

**УТВЕРЖДЕНЫ**  
Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол № 35 от 29 октября 2009 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам  
стран СНГ и Балтии

**МЕТОДИКА МОНИТОРИНГА  
УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ В  
РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ  
МОЩНОСТИ**

**СОГЛАСОВАНЫ**

решением КОТК

Протокол № 7-з от 1 июля 2008 года

Москва, 2009 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>4</b>
Область применения .....	4
Основания для разработки.....	4
Назначение и принципы.....	4
<b>2. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ .....</b>	<b>5</b>
<b>3. ОБЪЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ .....</b>	<b>7</b>
<b>4. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ .....</b>	<b>12</b>
<b>5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ И ОБЪЕМУ ВЗАИМНОГО ОБМЕНА ДАНЫМИ МОНИТОРИНГА .....</b>	<b>22</b>
<b>6. ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>23</b>

## **1. ВВЕДЕНИЕ**

### **Область применения**

В соответствии с настоящей методикой производится контроль участия каждой из параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности (далее – частоты и перетоков).

В соответствии с настоящей методикой должен осуществляться мониторинг выполнения энергосистемами действующих правил в части управления режимами по частоте и перетокам при параллельной работе.

Настоящая методика предназначена для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии (далее – субъекты оперативно-диспетчерского управления).

### **Основания для разработки**

Основанием для разработки методики являются решения 25-го и 26-го заседаний Электроэнергетического совета (ЭЭС) СНГ о разработке основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.

Необходимость мониторинга участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков определена «Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков» (далее – Правила), утвержденными решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.

### **Назначение и принципы**

Методикой определяются:

- порядок контроля и способы оценки участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков;
- требования и рекомендации по необходимому объему измерений параметров режима для осуществления мониторинга;
- требования и рекомендации к характеристикам средств измерения, доставки и отображения параметров режима для осуществления мониторинга;

- алгоритмы расчета величин и параметров, требуемых для оценки участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности;

- рекомендации по способу и объему взаимного обмена данными мониторинга между энергосистемами.

Методика разработана с использованием следующих принципов:

- Параллельно работающие энергосистемы стран СНГ и Балтии осуществляют совместное регулирование частоты и перетоков в синхронной зоне в соответствии с принятыми Правилами;

- В энергосистемах стран СНГ и Балтии могут применяться любые организационно-технические решения, обеспечивающие выполнение требований по регулированию частоты и перетоков;

- Для мониторинга участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков могут применяться любые технические средства, удовлетворяющие требуемым характеристикам.

## **2. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

Субъекты оперативно-диспетчерского управления должны осуществлять постоянный мониторинг участия своих электростанций и энергосистем в первичном, вторичном и третичном регулировании.

Субъект оперативно-диспетчерского управления в энергосистеме, выполняющей функцию общего вторичного регулирования, должен осуществлять мониторинг качества регулирования частоты в синхронной зоне.

При мониторинге первичного регулирования должна производиться оценка:

- реальной крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения и каждой из энергосистем;
- качества реализации резервов нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ), быстродействия и стабильности функционирования систем первичного регулирования привлекаемых к НПРЧ энергоблоков и электростанций;
- качества участия энергоблоков и электростанций в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в пределах имеющихся возможностей регулирования при отклонениях частоты более  $\pm 0,2$  Гц от номинальной.

Необходимо фиксировать результаты мониторинга первичного регулирования для всех случаев относительно резкого (за период времени до 10 секунд) изменения частоты на величину 0,05 Гц и более, с накоплением статистики результатов мониторинга за календарный год.

Мониторинг нормированного первичного регулирования при отклонениях частоты за пределы мертвой зоны первичного регулирования ( $50 \pm 0,02$  Гц) в нормальных режимах осуществляется субъектами оперативно-диспетчерского управления самостоятельно.

При мониторинге вторичного регулирования должна производиться оценка качества:

- выполнения функций вторичного регулирования, реализуемых в данной энергосистеме;
- отработки заданий вторичного регулирования (автоматического и оперативного) на выделенных для этих целей электростанциях и энергоблоках.

