



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

Автоматическое управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России средствами режимной автоматики

А.В. Жуков

Заместитель директора по управлению режимами ЕЭС



Цели и задачи автоматического управления электроэнергетическим режимом

Цели автоматического управления: поддержание параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений в темпе протекающих в энергосистеме процессов для безопасной работы электроэнергетического оборудования, обеспечения устойчивости работы энергосистемы и обеспечения экономической эффективности работы ОРЭМ

Параметры электроэнергетического режима:

- частота электрического тока (F) в энергосистеме (общесистемный параметр)
- величины напряжений в контрольных пунктах энергосистемы (U)
- величины перетоков активной мощности (P) по контролируемым сечениям и токовой нагрузки (I) по ЛЭП и оборудованию

Средства автоматического управления

Режимная автоматика	Противоаварийная автоматика
АРЧМ	АОПЧ, АОСЧ
АРН	АОПН, АОСН
ГРАМ (ГРАРМ), САУ ГА ГЭС САУМ (САРЧМ) энергоблоков, РЧВ турбин ТЭС	АРПМ
	АОПО

Регулируемые параметры

$$F_{ном} = 50 \text{ Гц} \pm \Delta f_{доп}$$

$$U = U_{ном} \pm \Delta U_{доп}$$

$$P \leq P_{макс.доп.}$$

$$I \leq I_{макс.доп.}$$

Задачи:

- предотвращение выхода параметров электроэнергетического режима из допустимой области значений, приведение параметров режима в допустимую область значений за требуемое НТД время
- обеспечение устойчивого и экономически эффективного электроэнергетического режима работы энергосистемы



Особенности влияния частоты электрического тока на процессы, протекающие в энергосистеме

Частота электрического тока – общий параметр электроэнергетического режима для синхронно работающих энергосистем.

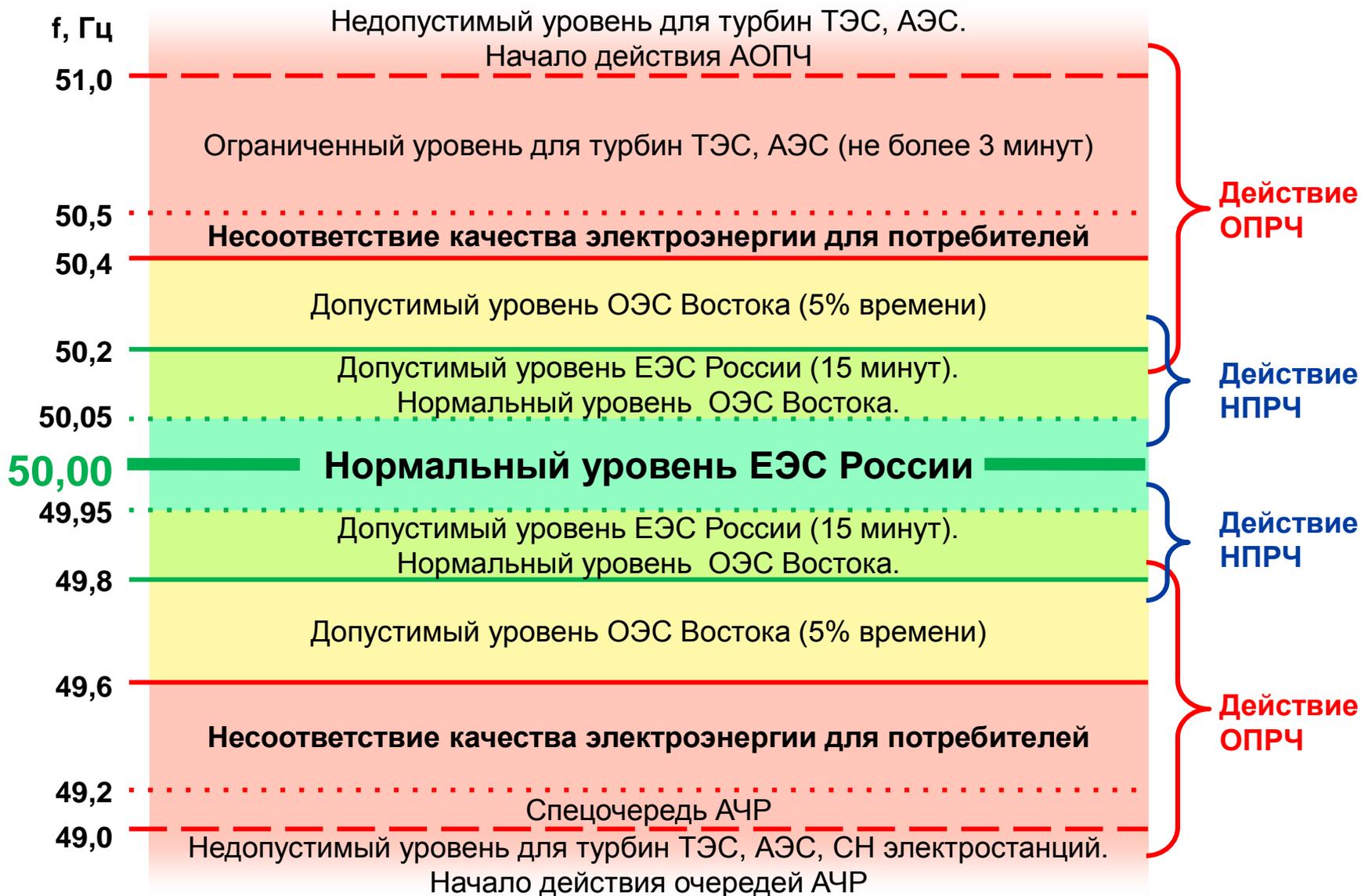
Влияние частоты:

- на режимы работы энергетического оборудования электростанций (увеличение вибраций, износа турбин при отклонении от номинальных оборотов)
- регулирующий эффект нагрузки по частоте – зависимость величины потребления от частоты (изменение производительности оборудования потребителей и механизмов собственных нужд электростанций)
- возможность возникновения «лавины частоты» в энергосистеме
- зависимость величин индуктивных и емкостных сопротивлений элементов энергосистемы от частоты
- волновой характер распространения изменения частоты в энергосистеме

Частота электрического тока – показатель качества электрической энергии, общесистемный параметр режима энергосистемы, требующий централизованного регулирования путем поддержания баланса активной мощности в синхронной зоне.

Поддержание частоты на уровне близком к номинальному обеспечивает максимальную экономичность работы энергетического оборудования, потребителей электрической энергии и надежную работу энергосистемы.

