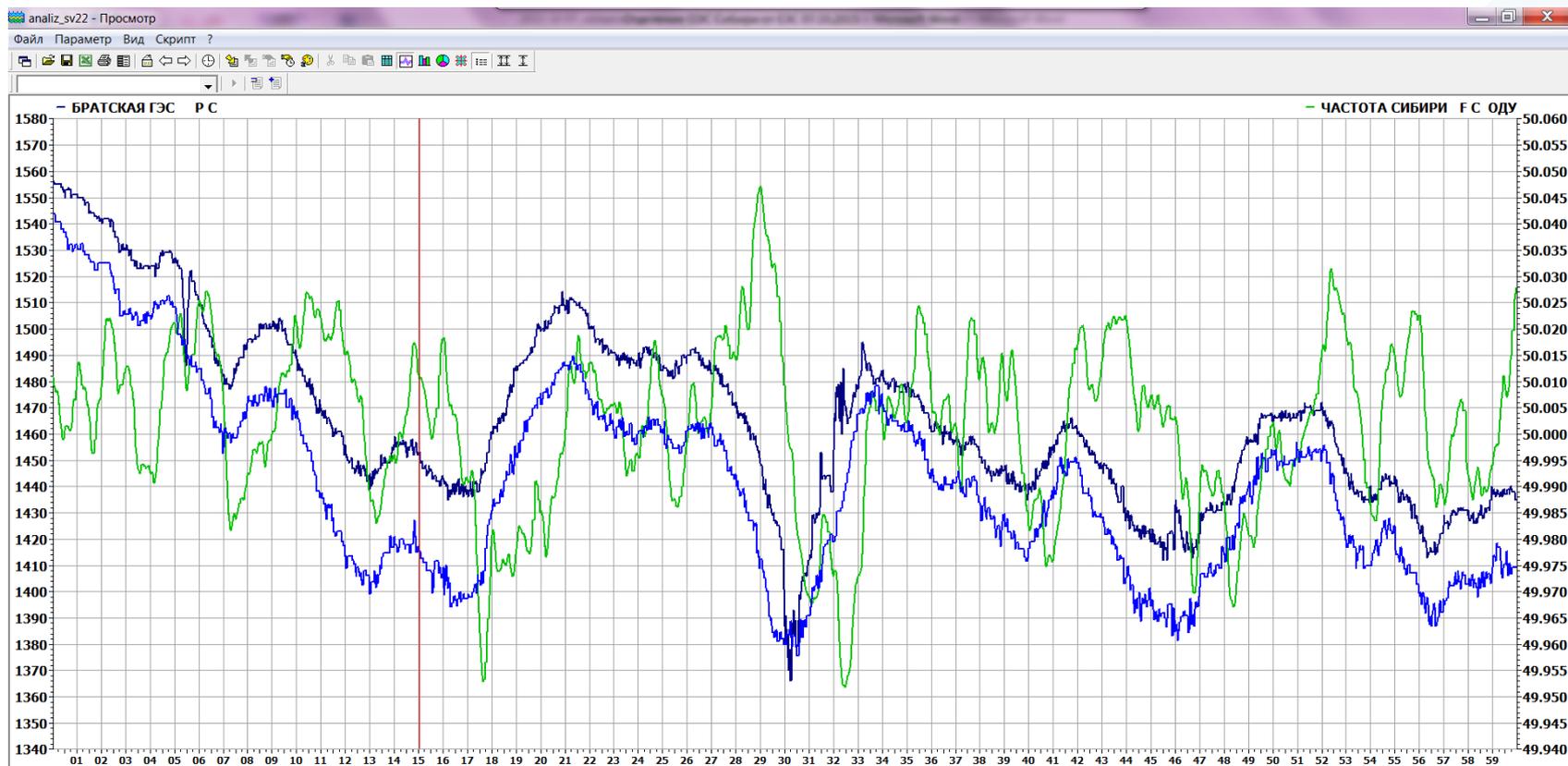
Средняя за час частота **49,992 Гц**
(отклонение 0,008 Гц)





Вторичное регулирование при изолированной работе ОЭС Сибири. Удержание частоты в пределах $50,00 \pm 0,05$ Гц за счет изменения мощности Братской ГЭС и Усть-Илимской ГЭС суммарно на ± 200 МВт

