

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 35 от 29 мая 2009 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам  
стран СНГ и Балтии

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СРЕДСТВАМ  
РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

**СОГЛАСОВАНЫ**

решением КОТК

Протокол № 18 от 24-26 марта 2009 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>3</b>
<b>2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
<b>3. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ОРГАНИЗАЦИОННЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ, ПРОГРАММНЫМ И ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>5</b>
<b>4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТРУКТУРЕ И ФУНКЦИЯМ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>7</b>
<b>5. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>11</b>
<b>6. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМАМ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>12</b>
<b>7. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ДАТЧИКАМ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>12</b>
<b>8. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СТАНЦИОННЫМ УСТРОЙСТВАМ УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ НА ТЭС И ГЭС, УЧАСТВУЮЩИХ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>13</b>
<b>9. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>14</b>
<b>10. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....</b>	<b>15</b>

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий документ «Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности» (далее – Рекомендации) устанавливает рекомендации, которые могут быть учтены органами оперативно-диспетчерского управления параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии при создании и развитии систем автоматического (оперативного) регулирования режимов работы по частоте и перетокам активной мощности (далее – регулирование частоты и перетоков мощности).

1.2. Выполнение Рекомендаций позволит наилучшим образом использовать выгоды параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, обеспечить поддержание требуемой частоты электрического тока и повысить надежность работы каждой энергосистемы и энергообъединения в целом.

1.3. Настоящие Рекомендации рассматриваются и при необходимости корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), функционирующей в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

1.4. Основные положения настоящих Рекомендаций направлены на выработку единых подходов и требований к различным техническим и программным средствам, на базе которых формируются системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также на обеспечение совместимости с аналогичными системами в энергообъединении стран Западной Европы.

1.5. Настоящие Рекомендации предназначены также для проектных, научно-исследовательских и других организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих проектирование и анализ работы систем регулирования частоты и перетоков мощности.

## **2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

Термины и определения, используемые в настоящих Рекомендациях, соответствуют принятым в **Правилах и рекомендациях по регулированию частоты и перетоков**, утвержденных решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 года, протокол № 32 [1].

### **3. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ОРГАНИЗАЦИОННЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ, ПРОГРАММНЫМ И ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

3.1. В целях обеспечения поддержания требуемой частоты электрического тока, высокой надежности параллельной работы энергообъединения, а также поддержания заданных суммарных внешних перетоков (обменов мощностью) между энергосистемами (районами регулирования) стран СНГ и Балтии, входящими в это энергообъединение, каждая из энергосистем (районов регулирования) должна участвовать в регулировании режима по частоте и перетокам мощности [1].

3.2. Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования, а также органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

3.3. Для координации деятельности организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, в части регулирования частоты и перетоков КОТК выполняет следующие функции:

- определяет страну-участницу параллельной работы, ответственную за организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также за организацию коррекции синхронного электрического времени;

- определяет слабые связи и сечения сети энергообъединения, требующие совместной (двумя или более странами) организации скоординированных действий по ограничению перетоков максимально допустимой величиной;

- определяет величину аварийного расчетного небаланса мощности в энергообъединении и соответствующую величину резерва нормированного первичного регулирования;

- распределяет резервы НПРЧ в соответствии с «Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков» [2];

- устанавливает необходимое значение крутизны СЧХ энергообъединения стран СНГ и Балтии;

- задает согласованные значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования.

3.4. Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление, должны обеспечивать в своих энергосистемах организацию первичного (нормированного), вторичного и третичного регулирования, в

том числе:

- размещение необходимых резервов регулировочной мощности;
- управление текущим режимом энергосистемы путём осуществления автоматического (оперативного) вторичного регулирования, а также оперативное поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования;
- создание и эксплуатацию систем АРЧМ;
- разработку технических требований к каждому из видов регулирования, а также мониторинг участия объектов электроэнергетики в первичном, вторичном и третичном регулировании, оценку качества регулирования и его соответствия требованиям для объектов электроэнергетики, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- мониторинг участия энергосистем (районов регулирования) в регулировании частоты и мощности в соответствии с «Методикой мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности» [3].