Мониторинг вторичного регулирования должен производиться постоянно в процессе управления режимами энергосистем и энергообъединения по частоте и перетокам. При этом необходимо фиксировать все случаи отклонения частоты от номинальной на величину  $\pm 0,05$  Гц и более, с накоплением статистики результатов мониторинга за календарный год.

В энергосистеме страны-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования, дополнительно должен быть организован постоянный контроль качества регулирования частоты с определением:

- средних значений частоты на получасовых интервалах, начинающихся каждую секунду, а также среднеквадратичных отклонений частоты на данных интервалах;

- максимальных и минимальных значений частоты за сутки, месяц, год;

- времени работы энергообъединения в диапазонах частот  $50 \pm 0,02$  Гц (мертвая зона первичного регулирования),  $50 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и  $50 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень);

- времени восстановления нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности районов регулирования, входящих в энергообъединение;

- отклонений синхронного (электрического) времени от астрономического нарастающим итогом за сутки, месяц, год.

Мониторинг третичного регулирования рекомендуется проводить странам-участницам параллельной работы для оценки своевременности отработки заданий (автоматических и оперативных) на изменение мощности электростанций и энергоблоков, используемых для третичного регулирования и восстановления вторичных резервов. При этом рекомендуется фиксировать все случаи невыполнения заданий по третичному регулированию, с накоплением статистики случаев по месяцам и за календарный год.

### **3. ОБЪЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

Для целей мониторинга необходимо использовать измерения:

- частоты электрического тока в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления, на шинах электростанций и подстанций, на которых установлены регистраторы частоты требуемой точности;
- частоты вращения вала турбины энергоблоков, участвующих в НПРЧ;
- активной мощности энергоблоков и электростанций, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- планового задания активной мощности энергоблоку (электростанции), участвующему в регулировании, с учетом скорости его изменения;
- задания центральных регуляторов систем АРЧМ (вторичного задания) активной мощности энергоблоку (электростанции), участвующему в автоматическом вторичном регулировании;
- перетока активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования;
- перетока активной мощности по линиям электропередачи и контролируемым сечениям, определенным соответствующими органами оперативно-диспетчерского управления как те, перегрузка которых перетоками активной мощности может привести к нарушению устойчивости синхронной работы;

- планового (заданного) значения суммарного внешнего перетока активной мощности энергосистемы (района регулирования);
- заданного значения перетока активной мощности по контролируемым сечениям.

Значения указанных параметров должны фиксироваться на энергообъектах с шагом не более 1-2 секунды, и быть синхронизированы с астрономическим временем с точностью не хуже 0,1 секунды.

Для измерения частоты электрического тока следует использовать датчики, фиксирующие среднее за 1 секунду значение частоты основной гармоники напряжения в сети с дискретностью 0,001 Гц (1 мГц).

Частота электрического тока должна измеряться на одной из фаз.

Абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже 0,001 Гц (1 мГц).

Измерение частоты в соответствующем диспетчерском центре должно производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд, имеющей постоянную надёжную синхронную связь с питающим центром энергосистемы без перевода на систему гарантированного питания.

При этом измерение частоты должно дублироваться быстродействующими телеизмерениями (с периодом обновления и передачи 1-2 секунды) в контрольных точках энергосистемы - на секциях шин крупных электростанций и подстанций.

Датчики частоты должны быть сертифицированы в качестве средства контроля качества электроэнергии органами метрологического контроля и аттестации стран-участниц параллельной работы.

Частота вращения вала турбины энергоблоков, участвующих в НПРЧ, должна определяться с точностью не хуже 0,01 Гц (10 мГц).

Для мониторинга нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования необходимо использовать измерения активной мощности энергоблоков, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора;



- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность с интервалом усреднения 1 секунда; моментом выполнения измерения считается время конца каждого интервала усреднения;
- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Абсолютная точность измерения мощности должна быть не хуже 1,0% номинальной мощности энергоблока;
- Разрешающая способность (дискретность) измерения и фиксации мощности в системах мониторинга должна быть не хуже 0,1% номинальной мощности энергоблока.