Допустимые значения частоты в энергосистеме





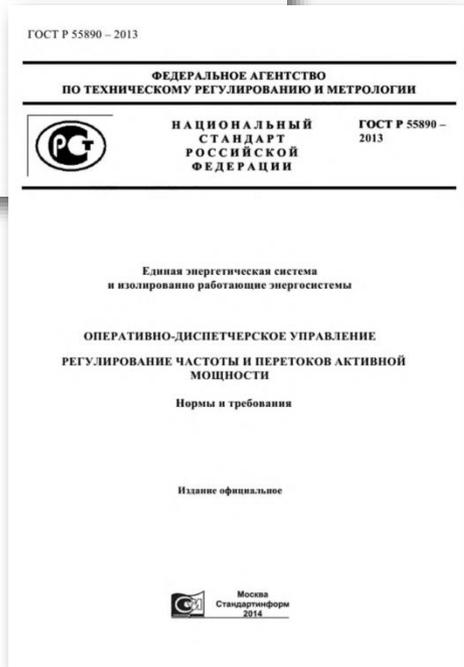
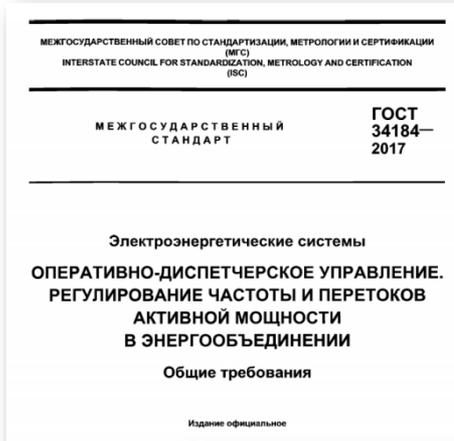
Приказ РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002 № 524 «О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России» 5

- Для решения вопросов, связанных с организацией первичного, вторичного и третичного регулирования необходимо:
 - создание нормативной, методической и договорной базы регулирования частоты в рыночных условиях
 - приведение общего первичного регулирования частоты на всех электростанциях в соответствие с действующими нормативными требованиями
 - модернизация оборудования и систем регулирования на выделенных электростанциях для привлечения их к нормированному первичному и автоматическому вторичному регулированию в соответствии с современными требованиями (98 энергоблоков ТЭС единичной мощностью 200, 300, 800 МВт суммарной номинальной мощностью 31800 МВт)
 - координация работ по первичному, вторичному и третичному регулированию
- Регулирование частоты и мощности является приоритетной обязанностью электростанций. Участие электростанций в общем первичном регулировании частоты должно рассматриваться как одно из важнейших условий подключения к электрическим сетям и подписания договора о подключении
- Участие электростанций в нормированном первичном, автоматическом вторичном и третичном регулировании необходимо рассматривать как системные услуги, для чего должна быть разработана и в соответствии с существующими процедурами утверждена необходимая нормативная и методическая база. Компенсация затрат должна производиться посредством организации оплаты услуг через механизмы организации торгов на оптовом рынке электрической энергии и мощности
- Общее руководство и координация процессом регулирования частоты и мощности должна осуществляться Системным оператором как организацией, ответственной за конечный результат регулирования



НТД по регулированию частоты и перетоков активной мощности

6



- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования»
- 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»
- «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
- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»
- Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, Приложение №13 Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности, раздел 3



Требования НТД по регулированию частоты и перетоков активной мощности (ГОСТ 34184-2017)

- В энергообъединении и энергосистемах должно осуществляться непрерывное регулирование частоты и перетоков в целях поддержания значений частоты в пределах, определенных требованиями настоящего стандарта.
- Регулирование частоты и перетоков должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования
- 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.

Примечание. Требования к допустимым отклонениям частоты в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения устанавливаются ГОСТ 32144

- В энергообъединении общее вторичное регулирование частоты и коррекцию отклонений синхронного (электрического) времени от астрономического осуществляет Системный оператор Единой энергетической системы России. Субъекты оперативно-диспетчерского управления иных энергосистем, входящих в энергообъединение, осуществляют поддержание заданных внешних перетоков своих национальных энергосистем с коррекцией по частоте.
- В энергообъединении в нормальном режиме при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах $(50,00 \pm 0,01)$ Гц.
- Допустимый диапазон отклонения синхронного (электрического) времени от астрономического в энергообъединении должен составлять не более ± 30 секунд.



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

- В ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности в целях поддержания частоты в пределах, определенных требованиями настоящего стандарта, и поддержания перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах максимально допустимых значений, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления
- Регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования
- 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 до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 мин.
 - перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений
- Во второй синхронной зоне ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также в первой синхронной зоне ЕЭС России при ее работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание:
 - квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц не менее 95% времени суток без выхода за величину $(50,0 \pm 0,4)$ Гц
 - перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений
- В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание:
 - средней величины частоты за любой час суток в пределах $(50,00 \pm 0,01)$ Гц в первой и второй синхронных зонах ЕЭС России
 - средней частоты за любой час суток в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах
- В случае, если ограничение перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется автоматически, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться за время не более 5 мин.



Требования НТД по регулированию частоты и перетоков активной мощности

Субъект оперативно-диспетчерского управления должен обеспечивать:

- Разработку технических требований для объектов электроэнергетики, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании
- Организацию вторичного регулирования, определение областей регулирования и ограничения, формулирование для каждой из них соответствующих задач вторичного регулирования и выделение для их выполнения электростанций
- Разработку структуры системы вторичного регулирования с учётом действующих правил оптового рынка электроэнергии (мощности) и рынка системных услуг
- Определение необходимых функций и структуры ЦС АРЧМ с учетом представленных выше структуры и задач вторичного регулирования, наличия имеющихся регулировочных возможностей на автоматизированных электростанциях
- Определение сечений, требующих ограничения перетоков мощности
- Создание и эксплуатацию (совместно с сетевыми и генерирующими компаниями) ЦС АРЧМ с необходимым в конкретных условиях набором функций
- Организацию нормированного первичного регулирования частоты и третичного регулирования мощности
- Определение и обоснование необходимой величины и размещения резервов первичного, вторичного и третичного регулирования
- Разработку и задание диспетчерских графиков, предусматривающих наличие и размещение необходимых резервов первичного, вторичного и третичного регулирования
- Управление текущим режимом ЕЭС России, областей регулирования и ограничения путём осуществления автоматического либо оперативного вторичного регулирования, поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования при использовании оперативного третичного регулирования
- Контроль готовности объектов электроэнергетики к участию в первичном, вторичном и третичном регулировании
- Мониторинг участия объектов электроэнергетики в первичном, вторичном и третичном регулировании, оценку качества регулирования и его соответствия требованиям



Требования НТД по регулированию частоты и перетоков активной мощности

10

Собственники электростанций должны обеспечивать:

- создание и эксплуатацию на электростанциях систем автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования
- поддержание на генерирующем оборудовании резервов первичного, вторичного и третичного регулирования, заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике
- готовность генерирующего оборудования к реализации резервов в автоматическом режиме или по диспетчерским командам субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике
- внедрение и эксплуатацию на электростанциях устройств системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании
- организацию и эксплуатацию каналов связи с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для обеспечения функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ и системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании



Нормы допустимых отклонений частоты

11

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 потоков 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

В крупном энергообъединении относительно небольшие отклонения частоты (до 0,05 Гц) связаны с существенными (до ± 1000 МВт) отклонениями баланса мощности и потоков активной мощности от плановых значений