3.5. Согласованное участие всех энергосистем (районов регулирования) в первичном, вторичном и третичном регулировании с периодической коррекцией синхронного времени позволит обеспечивать поддержание нормального режима работы энергообъединения стран-участниц и выполнение требований к качеству регулирования частоты и перетоков мощности.

3.6. Средствами вторичного регулирования режима совместно с нормированным первичным регулированием частоты должно обеспечиваться:

- поддержание текущей частоты в пределах  $50 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень);
- восстановление нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности районов регулирования в параллельно работающих энергосистемах за время не более 15 минут.

3.7. Ограничение перетоков мощности при превышении максимально допустимых значений в слабых связях и сечениях сети должно осуществляться средствами вторичного и третичного регулирования. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически, либо оперативно (при отсутствии/неэффективности автоматических ограничителей перетока) за минимально возможное время, но не более 20 минут.

3.8. На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться заданный для энергосистем (районов регулирования) суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

– при отклонении частоты время мобилизации 100% заданного резерва должно составлять не более 30 секунд, при этом 50% заданного резерва должно быть мобилизовано за время не более 15 секунд;

– должно быть обеспечено последующее устойчивое удержание пропорциональной текущему отклонению частоты доли заданного первичного резерва вплоть до восстановления нормальной частоты (вхождения частоты в мертвую зону первичного регулирования).

3.9. На электростанциях, выделенных для вторичного регулирования, постоянно должен поддерживаться вторичный резерв, обеспечивающий:

- в энергосистеме, осуществляющей общее вторичное регулирование
  - регулирование частоты (либо заданной с частотной коррекцией обменной мощности по интерфейсу Восток-Запад в случае синхронного объединения с USTE);
  - ограничение перетоков по межгосударственным и внутренним связям энергосистем (районов регулирования) стран СНГ и Балтии;
- в остальных энергосистемах
  - регулирование заданной с частотной коррекцией обменной мощности энергосистем (районов регулирования);
  - ограничение перетоков по межгосударственным и внутренним связям энергосистем (районов регулирования) стран СНГ и Балтии.

#### **4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТРУКТУРЕ И ФУНКЦИЯМ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

4.1. Вторичное регулирование производится в целях:

- поддержания частоты в допустимых пределах;
- поддержания баланса мощности района регулирования путем регулирования заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока района регулирования;
- поддержания перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;
- восстановления резервов первичного регулирования.

4.2. В энергообъединении стран СНГ и Балтии непрерывно должно осуществляться вторичное регулирование частоты (РЧ) или суммарных внешних перетоков с коррекцией по частоте (РПЧ), а также ограничение перетоков мощности по слабым связям и сечениям сети.

4.3. В каждой энергосистеме должно осуществляться региональное вторичное регулирование (оперативное, либо автоматическое).

4.4. Общее вторичное регулирование в энергообъединении выполняется страной-участницей параллельной работы, ответственной за

организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении, которая определяется КОТК.

4.5. В результате действия системы вторичного регулирования суммарный внешний переток каждой энергосистемы (каждого района регулирования) должен поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы (каждого района регулирования) должны устраняться этой энергосистемой (районом регулирования) за время не более 15 минут.

4.6. Система вторичного регулирования энергосистемы (района регулирования) не должна реагировать на небалансы мощности, возникшие в соседних энергосистемах (районах регулирования).

4.7. В то же время система вторичного регулирования энергосистемы (района регулирования) не должна препятствовать действию первичного регулирования своей энергосистемы.

4.8. При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем (в одном из районов регулирования) должны одновременно начинать работать региональное вторичное регулирование (в той энергосистеме, где возник небаланс) и общее вторичное регулирование. По мере того как региональное вторичное регулирование, воздействуя на свои электростанции, компенсирует небаланс мощности, возникший в соответствующей энергосистеме (районе регулирования), резервы общего вторичного регулирования должны восстанавливаться до исходных значений.