Для мониторинга общего первичного, оперативного вторичного и третичного регулирования необходимо использовать измерения активной мощности энергоблоков и электростанций, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генераторов;
- Датчики мощности должны рассчитывать среднюю (действующую) активную мощность с интервалом усреднения не более 1 секунды; для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Совокупная погрешность канала измерения мощности должна быть не хуже 2,0% от номинальной мощности энергоблока (электростанции);
- Дискретность измерения и фиксации мощности (разрешающая способность) в системах мониторинга на электростанциях и в диспетчерских центрах должна быть не хуже 0,2% от номинальной мощности энергоблока (электростанции).

Значения плановых и внеплановых заданий активной мощности энергоблоков (электростанций) должны фиксироваться с точностью и дискретностью, установленными в соответствующих системах управления (центральных регуляторах систем АРЧМ, САУМ энергоблоков, ГРАМ ГЭС и т.д.).

Для мониторинга первичного и вторичного регулирования необходимо использовать измерения перетока активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования, а также по контролируемым сечениям, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения контролируемой связи с возможностью перевода на резервные трансформаторы напряжения;
- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность, передаваемую по связи, с интервалом усреднения 1 секунда;
- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Совокупная погрешность канала мощности должна быть не хуже 1,0% от полного диапазона измерения датчика, согласованного с номинальной пропускной способностью контролируемой связи;
- Дискретность (разрешающая способность) измерения мощности должна быть не хуже 0,1% от полного диапазона измерения датчика.

Телеизмерения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования, а также по контролируемым сечениям должны передаваться в соответствующие диспетчерские центры с периодом обновления и передачи 1-2 секунды по дублированным каналам связи (основному и резервному).

Измерения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования, должны передаваться в диспетчерские центры с обоих концов линии, чем обеспечивается дублирование телеизмерений перетоков. При этом в качестве основного принимается телеизмерение перетока со «своего» объекта, в качестве резервного – с объекта смежного района регулирования.

По данным измерений перетоков активной мощности должны вычисляться и фиксироваться как отдельные измерения:

- суммарные перетоки в контролируемых сечениях как сумма синхронизированных по времени измерений активных мощностей по линиям электропередачи, входящим в сечения;

- суммарный внешний переток энергосистемы (района регулирования)  $P_{вн}$  как алгебраическая сумма синхронизированных по времени перетоков по всем линиям электропередачи и трансформаторам связи одной энергосистемы (одного района регулирования) с другими энергосистемами (районами регулирования). Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему (район регулирования).

Системы сбора, передачи и отображения данных, используемые для мониторинга частоты и перетоков, не должны ухудшать указанных характеристик измерений параметров.

К задаваемым параметрам для мониторинга относятся:

- уставка по частоте систем автоматического вторичного регулирования ( $f_0$ ), Гц;
- плановые значения (уставки) контролируемых перетоков ( $P_0$ ), МВт;
- полный диапазон изменения контролируемого перетока ( $P_d$ ), МВт;
- крутизна СЧХ энергосистемы ( $\sigma_{зд}$ ), МВт/Гц;
- коэффициент частотной коррекции энергосистемы (района регулирования), энергообъединения ( $K_{ч}$ ), МВт/Гц;
- номинальные мощности энергоблоков и электростанций, участвующих в регулировании, ( $P_{ном}$ ), МВт;
- статизм первичного регулирования энергоблоков и электростанций ( $S\%$ );
- верхняя и нижняя границы мертвой зоны первичного регулирования энергоблоков и электростанций ( $f_b$  и  $f_n$ ), Гц;
- допустимое отклонение фактической мощности от суммарного задания энергоблоков и электростанций ( $\Delta P_{доп}$ ), % или МВт;
- допустимая задержка изменения мощности энергоблоков и электростанций при первичном регулировании ( $\Delta t_{пр}$ ), сек.;
- резервы первичного и вторичного регулирования энергоблоков и электростанций на загрузку и разгрузку;
- верхняя и нижняя границы диапазона автоматического регулирования энергоблоков и электростанций.

К вычисляемым параметрам для мониторинга относятся:

- отклонения частоты относительно номинальной (заданной);
- абсолютные отклонения частоты на заданном периоде времени;
- задания первичных регуляторов (первичное задание) энергоблоков и электростанций;
- суммарные задания по активной мощности энергоблоков и электростанций ( $P_{\Sigma}$ );
- отклонения суммарного задания и фактической мощности энергоблоков и электростанций;
- заданные значения суммарного внешнего перетока энергосистемы (района регулирования);

- отклонения фактических значений контролируемых перетоков от заданных значений.