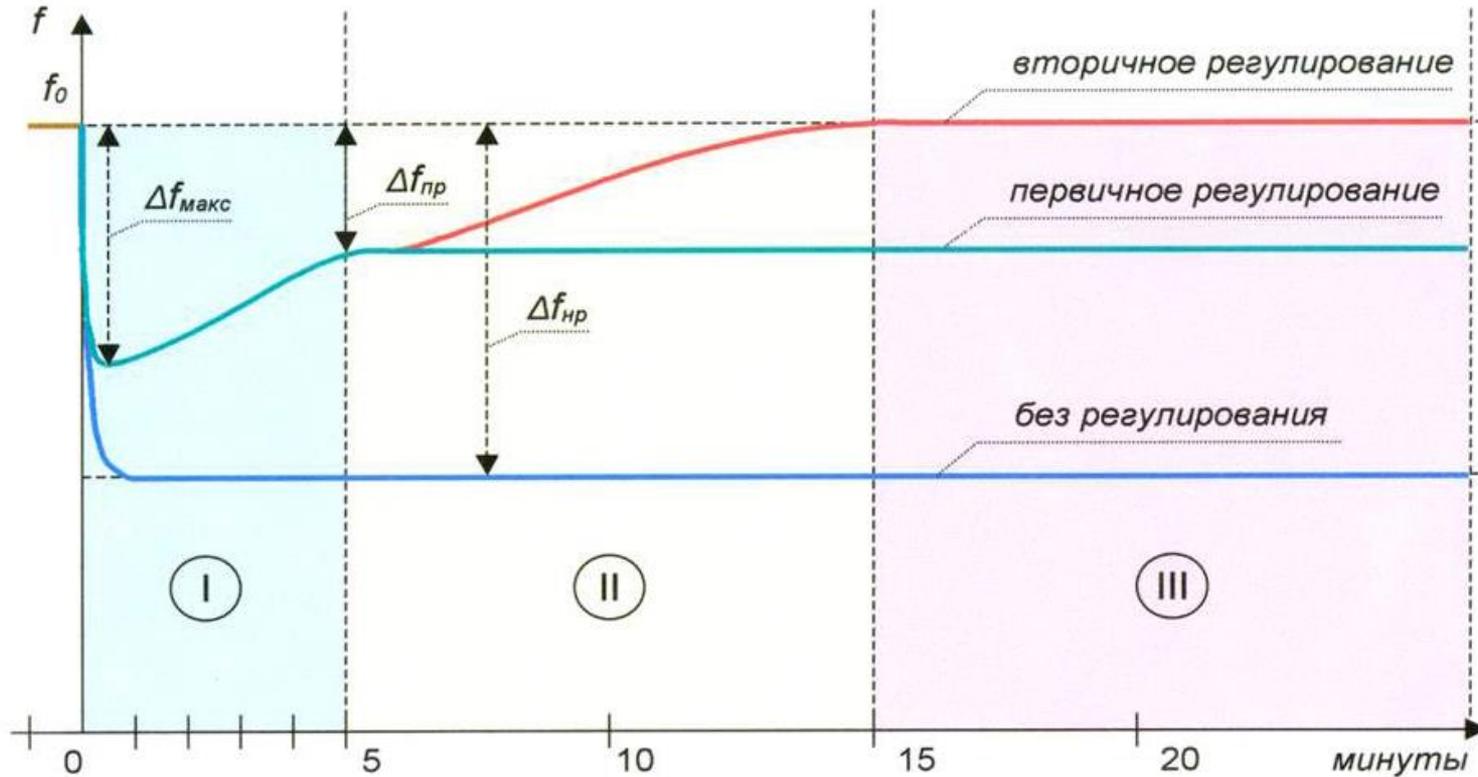


- **Первичное регулирование частоты** осуществляется с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации оборудования электростанций и минимизации риска отключения потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики и включает в себя:
 - **общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ)** на всех электростанциях (ТЭС, ГЭС, АЭС, СЭС и ВЭС)
 - **нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ)** на выделенных электростанциях (энергоблоках), отобранных для оказания системных услуг
- **Вторичное регулирование частоты** и перетоков активной мощности осуществляется для восстановления номинальной частоты, резервов первичного регулирования, восстановления заданных (плановых) значений внешних перетоков областей регулирования, а также для ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях
- **Третичное регулирование мощности** осуществляется с целью восстановления резервов вторичного регулирования



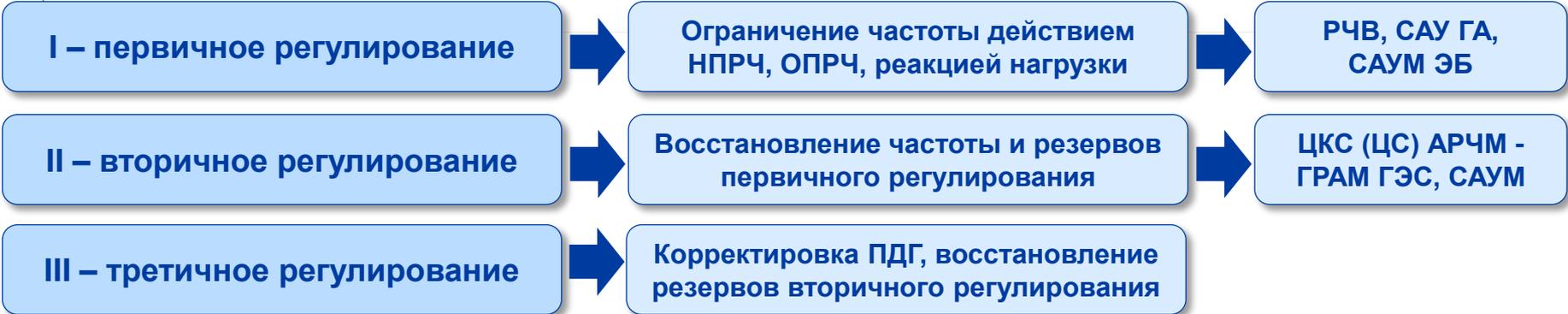
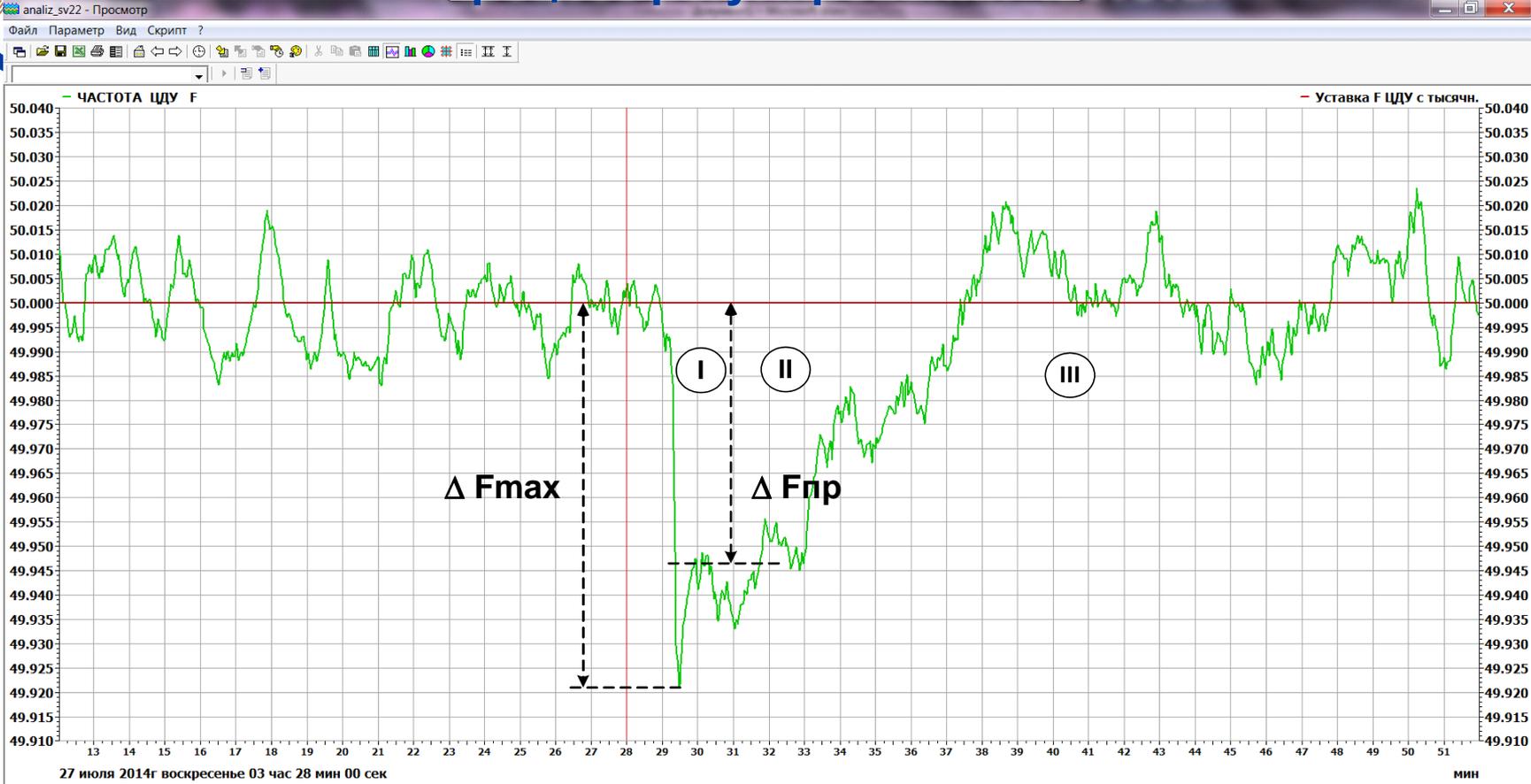
Процесс регулирования частоты