4.9. При переходе энергообъединения стран СНГ и Балтии на параллельную работу с энергообъединением УСТЕ общее вторичное регулирование должно быть переведено в режим регулирования суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад с согласованной частотной коррекцией.

4.10. В каждой энергосистеме (районе регулирования) организацией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление, должны быть определены слабые связи и сечения сети, перегрузки которых могут привести к нарушению устойчивости синхронной работы. На этих связях и сечениях должно быть организовано быстродействующее автоматическое ограничение перетоков (АОП). В составе центральных регуляторов (систем АРЧМ) должны быть предусмотрены быстродействующие автоматические ограничители перетоков (АОП) по этим слабым связям и сечениям, выполненные в виде интегральных регуляторов с регулируемой зоной нечувствительности.

4.11. Перегрузки должны выявляться и ликвидироваться АОП, а при его отсутствии/неэффективности – оперативно за минимальное время, но не более 20 минут. Для указанных сечений организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление, должны выделяться электростанции вторичного регулирования с размещением на них вторичного резерва,

достаточного для предотвращения (ликвидации) перегрузки.

4.12. Системе АОП должен предоставляться приоритет перед вторичным регулированием частоты и регулированием суммарного внешнего перетока района регулирования.

4.13. Смежные энергосистемы могут на договорной основе организовывать зональное вторичное регулирование.

4.14. Решение об автоматизации вторичного регулирования (использования системы АРЧМ) должно приниматься в каждом отдельном случае с учётом наличия электростанций, подготовленных к участию в автоматическом вторичном регулировании.

4.15. Вторичное регулирование заданного суммарного внешнего перетока с частотной коррекцией должно выполняться по критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром (подлежащим сведению к нулю) является ошибка района регулирования  $G$  (*area control error*, ACE), вычисляемая по формуле:

$$G = \Delta P + K_{\text{ч}} * \Delta f, \quad \text{МВт},$$

где:  $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$  - отклонение фактического суммарного внешнего перетока мощности  $P$  от планового значения  $P_{\text{пл}}$ , МВт;

$\Delta f = f - f_3$  - отклонение фактического значения частоты  $f$  от заданного значения  $f_3$  (нормально - 50,0 Гц и  $50 \pm 0,01$  Гц в период коррекции синхронного времени);

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

Суммарный внешний переток принят положительным при приеме мощности в энергосистему (район регулирования), отклонение частоты положительно при превышении заданного значения.

Ошибка регулирования  $G$  положительна при возникновении в районе регулирования избытка генерируемой мощности.

4.16. В оперативно-информационных комплексах организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, должно быть предусмотрено формирование и отображение информации о текущем значении ошибки района регулирования для осуществления оперативного регулирования заданного перетока с частотной коррекцией.

4.17. В системах АРЧМ должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы. В случае выполнения функции регулирования частоты, системы АРЧМ должны регулировать частоту по астатическому закону регулирования.

4.18. Информационный обмен между центральным регулятором системы АРЧМ и объектами регулирования должен быть обеспечен отдельной системой сбора и передачи информации для АРЧМ (ССПИ). Не

допускается использование выделенных каналов и отдельных элементов ССПИ для целей, отличных от сбора и передачи данных о режиме энергосистемы и объектов управления, передачи на объекты управляющих воздействий, графиков нагрузки.

4.19. При расчете управляющих воздействий в системах АРЧМ может проводиться оптимизация по составу подключенных к автоматическому управлению объектов.

4.20. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования и ограничения перетоков в энергосистемах (районах регулирования) должны создаваться и постоянно поддерживаться заданные резервы вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного регулирования.

4.21. Величины резервов вторичной регулирующей мощности и их размещение в каждой энергосистеме (районе регулирования) должны определяться в соответствии с «Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков» [2].