## **4. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

### **4.1. Мониторинг первичного регулирования.**

Мониторинг первичного регулирования выполняется при фиксации случаев резкого (скачкообразного) изменения частоты в энергосистеме по данным измерений частоты электрического тока или частоты вращения вала турбины энергоблоков.

Для всех зафиксированных случаев резкого (скачкообразного) изменения частоты на величину  $\pm 0,05$  Гц и более необходимо:

- Определить интервал времени для фиксации, обработки и сохранения данных мониторинга;
- Сопоставить синхронизированные по времени измерения активной мощности суммарного внешнего перетока энергосистемы с измерениями частоты на указанном интервале времени;
- Определить наличие либо отсутствие небаланса мощности в своей энергосистеме;
- При наличии небаланса мощности в своей энергосистеме определить его величину по оперативным данным;
- Определить крутизну СЧХ энергосистемы на первых 30 секундах переходного процесса от момента резкого изменения частоты (до начала влияния вторичного регулирования) с оценкой соответствия фактической и заданной крутизны СЧХ энергосистемы;
- Оценить на первых 30 секундах переходного процесса от момента резкого изменения частоты степень влияния энергоблоков (электростанций), участвующих в НПРЧ, на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы;
- При необходимости, выполнить расчет на указанном интервале времени значений суммарного задания по активной мощности энергоблокам (электростанциям) с учетом их участия в первичном и вторичном регулировании;

- Сопоставить синхронизированные по времени измерения активной мощности энергоблоков (электростанций) со значениями их суммарного задания на указанном интервале времени, с оценкой качества отработки энергоблоками (электростанциями) суммарного задания.

Интервал времени для фиксации, обработки и сохранения данных мониторинга первичного регулирования должен охватывать как минимум 2-х минутный период до момента резкого изменения частоты и 15-ти минутный период после указанного момента (период возврата частоты в пределы задаваемой мертвой зоны НПРЧ ( $50 \pm 0,02$  Гц) средствами вторичного регулирования).

Наличие либо отсутствие небаланса мощности в своей энергосистеме, из-за которого возникло резкое изменение частоты, определяется по знаку соотношения:

$$\frac{\Delta P_{вн}}{\Delta f} \quad (1),$$

где  $\Delta P_{вн}$  – изменение суммарного внешнего перетока (обменной мощности) энергосистемы (положительно при увеличении приема мощности),

$$\Delta P_{вн} = P_{вн} - P_{вн0}, \text{ где}$$

$P_{вн}$  – квазиустановившийся к 30-й секунде переходного процесса суммарный внешний переток (МВт),

$P_{вн0}$  – исходный суммарный внешний переток (МВт);

$\Delta f = f - f_{исх}$  – изменение частоты (положительно при повышении), Гц,

$f$  и  $f_{исх}$  – квазиустановившееся и исходное значения частоты, Гц.

Положительный знак соотношения (1) означает отсутствие в энергосистеме небаланса мощности, отрицательный – его наличие.

Крутизна СЧХ энергосистем, кроме энергосистемы, в которой зафиксирован небаланс мощности, определяется по формуле (1):

$$\sigma = \frac{\Delta P_{вн}}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц,}$$

где  $\sigma$  - расчётное значение крутизны СЧХ энергосистемы.

Крутизна СЧХ энергосистемы, в пределах которой произошел небаланс мощности, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{вн} + \Delta P_{нб}}{\Delta f}, \quad \text{МВт/Гц} \quad (2),$$

где  $\Delta P_{нб}$  – величина небаланса (определяется по оперативным данным, принимается положительной при избытке мощности).

Используемые при расчётах изменения внешнего перетока и частоты определяются как разность усреднённых значений соответствующего параметра за 30 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-ой до 30-ой секунды - квазиустановившееся значение) после момента начала скачкообразного изменения частоты.