13



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

Процесс регулирования частоты





Реализация функции регулирования частоты средствами режимной автоматики

15

**ОПРЧ
НПРЧ**

**Локальное действие
РЧВ турбин, САУ ГА
САУМ (САРЧМ)
энергоблоков**

**Выдача первичной
мощности – несколько
секунд частично,
несколько минут –
полностью
(регулирование со
статизмом)**

Ограничение ΔF

**Автоматическое
вторичное
регулирование**

**Централизованное
действие ЦС (ЦКС)
АРЧМ – выдача ЗВМ в
ГРАМ ГЭС, САУМ ЭБ**

**Реализация ЗВМ –
несколько минут
(астатическое
регулирование)**

$\Delta F = 0$

**Третичное
регулирование**

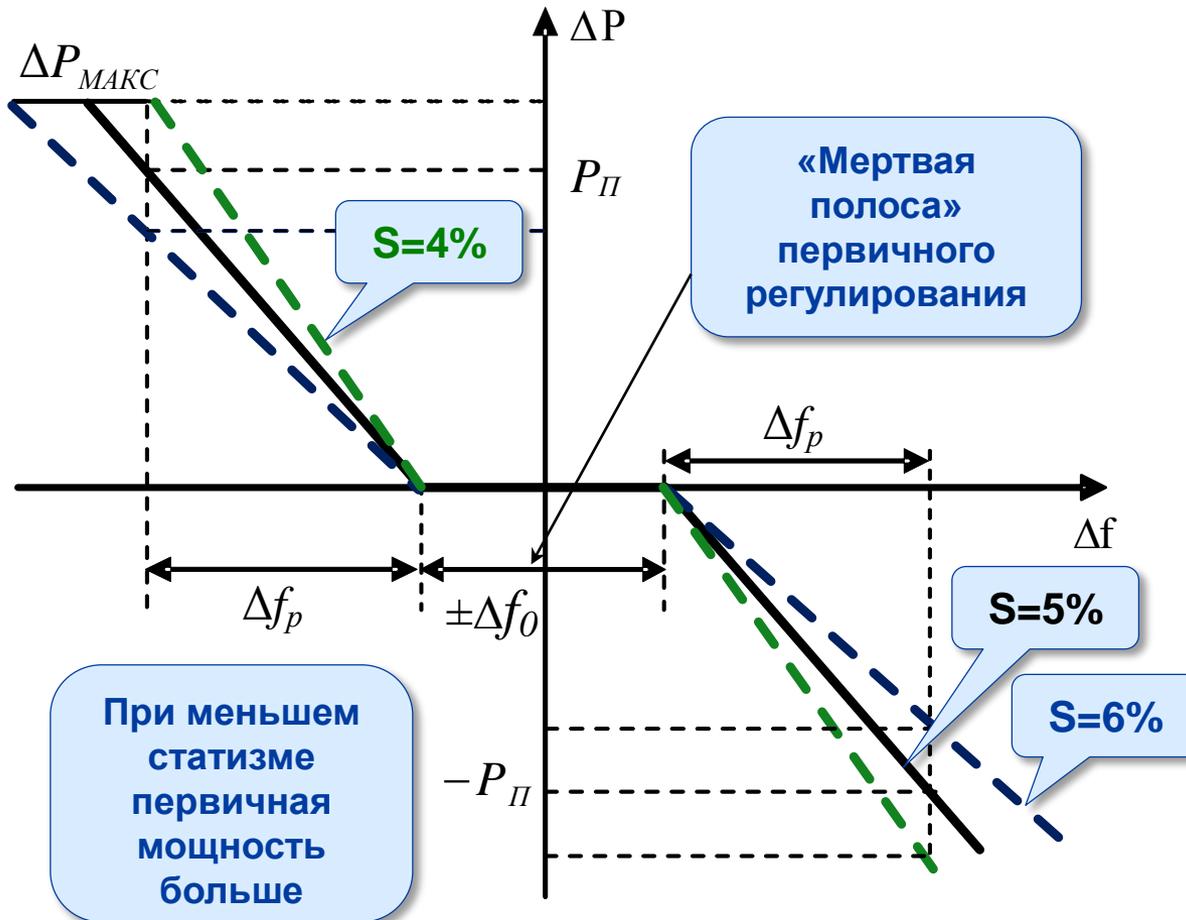
**Команда диспетчера (в
перспективе – СДПМ)
на корректировку ПДГ**

**Реализация нового
ПДГ (ЗПМ) в САУМ ЭБ,
ГРАМ ГЭС –
от десятков минут
до часа**

**Восстановление
резерва вторичного
регулирования**



Первичное регулирование частоты



Статизм первичного регулирования, %

$$S = \frac{\Delta f_p / f_{\text{НОМ}}}{P_{\text{П}} / P_{\text{НОМ}}} \times 100$$

Величина статизма первичного регулирования 4-6% задается для обеспечения устойчивой работы быстродействующих первичных регуляторов (РЧВ турбин) и обеспечения эффективности первичного регулирования частоты по ограничению отклонения частоты