Средняя за час частота **50,002 Гц**
(отклонение 0,002 Гц)



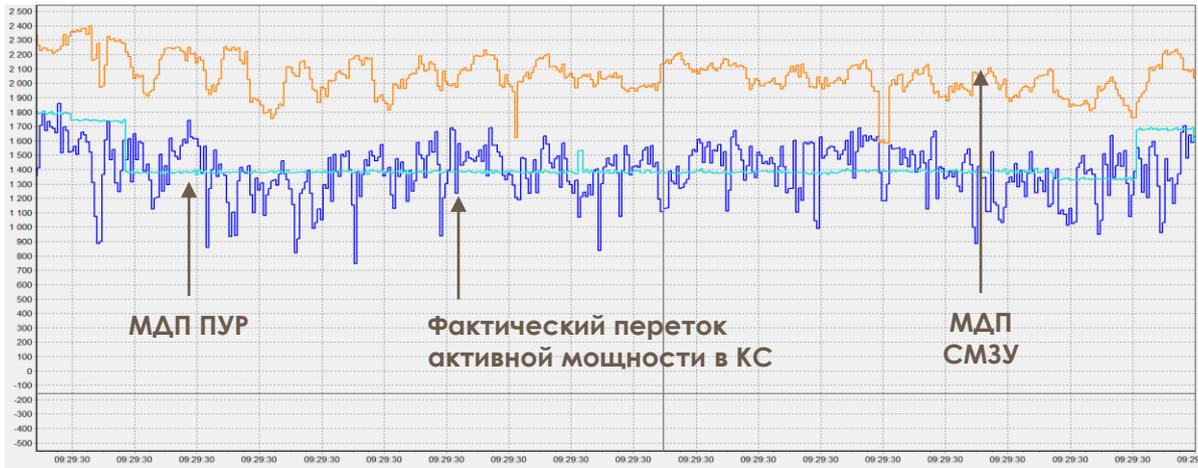


Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

- Регулирование заданного значения внешнего перетока области регулирования должно осуществляться с коррекцией по частоте.
- Ликвидация внутренних небалансов мощности областей регулирования должна происходить за время **не более 15 минут**.
- Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования и синхронной зоны определяются Системным оператором по результатам контроля качества регулирования частоты.
- Ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должно являться приоритетным по отношению к регулированию частоты или внешнего перетока области регулирования.



ОЭС Сибири. КС «Назаровское»



Максимальная эффективность СМЗУ по увеличению использования пропускной способности КС **800 МВт**

ОЭС Юга. КС «Восток»



Максимальная эффективность СМЗУ по увеличению использования пропускной способности КС **500 МВт**



В УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должно быть обеспечено

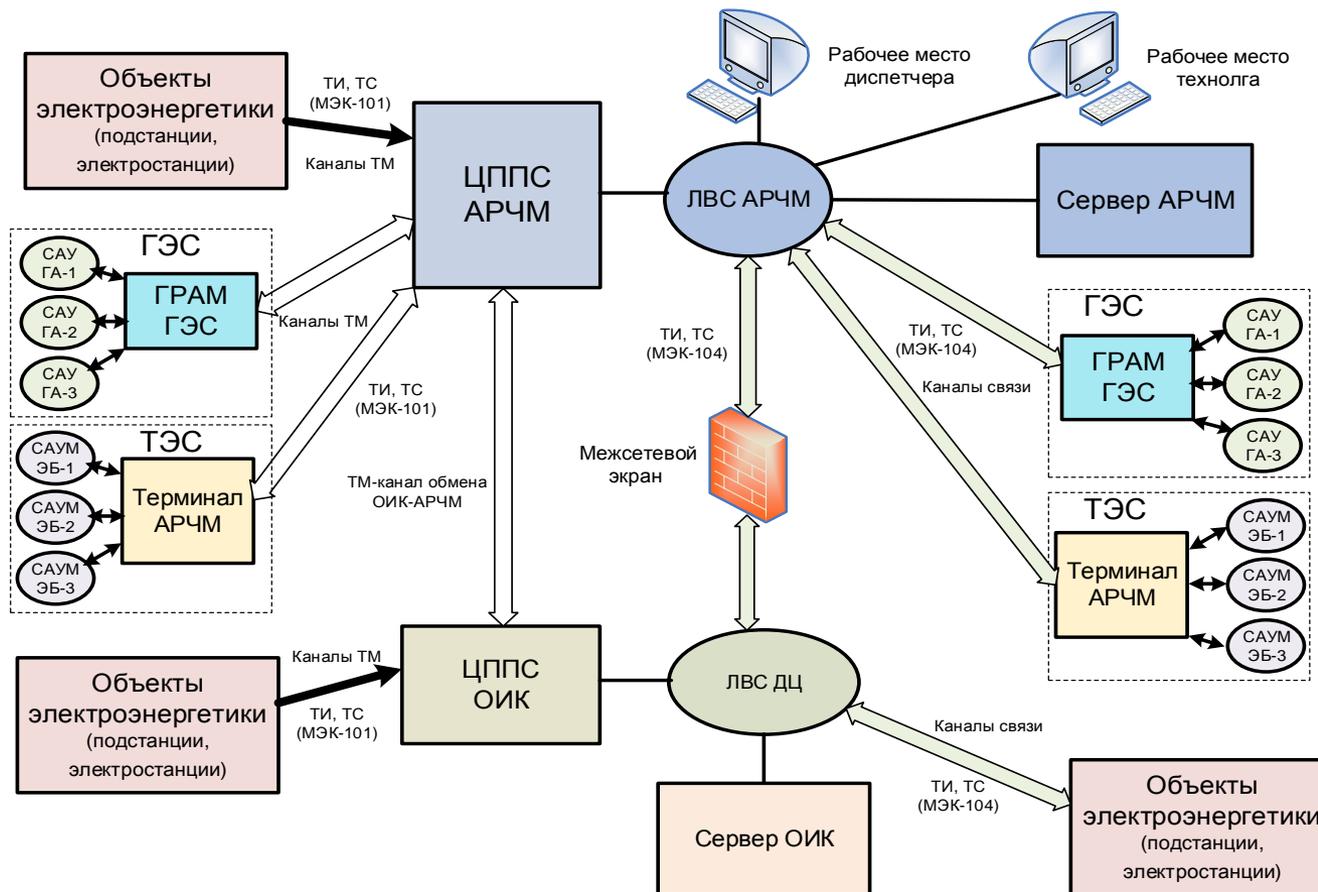
- Настройка регуляторов частоты и перетоков активной мощности для реализации требуемого качества и быстродействия АBRЧМ.
- Задание в регуляторах частоты и перетоков активной мощности ограничений для каждого регулирующего объекта (ГЭС, энергоблока ТЭС) по величине вторичного задания и скорости его изменения, согласованных с допустимыми параметрами изменения внеплановой мощности.
- Задание коэффициентов долевого участия для каждого регулирующего объекта для используемых функций автоматического вторичного регулирования.
- Блокировка централизованного управления для каждого объекта:
 - при фиксации неисправности связи с ГРАМ, САУМ (САРЧМ);
 - при получении сигналов о неисправности ГРАМ, САУМ (САРЧМ);
 - при получении сигнала о блокировке ЗВМ или о неготовности объекта к централизованному управлению;
 - при исчерпании вторичных резервов на загрузку или разгрузку.



Типовая структура УВК ЦКС/ЦС АРЧМ

- Комплекс технических средств УВК ЦКС/ЦС АРЧМ состоит из двух серверов СК-2007 (основного и резервного), двух серверов телемеханики SMART-FEP АРЧМ (SmartFep-1 и SmartFep2), рабочих мест диспетчера и технолога и собственной АВС АРЧМ, которая соединяет между собой эти технические средства и отделена межсетевым экраном от общей локальной вычислительной сети АВС диспетчерского центра.
- **Штатным для системы является распределение ролей между серверами СК-2007: один из серверов назначается основным (ведущим) и на нем выполняются все необходимые программы СК-2007 и программа АРЧМ.** Этот сервер получает данные от серверов телемеханики, осуществляет их достоверизацию, запись оперативной информации в БДРВ и репликацию данных в БДРВ резервного сервера, передачу управляющих воздействий. На резервном сервере выполняется минимум программ СК-2007, необходимых для приема и реализации команды смены роли - перехода в режим основного сервера.