Абсолютная и относительная разность фактической и заданной крутизны СЧХ энергосистемы, энергообъединения определяются по следующим формулам:

$$\Delta\sigma = \sigma - \sigma_{зд}, \quad \text{МВт/Гц} \quad (3),$$

$$\Delta\sigma\% = (\Delta\sigma/\sigma_{зд}) \times 100 \quad (4).$$

Крутизна СЧХ энергообъединения определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{нб}}{\Delta f}, \quad \text{МВт/Гц} \quad (5).$$

По результатам ежегодной статистики зафиксированных случаев отклонения частоты определяются максимальное, минимальное и среднее значения крутизны СЧХ энергосистемы, энергообъединения и производится оценка их отклонений от заданной крутизны СЧХ энергосистемы, энергообъединения.

Принимается, что первичное регулирование в энергосистеме является удовлетворительным, если среднее за год значение крутизны СЧХ энергосистемы отличается от заданного значения не более чем на 10%, а максимальное и минимальное значения крутизны СЧХ энергосистемы отличаются от среднегодового не более чем на 30%.

Принимается, что первичное регулирование в энергообъединении является удовлетворительным, если:

- среднее за год значение крутизны СЧХ энергообъединения отличается от заданного значения не более чем на 10%, а максимальное и минимальное значения крутизны СЧХ отличаются от среднегодового не более чем на 30%;

- квазиустановившиеся отклонения частоты от номинальной не превышали  $50 \pm 0,2$  Гц при небалансах мощности, не превышающих аварийный расчетный небаланс.

Для анализа качества первичного регулирования в энергосистеме необходимо производить оценку степени влияния электростанций энергосистемы на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы и величину крутизны ее СЧХ.

Для оценки степени влияния энергоблоков (электростанций) на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы определяется сумма отклонений их фактической мощности ( $\Delta P_{\Sigma}$ ) на первых 30 секундах переходного процесса от момента резкого изменения частоты:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_i^N \Delta P_i, \text{ МВт} \quad (6).$$

где  $\Delta P_i$  – изменение активной мощности энергоблока (электростанции) при первичном регулировании (положительно при снижении частоты),

$$\Delta P_i = P_{\Sigma i} - P_{\Sigma i0}, \text{ где}$$

$P_{\Sigma i}$  – квазиустановившееся к 30-й секунде переходного процесса значение мощности  $i$ -го энергоблока (электростанции), МВт;

$P_{\Sigma i0}$  – исходная мощность  $i$ -го энергоблока (электростанции), МВт;

$N$  – количество контролируемых энергоблоков (электростанций).

Используемое при расчётах изменение мощности энергоблоков (электростанций) определяется как разность усреднённого значения мощности за 30 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-ой до 30-ой секунды – квазиустановившееся значение) после момента начала скачкообразного изменения частоты.

Также по (6) может быть определено суммарное участие в первичном регулировании энергоблоков (электростанций) определенной группы:

- входящих в выделенную группу для участия в НПРЧ ( $\Delta P_{\Sigma \text{нпрч}}$ );
- входящих в группу ОПРЧ ( $\Delta P_{\Sigma \text{опрч}}$ );
- входящих в группу определенного типа (ТЭС, ГЭС, АЭС) и т.д.

Степень влияния всех энергоблоков (электростанций), а также их отдельных групп на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы определяется отношениями:

$$V_{\Sigma \text{ группы}} \% = (\Delta P_{\text{вн}} / \Delta P_{\Sigma \text{ группы}}) \times 100 \quad (7)$$

для всех энергосистем, кроме энергосистемы, в которой зафиксирован небаланс мощности;

$$V_{\Sigma \text{ группы}} \% = ((\Delta P_{\text{вн}} + \Delta P_{\text{нб}}) / \Delta P_{\Sigma \text{ группы}}) \times 100 \quad (8)$$

для энергосистемы, в которой зафиксирован небаланс мощности.

При зафиксированном неудовлетворительном качестве первичного регулирования в энергосистеме (по значениям крутизны СЧХ) необходимо произвести корректировку степени влияния электростанций энергосистемы на величину крутизны ее СЧХ в сторону увеличения или уменьшения путем соответствующей корректировки характеристик НПРЧ.

Качество участия энергоблоков (электростанций) в первичном и вторичном регулировании оценивается по точности отработки требуемого суммарного задания по активной мощности.