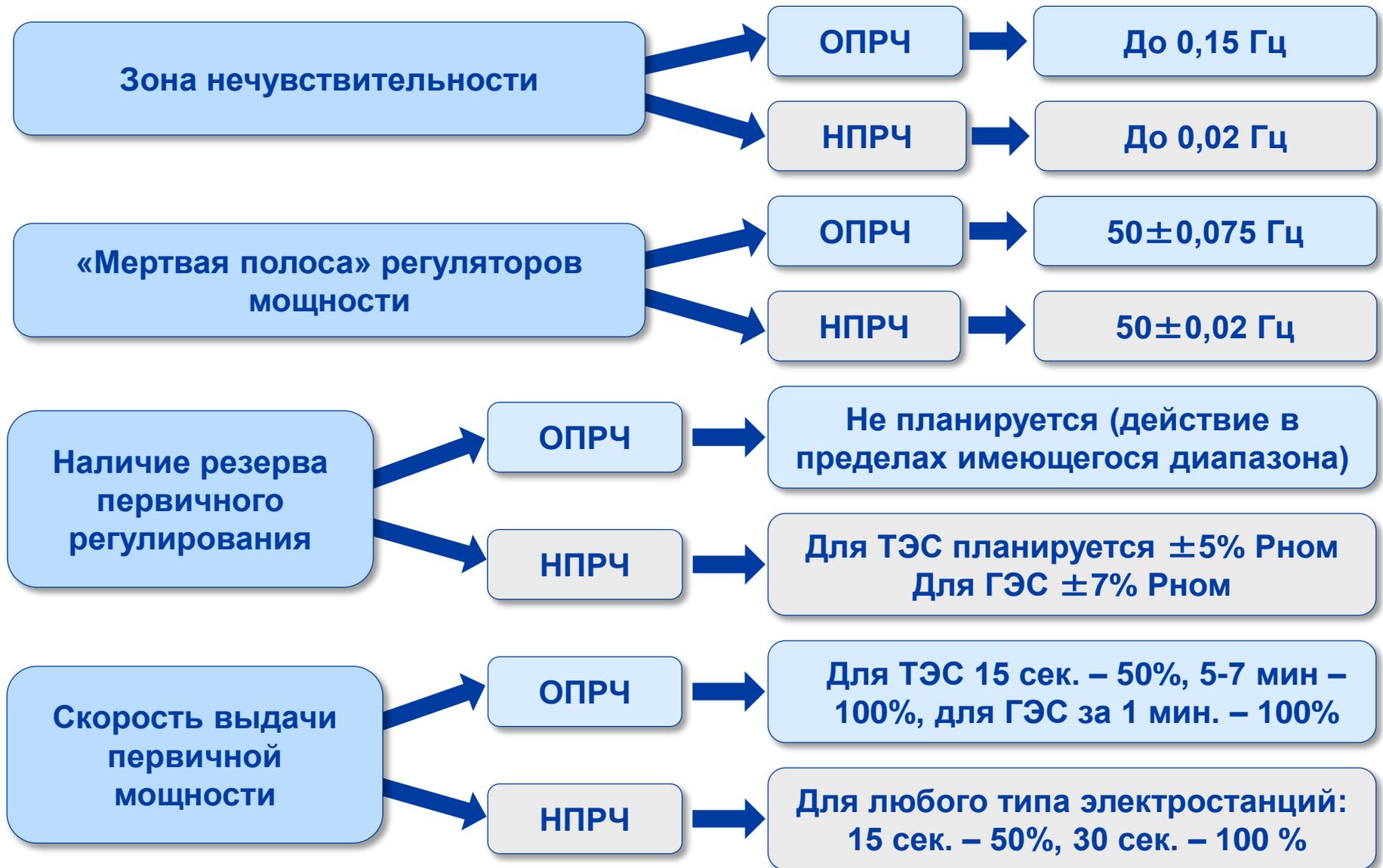
$S=4 \div 5\%$
для турбин ТЭС, АЭС

$S=4,5 \div 6\%$
для турбин ГЭС

При снижении частоты требуемая первичная мощность ($P_{\text{п}}$) положительна (нужна нагрузка), при увеличении – отрицательна (нужна разгрузка)



Требования к ОПРЧ, НПРЧ





Требования к ОПРЧ для генерирующего оборудования разного типа

18

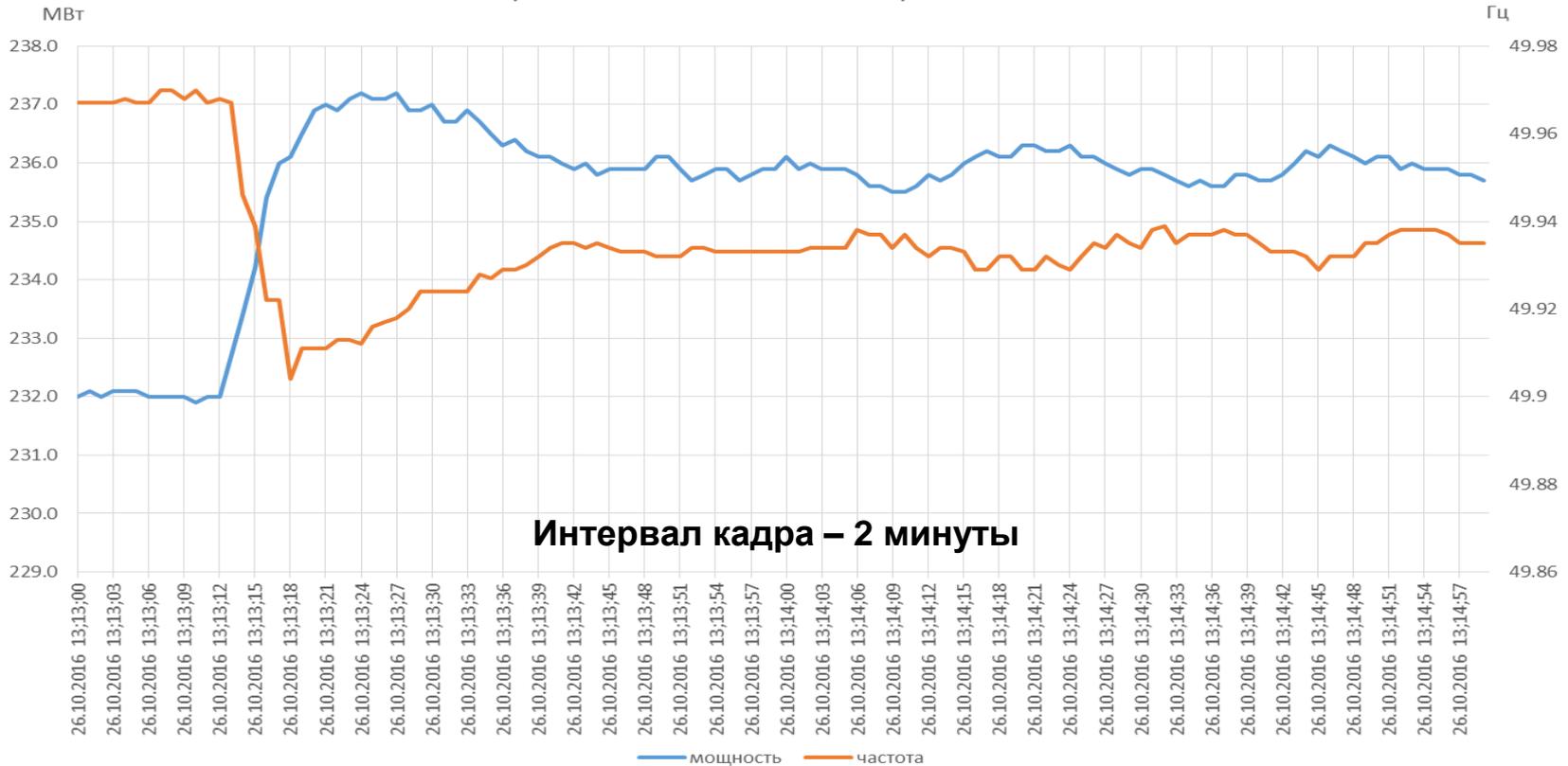
Тип ГО	Динамика ОПРЧ	Величина диапазона для проверки ОПРЧ
Энергоблоки ТЭС	50% за 15 сек. 100% за 5-6 мин.	±10 % Рном
ТЭС с общим паропроводом	50% за 15 сек. 100% за 7 мин	±10 % Рном
ПГУ, ГТУ	25% за 15 сек. 50% за 30 сек. 100% за 2 мин	±10 % Рном
Энергоблоки АЭС	50% за 10 сек. 100% за 2 мин	+2 % Рном -8 % Рном
Гидроагрегаты ГЭС	100% за 1 мин.	100% рег. диапазона
СЭС, ВЭС	100% за 10 сек.	100% рег. диапазона