Обмен данными с регулируемыми объектами и объектами контроля АРЧМ может осуществляться в протоколах МЭК-101 и МЭК-104





Для взаимодействия с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ в системе ГРАМ ГЭС и ПТК ТЭС должны быть организованы

Модуль связи с ЦС (ЦКС) АРЧМ с функциями приема и передачи телеинформации, с контролем исправности каналов связи ЦР ГРАМ с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

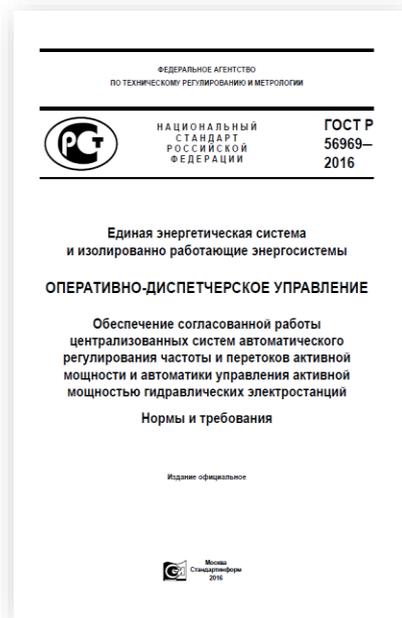
ЗВМ, выполняющий функции:

- включения/отключения централизованного управления ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ,
- приема и обработки вторичного задания ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ,
- проверки достоверности поступающего вторичного задания ГЭС,
- защиты от недопустимого изменения вторичного задания ГЭС (защита от «скачка»),
- блокировки изменения вторичного задания ГЭС с запоминанием на выходе ЗВМ предшествовавшего значения вторичного задания ГЭС,
- оперативного ввода ограничения диапазона вторичного задания ГЭС.



НТД по согласованной работе систем АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС

Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55969-2016 «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»:



Настройка ГРАМ ГЭС должна осуществляться с учетом необходимости обеспечения:

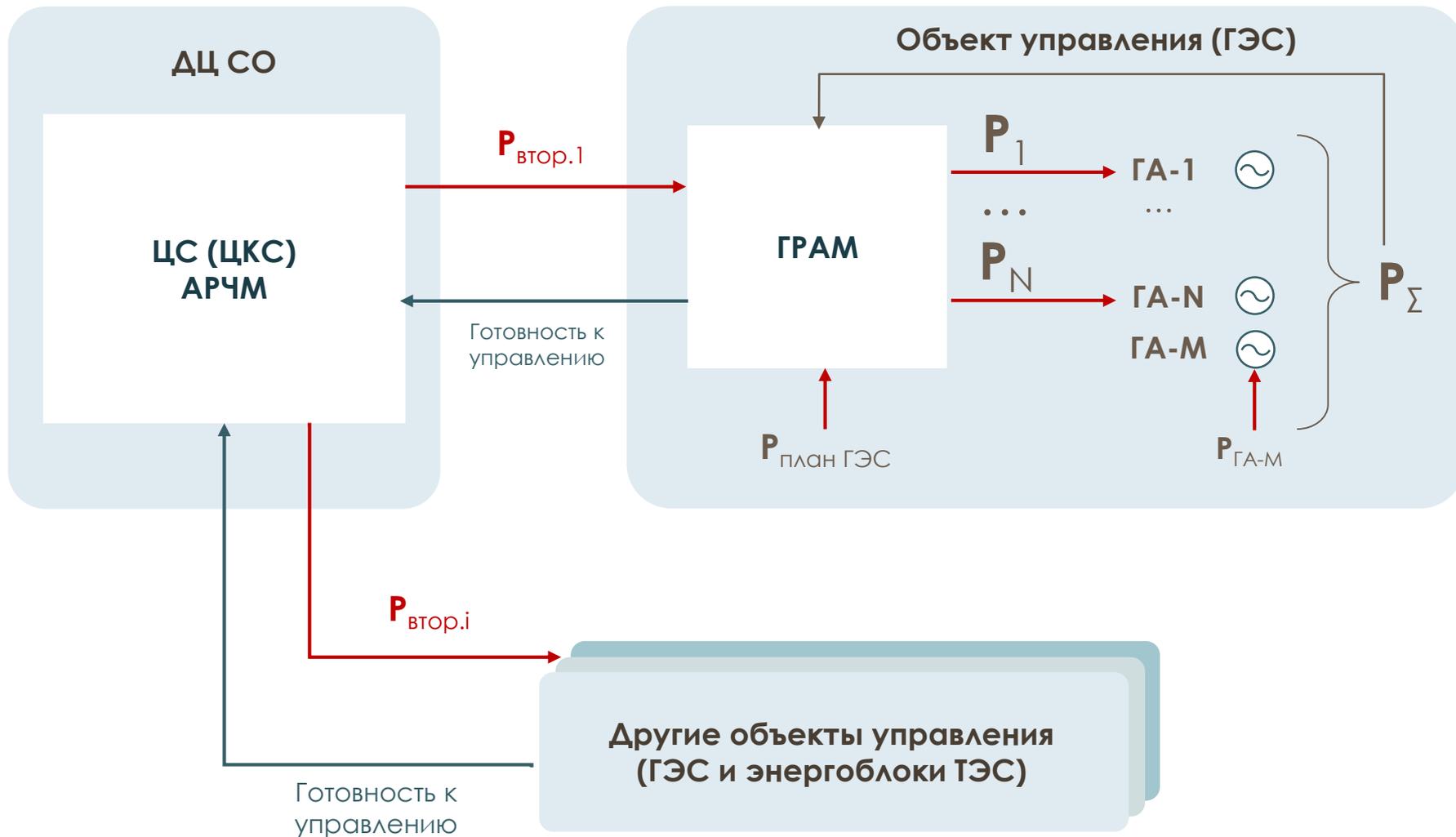
- изменения активной мощности ГА в пределах регулировочного диапазона ГА с допустимыми параметрами регулирования;
- запрета автоматического перехода ГА через зоны нерекомендованной работы при отработке группового задания ГЭС, если такие ГА не оснащены средствами технологической автоматики и защитами, обеспечивающими реализацию всех ограничений, предусмотренных в эксплуатационной документации.