4.22. Структура системы АРЧМ в энергосистеме (районе регулирования) может быть:

– **Централизованной**, с одним центральным регулятором, когда энергосистема является одним районом регулирования.

– **Плюралистической**, когда вторичное регулирование осуществляется децентрализованно отдельными регуляторами в энергосистемах, но при этом имеется отдельная система АРЧМ, регулирующая суммарный внешний переток района или зонального района регулирования с коррекцией по частоте и с воздействием на собственные электростанции.

– **Иерархической**, когда система АРЧМ обладает такими же свойствами, как и плюралистическая структура, но имеется координирующая система АРЧМ, которая дополнительно воздействует на регуляторы нижнего уровня.

4.23. Границы каждого района регулирования физически определяются расположением точек измерения внешних перетоков района. При этом алгебраическая сумма внешних перетоков определяет контролируемый суммарный внешний переток.

4.24. Образование зональных районов регулирования с указанием соседних районов регулирования (соседних энергосистем) оформляется специальными документами.

4.25. Зональные районы регулирования формируются свободно, по желанию уполномоченных организаций, энергосистемы которых непосредственно связаны между собой. Информация о формировании

зонального района регулирования, его конфигурации и организации(-й), ответственной(-ых) за регулирование в зональном районе, должна быть разослана всем участникам энергообъединения стран СНГ и Балтии за 6 месяцев до начала работы по новой схеме.

## **5. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

5.1. Программно-технические средства центральных регуляторов системы АРЧМ должны обеспечивать:

- прием телеизмерений (ТИ) и телесигналов (ТС) о состоянии контролируемых и управляемых объектов;

- проверку принимаемой информации на пригодность для дальнейшего использования (оценка достоверности). Критерии достоверности должны учитывать особенности каждого из принимаемых параметров: диапазон изменения, скорость изменения, характеристики системы измерений и доставки информации;

- работу технологических алгоритмов центральных регуляторов системы АРЧМ с циклом не более 1-5 секунд, при использовании АОП рекомендуется цикл в 1 секунду.

5.2. Программно-технические средства центральных регуляторов системы АРЧМ рекомендуется выполнять из двух самостоятельных частей:

- программное обеспечение реального времени (серверное ПО), выполняющее задачи автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (прием и обработка информации, выработка и передача управляющих воздействий);

- программное обеспечение технолога АРЧМ и диспетчера (клиентское ПО).

5.3. Основные функции программного обеспечения реального времени:

- обеспечение выработки управляющих воздействий;
- блокировка выработки управляющих воздействий при поступлении недостоверной информации;

- информирование диспетчерского персонала о возникающих нестандартных ситуациях в работе системы АРЧМ.

5.4. Программное обеспечение технолога АРЧМ и диспетчера должно иметь дружественный человеко-машинный интерфейс, максимально приближенный к тому, который используется на данном диспетчерском пункте в системе ОИК (SCADA/EMS), и обеспечивать следующие функции:

- проведение конфигурирования параметров системы АРЧМ с обеспечением контроля корректности вводимой нормативной информации;
- проведение оперативного контроля за работой и управлением системой;
- ведение журнала событий, характеризующих работу системы (например: сбои, блокировки и т.д.);
- формирование архивов ТИ и ТУ на заданную глубину.

## **6. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМАМ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

6.1. Системы сбора и передачи информации (ССПИ) должны удовлетворять следующим требованиям:

- измерения параметров и передача информации должны производиться циклически (не реже одного раза в 1-2 сек);
- задержка при передаче информации, используемой для управления, от точки измерения на подстанции либо электростанции до ввода в центральный регулятор системы АРЧМ не должна быть более 1 секунды;
- для передачи информации должны использоваться прямые выделенные цифровые каналы связи (по 2 канала на каждое направление: основной и резервный). Оценка качества канала должна производиться на канальном уровне. При пропадании связи на основном канале переход на резервный канал аппаратурой канального уровня должен быть осуществлен не более чем за 1 сек. При пропадании связи по обоим каналам должен быть сформирован и не позднее, чем через 1 сек. передан на пользовательский уровень сигнал “нет связи”;
- обмен данными должен осуществляться по протоколам МЭК 870-5-101 (IEC 60870-5-101: 2003) либо МЭК 870-5-104 (IEC 60870-5-104: 2000);
- пропускная способность канала связи должна определяться из условия обеспечения обмена заданным объемом информации за 1-2 сек.