Пример участия в НПРЧ блока 300 МВт

Эксперимент 1 натуральных системных испытаний 26.10.2016

Ириклинская ГРЭС ТГ-4 эксперимент №1



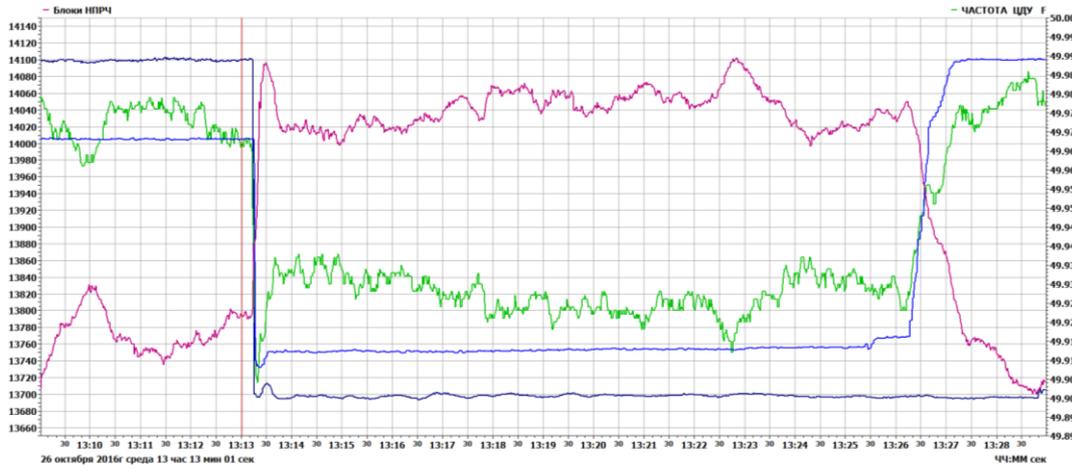
В 2018 году в НПРЧ принимают участие 80 энергоблоков на 31 ТЭС и одна ТЭЦ с поперечными связями суммарной установленной (номинальной) мощностью 29078,1 МВт (суммарный резерв НПРЧ ± 1454 МВт)



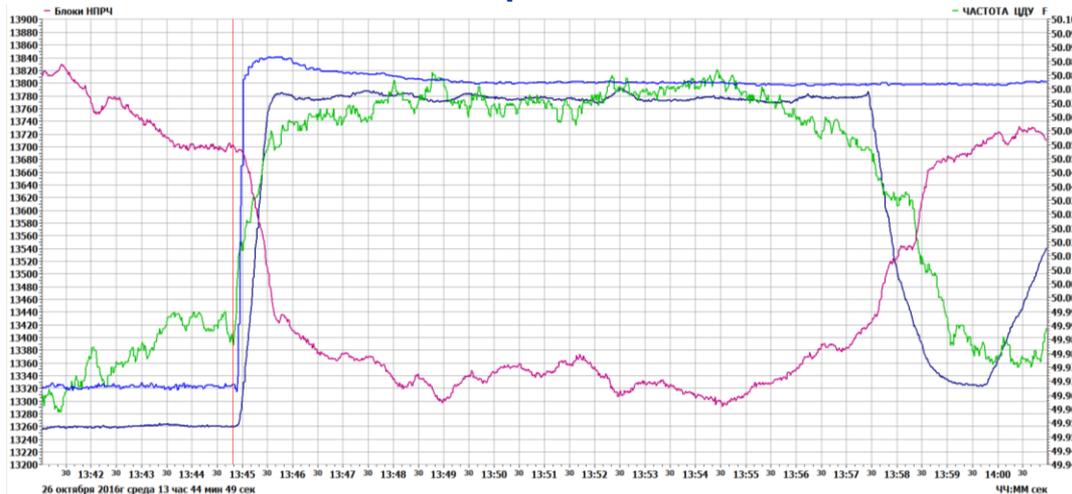
Проведение натуральных системных испытаний по определению эффективности первичного регулирования и частотных свойств энергосистем

20

Эксперимент 1



Эксперимент 2



В эксперименте 1:

- Квазиустановившееся отклонение частоты – 0,042 Гц (49,967–49,925 Гц)
- Расчетная величина СЧХ ЕЭС – 28674 МВт/Гц, что больше среднегодового значения на 37%, при этом вклад в крутизну СЧХ блоков НПРЧ – 6700 МВт/Гц (23%)
- При испытаниях 2011 года в эксперименте 1 вклад в крутизну СЧХ блоков НПРЧ составил 2332 МВт/Гц (8,2%)

В эксперименте 2:

- Квазиустановившееся отклонение частоты – 0,072 Гц (50,061–49,989 Гц)
- Расчетная величина СЧХ ЕЭС – 20375 МВт/Гц, что практически соответствует среднегодовому значению крутизны СЧХ, при этом вклад в крутизну СЧХ блоков НПРЧ – 3700 МВт/Гц (18%)
- При испытаниях 2011 года в эксперименте 2 вклад в крутизну СЧХ блоков НПРЧ – 2783 МВт/Гц (8,4%)
- По сравнению с испытаниями 2011 года при испытаниях 2016 года отмечается существенное увеличение доли НПРЧ в формировании крутизны СЧХ ЕЭС и повышение ее стабильности во времени

■ частота Жигулевской ГЭС
■ мощность Жигулевской ГЭС

■ мощность Саяно-Шушенской ГЭС
■ суммарная мощность блоков НПРЧ



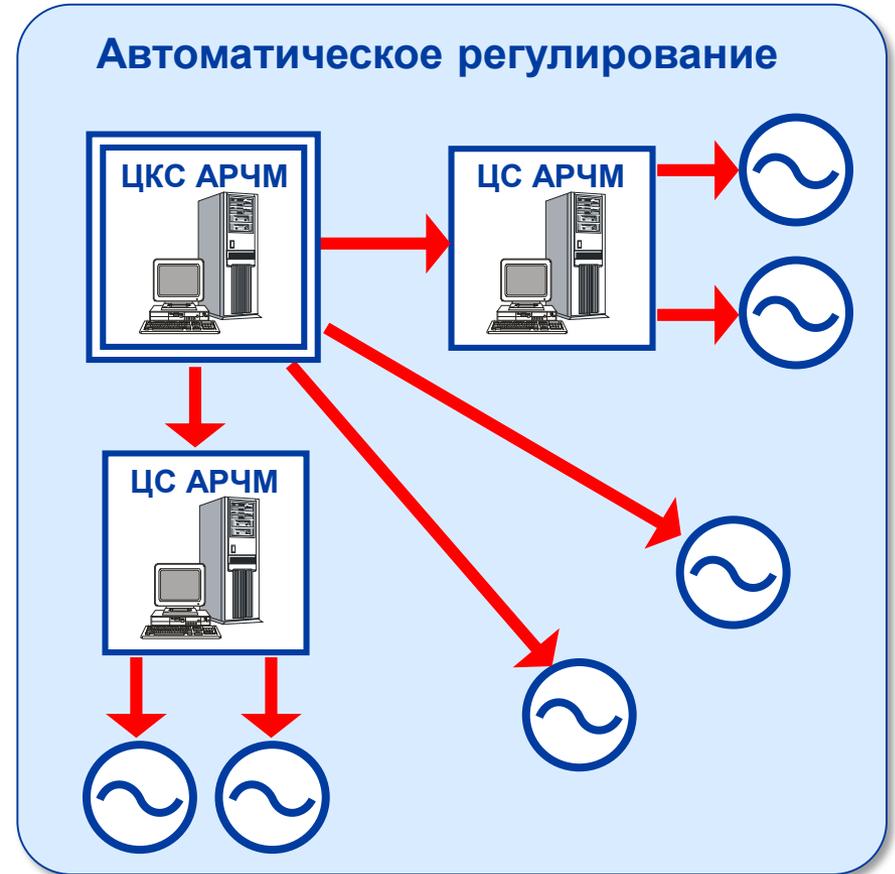
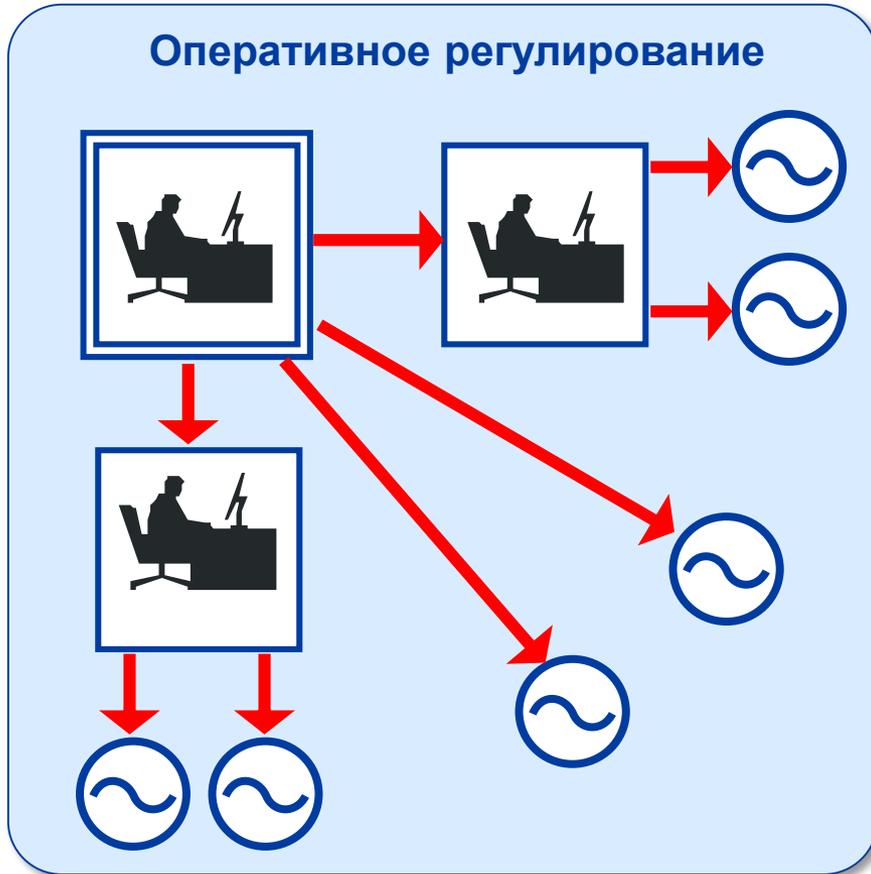
Целью автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности является обеспечение возможности управления режимами энергосистем в темпе протекающих в них процессов, когда оперативное управление является недостаточно эффективным.