Должна быть обеспечена блокировка группового управления активной мощностью ГА путем автоматического отключения ГА от управления ГРАМ ГЭС при срабатывании технологических защит ГА, фиксирующих выход эксплуатационных параметров ГА (в том числе вибрационных, тепловых и пр.) за допустимые пределы

Собственником ГЭС при определении режимов и алгоритмов работы ГРАМ ГЭС должны учитываться технологические и оперативные ограничения для отдельных ГА и ГЭС в целом. Заданные резервы вторичного регулирования ГЭС должны обеспечиваться путем подключения к управлению от ГРАМ ГЭС необходимого количества ГА, при этом размещаемые резервы на каждом ГА должны находиться в пределах его регулировочного диапазона (зон разрешенной работы)



Взаимодействие ГРАМ ГЭС с ЦС (ЦКС) АРЧМ





Основные требования к каналам связи

- На участке между ТЭС и Диспетчерским центром прием и передача телеинформации должна осуществляться по двум выделенным цифровым каналам связи (основному и резервному), в протоколе МЭК 60870-5-101 или МЭК 60870-5-104. Безопасность приема и передачи телеинформации должна обеспечиваться резервированием каналов передачи данных. Используемый протокол должен обеспечивать класс достоверности данных в соответствии с ГОСТ Р МЭК 870-4 не ниже I2 (вероятность необнаруженных ошибок не более 10^{-10} для частоты искажения бита в среде передачи не более 10^{-4}).
- Пропускная способность каналов связи должна обеспечивать требуемые параметры по обмену телеинформацией, указанные в настоящих требованиях (в частности, при использовании протокола МЭК 870-5-101 пропускная способность должна быть не менее 9600 бит/с). При использовании протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 на базе сервисов TCP/IP должны быть обеспечены гарантированное время доставки (соответствующий класс сервиса) и информационная безопасность передаваемой информации.



Принципы управления ГЭС и энергоблоками ТЭС от ЦКС (ЦС) АРЧМ

- В зависимости от территориальной принадлежности регулирующего объекта (ГЭС или энергоблок ТЭС), он подключается на централизованное управление либо от ЦС АРЧМ ОЭС, либо от ЦКС АРЧМ ЕЭС.
- В процессе функционирования автоматического регулятора (**АРЧ, АРПЧ**) вычисляемое им в каждом цикле управления общее задание на изменение мощности распределяется на приращения заданий каждому из регулирующих объектов **пропорционально их коэффициентам долевого участия (КДУ)** в регулировании.
- С целью эффективного использования резервов вторичного регулирования, КДУ каждого из регулирующих объектов **задаются пропорционально величинам их диапазонов регулирования (заданные КДУ)**.
- Эта пропорциональность обеспечивается автоматически, независимо от количества подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ и участвующих на данном цикле регулирования объектов.