## **7. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ДАТЧИКАМ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

7.1. Датчики и телеизмерения, используемые в системах оперативного и автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, должны удовлетворять следующим требованиям:

- абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже  $\pm 0,001$

Гц;

– точность измерения активной мощности энергоблока вторичного регулирования должна быть не хуже 1,0% от номинальной мощности энергоблока;

– точность измерения каждого из перетоков мощности по границам энергосистемы и энергообъединения (соответствующего района регулирования), входящего в состав суммарного внешнего перетока мощности, должна быть не хуже 1,0% его полного диапазона измерения;

– перетоки мощности на контролируемых линиях электропередачи должны измеряться по обоим концам линий;

– измерения перетоков мощности, контролируемых системой АРЧМ, должны дублироваться;

– объекты управления должны быть связаны с системами АРЧМ через прямые выделенные каналы связи.

## **8. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СТАНЦИОННЫМ УСТРОЙСТВАМ УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ НА ТЭС И ГЭС, УЧАСТВУЮЩИХ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

8.1. Для целей автоматического вторичного регулирования следует привлекать маневренные автоматизированные гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые энергоблоки, способные к изменению мощности в пределах выделенного вторичного резерва под воздействием сигнала от центрального регулятора с заданной скоростью и удовлетворяющие следующим требованиям:

– измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже 1%;

– переходный процесс изменения активной мощности должен носить апериодический характер без перерегулирования. Допускается отклонение от апериодического процесса изменения активной мощности без перерегулирования не более, чем на 1% от номинальной мощности.

8.2. Для проверки состояния и качества выполнения требований к системе регулирования должна проводиться непрерывная архивная регистрация всех необходимых для автоматического вторичного регулирования параметров энергоблока с дискретизацией по времени не более 1 секунды. Время регистрации должно быть привязано к единому астрономическому времени с точностью не хуже 1 секунды.

8.3. Процесс регулирования активной мощности при выполнении требований по вторичному регулированию должен проходить в автоматическом режиме без участия оперативного персонала станции в пределах заданных диапазонов вторичного регулирования.

## **9. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

9.1. Средства АРЧМ должны удовлетворять следующим требованиям по надежности:

– должны использоваться резервированные, помехозащищенные, как правило, цифровые каналы передачи данных, имеющие надежность для каждого канала не ниже 99.99%. Обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения (снижения точности) передаваемой информации;

– программно-аппаратные комплексы АРЧМ должны иметь резервирование технических средств (горячий резерв), защиту от потери информации, от сбоев программного обеспечения и сбоев в системах сбора информации;

– терминалы АРЧМ на электростанциях вторичного регулирования должны быть защищены от приёма ложных команд телеуправления при сбоях в работе каналов телеуправления и в центральных регуляторах АРЧМ;

– терминалы АРЧМ на электрических станциях должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации и от ложных команд при сбоях в системах АРЧМ, в каналах телеуправления.

9.2. Средства АРЧМ должны удовлетворять следующим требованиям по безопасности:

– должно быть обеспечено предотвращение несанкционированного доступа;

– безопасность должна обеспечиваться с помощью программно-технических средств, разделения ЛВС посредством системных фильтров и администрирования с определением уровня доступа;

– управление системой (ручной ввод параметров управления) должно осуществляться только авторизованными пользователями.

## **10. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

[1] Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков, утверждены решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 года, протокол № 32.

[2] Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утверждена решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г., протокол № 30.

[3] Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности (в процессе разработки).