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.



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



Задачи, выполняемые при оперативном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности, идентичны



Центральная координирующая система
АРЧМ уровня ЕЭС России (ЦКС АРЧМ ЕЭС)



Централизованные системы АРЧМ
уровня ОЭС (ЦС АРЧМ ОЭС)



Централизованные системы АРЧМ
уровня территориальных
энергосистем (ЦС АРЧМ ЭС)

Состав ЦКС/ЦС АРЧМ:

Управляющие
вычислительные
комплексы (УВК) в
диспетчерских центрах

Станционные устройства
АРЧМ (ГРАМ, САУМ
(САРЧМ), терминалы АРЧМ)

Каналы связи для
взаимодействия УВК и
станционных устройств
АРЧМ



Основные требования к автоматизации вторичного регулирования частоты и перетоков мощности

25

- АВРЧМ должно осуществляться непрерывно в режиме реального времени
- Процесс автоматического вторичного регулирования должен носить устойчивый апериодический характер без перерегулирования
- В системах АРЧМ должны использоваться интегральные регуляторы, работающие в следящем режиме
- На привлекаемых к АВРЧМ электростанциях должен размещаться и поддерживаться необходимый резерв вторичного регулирования
- К ЦС АРЧМ должны подключаться электростанции, оснащенные системами автоматического управления мощностью генерирующего оборудования, обеспечивающие возможность приема и реализации ЗВМ от УВК ЦС АРЧМ
- Участие в АВРЧМ не должно приводить к недопустимому режиму работы генерирующего оборудования
- Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности не должно приводить к недопустимой перегрузке контролируемых сечений и элементов электрической сети



Основные функции ЦС/ЦКС АРЧМ:

- **Автоматическое вторичное регулирование частоты в энергосистеме (АРЧ)**
- **Автоматическое регулирование перетока активной мощности (АРПЧ) с коррекцией по частоте по заданному сечению электрической сети**
- **Автоматическое ограничение перетоков мощности в контролируемых сечениях и токовой перегрузки ЛЭП (АОП, АОТП) для быстросействующего возврата режима в допустимую область и возможности увеличения передаваемой мощности по межсистемным сечениям**



Регулирование внешнего перетока области регулирования должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G , вычисляемой по формуле:

$$G = \Delta P_c - K_{ч_{ор}} \times \Delta f, \quad \text{МВт},$$

где ΔP_c – отклонение внешнего перетока от заданного значения, $\Delta P_c = P_c - P_{c.з}$

P_c – фактический внешний переток области регулирования (сальдо)

$P_{c.з}$ – заданное значение внешнего перетока области регулирования при номинальной частоте, МВт

$\Delta f = f - f_3$ – отклонение частоты f от заданного значения f_3

$K_{ч_{ор}}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте области регулирования, МВт/Гц

$K_{ч_{ор}} \times \Delta f$ – коррекция по частоте области регулирования, МВт

Вторичное регулирование частоты в синхронной зоне должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G , вычисляемой по формуле:

$$G = -K_{ч_{сз}} \times \Delta f, \quad \text{МВт},$$

где $K_{ч_{сз}}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте синхронной зоны, МВт/Гц



Требования к характеристикам технических средств и программного обеспечения для АВРЧМ

28

- ЦС (ЦКС) АРЧМ должны быть реализованы на базе отдельного программно-аппаратного комплекса
- задержка во всем контуре управления должна быть не более 5 секунд
- программы, реализующие технологические алгоритмы АРЧМ, должны выполняться с циклом не более 1 секунды
- измерения параметров и передача информации должны производиться циклически (не реже одного раза в секунду)
- Информационный обмен между УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ и стационарными устройствами АРЧМ должен осуществляться по резервированным цифровым каналам связи
- абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже $\pm 0,001$ Гц
- точность измерения активной мощности ГЭС или энергоблока не должна быть хуже 1,0% от номинальной мощности
- точность измерения перетоков мощности должна быть не хуже 1,0% их полного диапазона измерения
- постоянная времени интегрирования в интегральном вторичном регуляторе должна составлять 50 – 200 сек для регулятора частоты и 30 - 40 с для ограничителя перетока



В УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должно быть обеспечено:

- **Настройка регуляторов частоты и перетоков активной мощности для реализации требуемого качества и быстродействия АВРЧМ**
- **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 регулирующего объекта**
- **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



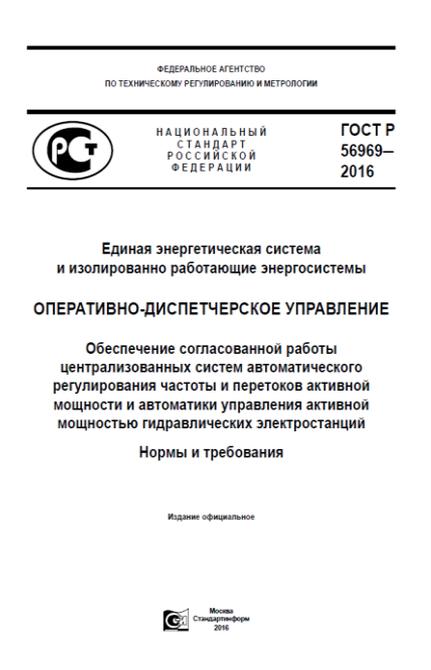
Технические и программные средства УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должны удовлетворять следующим требованиям:

- **цикл работы УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ не должен превышать 1 секунду**
- **программно-технические средства должны иметь резервирование с автоматическим переключением на резерв без потери функционирования УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ**
- **программное обеспечение УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должно обеспечивать защиту от:**
 - **выдачи ложных команд управления при сбоях в аппаратном и программном обеспечении;**
 - **несанкционированного вмешательства в функционирование комплекса;**
 - **потери информации и заданной настройки при возникающих отказах УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ с возможностью восстановления данных.**
- **Программное и аппаратное обеспечение УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должно обеспечивать возможность одновременного управления не менее чем 100 генерирующими объектами с сохранением надежности и стабильности функциональных характеристик.**
- **В целях обеспечения информационной безопасности в отношении УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должны соблюдаться требования по обеспечению безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры, установленные нормативными правовыми актами Федеральной службы по техническому и экспортному контролю**



НТД по согласованной работе систем АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС

31



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)

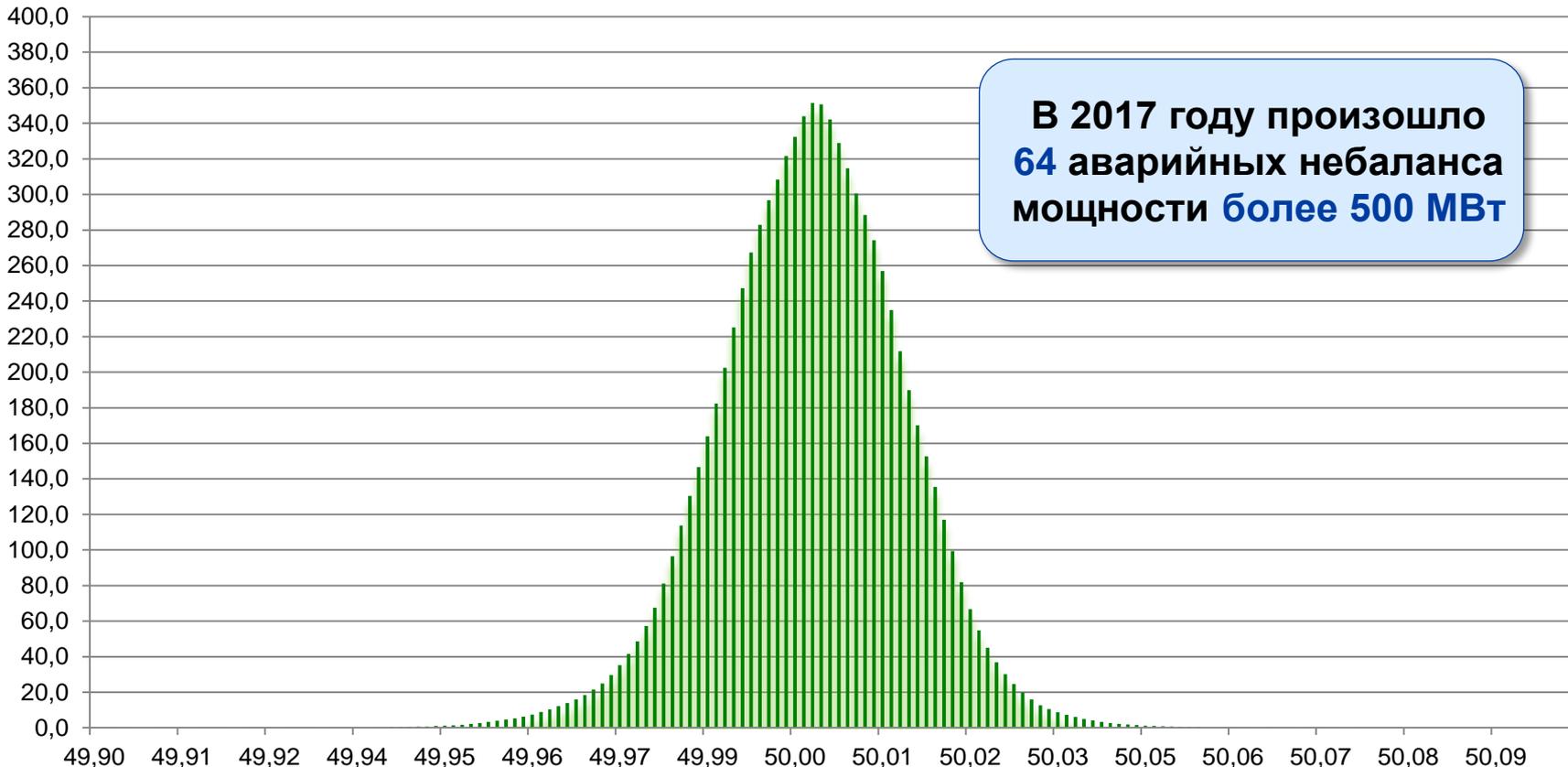


Качество регулирования частоты в ЕЭС

32

■ Время, часы

Годовая гистограмма значений частоты в 1-й синхронной зоне ЕЭС России



- В 2017 году суммарное время работы первой синхронной зоны ЕЭС России с уровнем частоты в пределах $50,00 \pm 0,05$ Гц, составило 8756 часов 49 минут или **99,96 % времени**
- Длительность отклонений частоты за пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц (без выхода за $50,0 \pm 0,2$ Гц) не превышала нормируемые Стандартами 15 минут



www.so-ups.ru

Оперативная информация о работе ЕЭС России

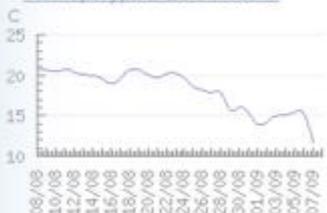


Индикаторы ЕЭС

Частота в ЕЭС России



Температура в ЕЭС России



План генерации и потребления



Новости Системного оператора

02.09.2016 14:54

Потребление электроэнергии в ЕЭС России в августе 2016 года увеличилось на 2,9 % по сравнению с августом 2015 года. Электростанции ЕЭС России выработали 79,7 млрд кВт·ч, что на 3,2 % больше, чем в августе 2015 года

01.09.2016 12:16

Введен в действие новый национальный стандарт в области релейной защиты и автоматики
1 сентября введен в действие национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56865-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования»

30.08.2016 15:09

В Новоуральске прошел VI Межрегиональный летний образовательный форум «Энергия молодости»
С 23 по 27 августа 2016 года в Новоуральске (Свердловская область) прошел VI Межрегиональный летний образовательный форум «Энергия молодости», в числе организаторов которого Благотворительный фонд «Надежная смена» и АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

29.08.2016

Системный оператор представил авторские исследования и разработки в сфере управления энергосистемами на 45-м Европейском Конгрессе в Париже

23.08.2016 07:48

К 95-летию оперативно-диспетчерского управления. Часть 7. 1960-е годы. Новые технологии

Спасибо за внимание!

А.В. Жуков

Заместитель директора по управлению режимами ЕЭС

САЙТ
КОНКУРЕНТНОГО
ОТБОРА МОЩНОСТИ

САЙТ ОПТОВОГО РЫНКА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
И МОЩНОСТИ

ТЕХНОЛОГИЯ
ЦЕНОЗАВИСИМОГО
ПОТРЕБЛЕНИЯ

ТК / МТК
ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

СИСТЕМА
ДОБРОВОЛЬНОЙ
СЕРТИФИКАЦИИ

ВАКАНСИИ

ДОСКА ПОЧЕТА
АО «СО ЕЭС»