Суммарное задание активной мощности энергоблоку (электростанции) для целей анализа определяется, как:

$$P_{\Sigma}(t) = P_{\text{пл}}(t) + P_{\text{пр}}(t - \Delta t_{\text{пр}}) + P_{\text{вр}}(t) \quad [\text{МВт}] \quad (9),$$

где  $t$  – текущее время,

$P_{\text{пл}}(t)$ , МВт – текущее плановое задание активной мощности;

$P_{\text{пр}}(t - \Delta t_{\text{пр}})$ , МВт – требуемое первичное задание с учетом допустимой задержки его отработки энергоблоком (электростанцией);

$P_{\text{вр}}(t)$ , МВт – текущее вторичное задание, поступившее для отработки в систему регулирования мощности энергоблока (электростанции) от регулятора системы АРЧМ.

Если энергоблок (электростанция) участвует только в первичном регулировании, то  $P_{\text{вр}} = 0$ .

Требуемое первичное задание определяется как:



$$P_{\text{пр}} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f_p \quad [\text{МВт}] \quad (10),$$

где  $S\%$  - заданный статизм первичного регулирования, значение статизма принято положительным;

$P_{\text{ном}}$ , МВт – номинальная мощность энергоблока (электростанции);

$\Delta f_p$ , Гц – расчетное отклонение частоты от номинальной;

При этом расчетное отклонение частоты:

- $\Delta f_p = 0$  при нахождении частоты в пределах мертвой зоны первичного регулирования ( $f_n \geq F \geq f_b$ );
- соответствует отклонению частоты от ближайшей границы мертвой зоны в остальных случаях:
  - $\Delta f_p = F - f_b$  при повышенной частоте;
  - $\Delta f_p = F - f_n$  при пониженной частоте,

где  $F$  – текущее значение частоты.

Расчетное отклонение частоты положительно при повышенной частоте, отрицательно при пониженной.

Для корректной оценки участия энергоблоков (электростанций) в первичном регулировании частоты, в алгоритме оценки необходимо использовать максимальные и минимальные значения требуемого первичного задания  $P_{\text{прМакс}}$  и  $P_{\text{прМин}}$ , определенные на интервале времени  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ :

$$P_{\text{прМакс}} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f_{p\text{Мин}} \quad [\text{МВт}] \quad (11)$$

и

$$P_{\text{прМин}} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f_{p\text{Макс}} \quad [\text{МВт}] \quad (12),$$

где  $\Delta f_{p\text{Макс}}$ , Гц – максимальное значение отклонения частоты от ближайшей границы мертвой зоны на интервале  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ ;

$\Delta f_{p\text{Мин}}$ , Гц – минимальное значение отклонения частоты от ближайшей границы мертвой зоны на интервале  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ .

При выходе частоты за пределы заданной мертвой зоны первичного регулирования определяются границы значений суммарных заданий мощности в пределах от  $P_{\Sigma\text{Мин}}$  до  $P_{\Sigma\text{Макс}}$  на интервалах  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ :

$$\begin{aligned} P_{\Sigma\text{Макс}} &= P_{\text{пл}} + P_{\text{прМакс}} + P_{\text{вр}} \quad [\text{МВт}] \\ P_{\Sigma\text{Мин}} &= P_{\text{пл}} + P_{\text{прМин}} + P_{\text{вр}} \quad [\text{МВт}] \end{aligned} \quad (13).$$

При нахождении частоты в пределах мертвой зоны первичного регулирования  $P_{\text{прМакс}}=P_{\text{прМин}}=0$ , а  $P_{\Sigma\text{Макс}}=P_{\Sigma\text{Мин}}=P_{\Sigma}$ .

Фактическая мощность энергоблока (электростанции) должна соответствовать суммарному заданию в указанных границах значений с отклонением от них не более допустимого отклонения  $\Delta P_{\text{доп}}$  (по умолчанию принимается равным  $\pm 1\% P_{\text{ном}}$ ) с учетом следующих ограничений:

- величина требуемого первичного задания не превышает заданного резерва НПРЧ (или имеющегося резерва автоматического регулирования при оценке ОПРЧ);
- величина вторичного задания не превышает заданного резерва вторичного регулирования;
- величина суммарного задания находится в пределах диапазона автоматического регулирования энергоблоков и электростанций.