Принципы управления ГЭС и энергоблоками ТЭС от ЦКС (ЦС) АРЧМ

- Текущее задание на выдачу вторичной мощности для каждого из регулирующих объектов формируется интегральным регулятором ЦС (ЦКС) АРЧМ (с циклом 1 секунда) путем суммирования очередного приращения с ранее выданным заданием, передается по каналу телеуправления непрерывно, и вводится в ГРАМ ГЭС или САУМ энергоблока ТЭС в виде задания вторичной мощности дополнительно к заданию плановой мощности. Положительное вторичное задание означает требование на загрузку, отрицательное – на разгрузку.
- Неизменное задание (нулевое или любое иное) предполагает отсутствие текущих требований на изменение ранее заданной вторичной мощности. Изменение задания является требованием на соответствующее изменение мощности регулирующего объекта.
- В АРЧ (АРПЧ, АОП) устанавливается ограничение величины приращения задания каждому из регулирующих объектов на цикле регулирования, исходя из длительности допустимой максимальной скорости изменения задания вторичной мощности:



$$\Delta P_{\text{огр. цикл}} = \Delta P_{\text{огр. мин.}} / 60 \text{ МВт/сек.}$$



Принципы управления ГЭС и энергоблоками ТЭС от ЦКС (ЦС) АРЧМ

При централизованном управлении ГЭС и энергоблоками ТЭС от ЦС АРЧМ задание каждому из регулирующих объектов нормально формируется на основе задания вторичной мощности от **АРЧ (АРПЧ)**. При этом, в случае срабатывания **автоматических ограничителей перетоков (АОП)** в ЦКС (ЦС) АРЧМ производится:

- блокировка действия **АРЧ (АРПЧ)** на изменение задания ГЭС и/или энергоблокам ТЭС в сторону увеличения перегрузки контролируемого АОП сечения;
- переключение управления ГЭС и/или энергоблоками ТЭС на сработавший **АОП** ЦКС (ЦС) АРЧМ.

Изменения задания вторичной мощности ГЭС и/или энергоблоку ТЭС во время управления от сработавшего **АОП** определяются степенью перегрузки соответствующего контролируемого сечения, установленными для ГЭС и/или энергоблока ТЭС коэффициентами долевого участия (КДУ) в данном **АОП, величиной их вторичного резерва**.

Восстановление управления от **АРЧ (АРПЧ)** энергоблоков в соответствующей части энергосистемы производится при снижении перетока в контролируемом **АОП** сечении на величину заданного минимального запаса относительно уставки **АОП**.



Принципы управления регулирующими объектами от ЦКС АРЧМ через ЦС АРЧМ

При централизованном управлении ГЭС и энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС через ЦС АРЧМ ОЭС, задание каждому из регулируемых объектов нормально формируется на основе вторичных заданий ЦКС АРЧМ. При этом, в случае срабатывания **автоматических ограничителей перетоков (АОП)** в ЦС АРЧМ производится:

- блокировка приёма изменений вторичного задания от ЦКС АРЧМ (с выдачей в ЦКС АРЧМ телекоманды на блокировку действия **АРЧ** на изменение задания ГЭС и/или энергоблокам ТЭС);
- переключение управления ГЭС и/или энергоблоками ТЭС на сработавший **АОП** ЦС АРЧМ.

Изменения вторичного задания ГЭС и/или энергоблоку ТЭС во время управления от сработавшего **АОП** определяются степенью перегрузки соответствующего сечения сети ОЭС, установленными для ГЭС и/или энергоблока ТЭС коэффициентами долевого участия (КДУ) в данном **АОП**, **величиной их вторичного резерва**.

После оперативной коррекции заданий плановой мощности генераторов в соответствующей энергосистеме и снижения перетока в контролируемом АОП сечении, в ЦС АРЧМ реализована функция автоматического возврата **АОП** для восстановления вторичных резервов, израсходованных при срабатывании АОП.