По результатам ежегодной статистики зафиксированных случаев отклонения частоты выполняется оценка качества отработки энергоблоками (электростанциями) суммарного задания на рассматриваемых интервалах времени с определением соответствия энергоблоков (электростанций) требованиям по НПРЧ и ОПРЧ.

При этом оценка качества участия энергоблоков (электростанций) в ОПРЧ производится для случаев отклонения частоты более  $\pm 0,2$  Гц.

#### **4.2. Мониторинг вторичного регулирования.**

Мониторинг вторичного регулирования должен производиться органами оперативно-диспетчерского управления постоянно в процессе управления режимами энергосистем и реализуемых при этом функций:

- общего вторичного регулирования (регулирования частоты в энергообъединении);
- регионального вторичного регулирования (регулирования заданного внешнего перетока энергосистемы с коррекцией по частоте);
- ограничения перетоков по контролируемым сечениям.

Мониторинг **общего** вторичного регулирования должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений частоты электрического тока с плановым значением (уставкой) частоты;
- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9);
- путем контроля качества регулирования частоты.

Заданные значения суммарного внешнего перетока энергосистемы для целей вторичного регулирования должны вычисляться с периодом 1-5 секунд и фиксироваться как отдельные измерения:

$$P_{\text{внЗд}i} = P_{\text{вн0}} - K_{\text{ч}} \times \Delta f_i, \text{ МВт} \quad (14)$$

где:  $P_{\text{вн0}}$  – плановое значение (уставка) суммарного внешнего перетока, МВт;

$\Delta f_i = f_i - f_0$  – отклонение текущего измеренного значения частоты  $f_i$  от заданного значения  $f_0$  (нормально – 50,0 Гц или  $50 \pm 0,01$  Гц в периоды коррекции синхронного времени);

$K_{\text{ч}}$  – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц;

$K_{\text{ч}} \times \Delta f_i$  – текущая частотная коррекция, МВт.

С целью контроля качества частоты по измерениям частоты электрического тока ( $f_i$ ) должны определяться:

- Значения частоты в соответствии с требованием ГОСТ 13109-97 “Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения” (средние значения за 20 сек. ( $f_{\text{гост } i}$ ));

- Средние значения частоты по формуле:

$$f_{\text{ср}} = \sum_1^n f_{\text{гост } i} / n, \quad (15)$$

с отклонениями соответствующих средних значений частоты от номинальной:

$$\Delta f_{\text{ср}} = f_{\text{ср}} - 50,000;$$

- Среднеквадратические отклонения частоты по формуле:

$$\sigma_{cp} = \sqrt{\sum_1^n f_{\text{гост}i}^2 / n - (\sum_1^n f_{\text{гост}i} / n)^2} \quad (16);$$

- Отклонение синхронного (электрического) времени от астрономического на текущий момент нарастающим итогом за сутки, месяц, год по формуле:

$$\Delta T = \sum_1^n \Delta f_{\text{гост}i} \cdot 0,02 \cdot \Delta t \quad (17),$$

где  $\Delta T$  – отклонение электрического времени от астрономического за период времени (астрономический) 1 сутки (1 месяц, 1 год);

$\Delta t = 20$  сек.;

$n$  – количество интервалов  $\Delta t$  в отчетном периоде (1 сутки, ...).

**Общее** вторичное регулирование в энергообъединении считается удовлетворительным, если:

1) в нормальных режимах работы энергообъединения абсолютные значения частоты электрического тока находятся в пределах  $50 \pm 0,05$  Гц, а средние значения частоты за любые 30 минут находятся в пределах  $50 \pm 0,01$  Гц,

2) при расчетных небалансах мощности в энергообъединении возврат частоты в пределы  $50 \pm 0,05$  Гц осуществляется менее чем за 15 минут

3) отклонение электрического времени от астрономического за период времени (астрономический) 1 сутки (1 месяц, 1 год) не превышает  $\pm 20$  секунд.

Мониторинг **регионального** вторичного регулирования должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений суммарного внешнего перетока энергосистемы с заданными значениями (14);

- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9) с учетом вторичного задания.

**Региональное** вторичное регулирование в энергосистеме считается удовлетворительным, если:

1) в нормальных режимах работы энергосистемы абсолютные значения отклонений суммарного внешнего перетока энергосистемы от заданного значения находятся в пределах  $\pm 5\%$  полного диапазона изменения суммарного внешнего перетока энергосистемы ( $P_{Дэс}$ ), а средние за любые 30 минут значения отклонений суммарного внешнего перетока энергосистемы от заданного находятся в пределах  $\pm 2\% P_{Дэс}$ ;

2) при расчетных небалансах мощности в энергосистеме отклонение суммарного внешнего перетока от заданного входит в пределы  $\pm 5\% P_{Дэс}$  менее чем за 15 минут.

Параметры, определяемые для контроля качества частоты, должны сохраняться органом оперативно-диспетчерского управления энергосистемы страны-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования, в течение как минимум 1-го года.

Остальные параметры мониторинга участия энергообъединения, энергосистем и энергоблоков (электростанций) во вторичном регулировании должны сохраняться органами оперативно-диспетчерского управления стран-участниц параллельной работы в течение как минимум 1-го года для всех случаев выхода частоты за пределы  $50 \pm 0,05$  Гц.

### **4.3. Мониторинг ограничения перетоков**

Мониторинг **ограничения перетоков** по контролируемым сечениям должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений перетоков по контролируемым сечениям энергосистемы с заданными уставками;
- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования, привлекаемых для ограничения перетоков, с их суммарным заданием, определенным по (9) с учетом вторичного задания.

Данные мониторинга вторичного регулирования должны сохраняться в течение как минимум 1 года для всех случаев превышения уставок по контролируемым связям (сечениям).

**Ограничение перетоков** считается удовлетворительным, если каждое зафиксированное за год превышение уставки по контролируемой связи (сечению) было ликвидировано за время не более 20 минут.

#### **4.4. Мониторинг третичного регулирования**

Мониторинг третичного регулирования мощности должен осуществляться путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) третичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9).

Данные мониторинга третичного регулирования рекомендуется сохранять в течение как минимум 1 года.

Интервал времени для сохранения данных мониторинга третичного регулирования должен охватывать период с момента отдачи команды на изменение мощности энергоблоков (электростанций) третичного регулирования до требуемого момента исполнения команды.

### **5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ И ОБЪЕМУ ВЗАИМНОГО ОБМЕНА ДАННЫМИ МОНИТОРИНГА**

Взаимный обмен данными мониторинга между энергосистемами должен быть достаточен для:

- определения места и величины возникающих небалансов мощности, в результате которых отклонения частоты превышают  $50 \pm 0,05$  Гц, и отклонения суммарного внешнего перетока энергосистемы от заданного значения превышают  $\pm 500$  МВт;
- определения актуальной крутизны СЧХ энергообъединения и ее составляющих по каждой энергосистеме;
- оценки качества регулирования частоты в синхронной зоне;
- выявления причин несоответствия фактических показателей качества регулирования частоты и перетоков требуемым значениям.

Рекомендуется публиковать на специальном технологическом web-сайте с авторизованным доступом участников от энергосистем следующие данные по всем зафиксированным случаям мониторинга:

- описание событий при отклонении частоты, превышающем  $\pm 0,05$  Гц – дату и время возникновения небалансов мощности, их величину и место возникновения;
- описание случаев превышения перетоками мощности по контролируемым связям (сечениям) заданных уставок;
- интервалы времени для мониторинга и расчетные величины отклонения частоты;
- плановые и фактические значения частоты и суммарного внешнего перетока энергосистемы (района регулирования) в табличном и графическом виде;
- расчетные значения крутизны СЧХ энергосистем и энергообъединения при небалансах мощности;
- показатели качества регулирования частоты и перетоков в табличном и графическом виде.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления энергосистем стран-участниц параллельной работы должны подготовить данные мониторинга в минимально возможные сроки, с последующей публикацией данных мониторинга в течение одного рабочего дня.

Порядок создания, поддержки и доступа к сайту мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности, а также регламент и отчетные формы предоставления данных мониторинга должны определяться отдельным соглашением в рамках КОТК.

## **6. ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА**

- 1) «Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии», утвержденная решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 г.
- 2) «Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков», утвержденные решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.
- 3) «Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков», утвержденная решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г.

4) Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.11.2007 «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 №535.

5) USTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).