Принципы управления регулирующими объектами от ЦКС АРЧМ через ЦС АРЧМ

- По завершении возврата **АОП** выданное им изменение задания для ГЭС и/или энергоблоков ТЭС должно стать нулевым, а задание вторичной мощности должно вернуться к значению, предшествовавшему срабатыванию **АОП** и равному заданию, поступающему от заблокированного **АРЧ** ЦКС АРЧМ ЕЭС.
- После завершения возврата **АОП** ЦС АРЧМ восстанавливается управление ГЭС и/или энергоблоком ТЭС путём ретрансляции заданий ЦКС АРЧМ (снимается блокировка изменений задания от **АРЧ**).
- Управление ГЭС и/или энергоблоками ТЭС от **АРЧ** ЦКС АРЧМ ЕЭС продолжается до следующего срабатывания **АОП** ЦС АРЧМ ОЭС.



Общая форма ЦКС АРЧМ для контроля и управления ГЭС и энергоблоками ТЭС

Архив= Схема 100006 (15.05.2015 14:02:51) Блоки ТЭС 2015 ЦКС АРЧМ ИА СО ЕЭС_ckMain_OIK1 =Архив=

ЦКС АРЧМ ЕЭС		F плановая: 50,000		Сообщения о работе ЦКС АРЧМ ЕЭС:	
Регулятор		F фактическая: 49,994			
Регулятор разгружает ТЭС71 Тип (Откл/Бкл) Время: 15.05.2015 14:02:35 Значение: Откл Источник: телемеханика		Выбор источника ТИ F			
ЖГЭС	1826,10	ЦКС: -323,52	ЗВМ: -326,60	РКМ: 0,00	КДУз: 100,00 КДУф: 54,35
ВоГЭС	2130,20	ЦКС: -97,92	ЗВМ: -99,08	РКМ: 0,00	КДУз: 60,00 КДУф: 32,61
ЧеГЭС	355,87	ЦКС: 5,97	ЗВМ: 5,91	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
СарГЭС	993,20	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 20,00 КДУф: 0,00
НкГЭС	459,70	ЦКС: 5,97	ЗВМ: 5,91	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
РыбГЭС	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 1,00 КДУф: 0,00
ЧгГЭС	49,71	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
Суммарный диапазон ГЭС на разгрузку: 1357,77			Суммарный диапазон ГЭС на загрузку: 482,52		
Кармановская ГРЭС					
бл.1	282,12	ЦКС: 9,63	ЗВМ: 9,53	РКМ: 0,00	КДУз: 3,00 КДУф: 1,63
Киришская ГРЭС					
бл.1	2,99	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 3,00 КДУф: 0,00
Сургутская ГРЭС-1					
бл.4	196,05	ЦКС: 6,90	ЗВМ: 6,83	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
бл.5	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: -0,03	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
бл.6	195,78	ЦКС: 6,90	ЗВМ: 6,83	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
бл.7	196,00	ЦКС: 6,90	ЗВМ: 6,83	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
бл.10	0,00	ЦКС: 10,50	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
бл.11	195,92	ЦКС: 6,90	ЗВМ: 6,83	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
Ставропольская ГРЭС					
бл.1	278,35	ЦКС: 9,47	ЗВМ: 9,38	РКМ: 0,00	КДУз: 3,00 КДУф: 1,63
бл.3	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 3,00 КДУф: 0,00
Занская ГРЭС					
бл.2	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
бл.3	186,33	ЦКС: 6,40	ЗВМ: 6,34	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
бл.4	186,09	ЦКС: 6,40	ЗВМ: 6,34	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
бл.6	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
бл.9	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
бл.11	186,22	ЦКС: 6,40	ЗВМ: 6,34	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 1,09
бл.12	0,00	ЦКС: 0,00	ЗВМ: 0,00	РКМ: 0,00	КДУз: 2,00 КДУф: 0,00
Суммарный диапазон ТЭС на разгрузку: 167,81			Суммарный диапазон ТЭС на загрузку: 50,26		



Научно-технический центр
Единой энергетической системы

Благодарим за внимание!

АО «НТЦ ЕЭС»

Россия, 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А
Телефон: +7 (812) 297-54-10, доб. 272; Факс: +7 (812) 552-62-23;
E-mail: ntc@ntcees.ru

ntcees.ru