

**ВЫПИСКА**  
**из Протокола 34-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**  
**(24 октября 2008 года, г. Минск)**

**11.1. О документах, разработанных Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)**

---

*(Мишук Е.С., Шматко С.И.)*

Заслушав информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить разработанные в 2008 году в соответствии с Планом работы КОТК на 2006-2008 гг. и Решением 15-го заседания КОТК документы:

– Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности (**Приложение**).

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол № 34 от 24 октября 2008 года

**ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

**СОГЛАСОВАНЫ**

решением КОТК

Протокол № 7-з от 1 июля 2008 года

**1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РЕКОМЕНДАЦИЙ**

1.1. Настоящие «Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности» (далее – «Основные рекомендации») призваны обеспечить единство подхода, унификации технических параметров обмена данными между национальными диспетчерскими центрами энергосистем стран СНГ и Балтии при разработке методов измерения перетоков мощности в рамках модернизации существующих или внедрения новых ССПИ, входящих в системы диспетчерского контроля, обработки и отображения информации.

1.2. Настоящие Основные рекомендации не имеют целью создание специальных систем измерения перетоков мощности по межгосударственным линиям электропередачи, а лишь призваны улучшить характеристики действующих либо модернизируемых объектных ССПИ и оперативно-информационных комплексов НДЦ.

1.3. Настоящий документ содержит общие рекомендации, которые должны учитывать национальные диспетчерские центры стран СНГ и Балтии для организации измерений перетоков мощности по МГЛЭП напряжением 110 кВ и выше. Конкретные технические требования к измерениям перетоков мощности, в том числе к параметрам измерительных устройств и используемым протоколам обмена данными должны устанавливаться по согласованию между национальными диспетчерскими центрами энергосистем стран СНГ и Балтии, организующими обмен данными о перетоках мощности как в нормальных условиях, так и в условиях аварийных отключений, в целом не вызывающих по своим последствиям нарушений нормальных условий работы энергообъединения.

1.4. Основные рекомендации предназначены для субъектов оперативно-диспетчерского управления энергосистем государств СНГ и Балтии, а также для проектных,

научно-исследовательских и других организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих исследование, проектирование и эксплуатацию электроэнергетических систем.

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

1.6. Порядок ввода в действие настоящих Основных рекомендаций устанавливается Электроэнергетическим Советом СНГ по представлению КОТК.

## 2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**АСДУ** – автоматизированная система диспетчерского управления;

**ОИК** – оперативно-информационный комплекс;

**ЛВС** – локальная вычислительная сеть;

**АИИС КУЭ** – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

**МЭК** – международная электроэнергетическая комиссия;

**ССПИ** – система сбора и передачи информации;

**НДЦ** - национальный диспетчерский центр;

**ЭЭС СНГ** – Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств;

**УСТЕ** – Международная Ассоциация Системных операторов стран западной и центральной Европы – Союз по координации передачи электроэнергии;

**МГЛЭП** - межгосударственные линии электропередачи, проходящие через границу соседних государств;

**ПТК** - программно-технический комплекс;

**Переток мощности** – контролируемый переток мощности по межгосударственным ЛЭП;

**Измерение перетоков мощности для целей диспетчерского управления** - измерение перетоков мощности по межгосударственным ЛЭП напряжением 110 кВ и выше в целях осуществления оперативного контроля за соответствием фактических величин перетоков мощности плановым и фиксации величин отклонений, не предусмотренных диспетчерским (торговым) графиком в целях недопущения перегрузки;

**Объекты электроэнергетики** – имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии и оперативно-диспетчерского управления;

**Средства измерений** - технические средства, предназначенные для измерений, имеющие нормированные метрологические характеристики, воспроизводящие и (или) хранящие единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени;

**Первичный измерительный преобразователь** - измерительный преобразователь, на который непосредственно воздействует измеряемая физическая величина, т.е. первый преобразователь в измерительной цепи измерительного прибора (установки, системы).

### 3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСНОВНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

3.1. Измерения перетоков мощности по МГЛЭП рекомендуется организовать на базе самых передовых подходов, применяемых при создании ССПИ:

- передовой микропроцессорной техники и цифровых технологий, с программируемыми функциями и удобным графическим интерфейсом ко всем реализованным функциям;
- сетевой структуры с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения;
- системного и прикладного ПО с функциями контроля, диагностирования и управления ресурсами.

### 4. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА

4.1. Организационная структура измерения перетоков мощности по МГЛЭП должна в общем случае представлять собой автоматизированную иерархическую систему с несколькими уровнями сбора, обработки и передачи данных на соответствующих уровнях диспетчерского управления энергосистемами:

• *Объектовый (нижний) уровень* сбора, обработки и передачи данных о перетоках мощности - подстанции или электростанции с МГЛЭП. На этом уровне организуется программно-технический комплекс (ПТК) измерений *нижнего уровня*;

• *Центральный (верхний) уровень* сбора, обработки и передачи данных о перетоках мощности - НДЦ энергосистем, входящих в энергообъединение стран СНГ и Балтии.

На этом уровне создается *ПТК измерений верхнего уровня*.

4.2. Функционально при организации измерений перетоков мощности должны быть выработаны унифицированные требования для:

- *измерительной* системы, устанавливаемой на энергообъектах с межгосударственными линиями электропередачи;
- *информационной* системы, устанавливаемой на энергообъектах и НДЦ.

4.3. Унифицированные требования к измерительной системе должны включать технические параметры следующего оборудования:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- контрольно-измерительные приборы перетоков мощности в режиме реального времени;
- аппаратно-программные комплексы, осуществляющие прием данных от контрольно-измерительных приборов.

Возможно применение комплексных устройств, совмещающих функции измерения, сбора, обработки и передачи данных.

4.4. Измерительная система обеспечивает измерение значений перетоков мощности.

4.5. Достоверность данных, получаемых от измерительной системы, обеспечивается, в том числе и тем, что средства измерений, являющиеся компонентами измерительных каналов, должны иметь соответствующий класс точности, внесены в Государственные реестры средств измерений государств СНГ и Балтии и иметь действующие свидетельства и/или клейма о поверке.

4.6. Информационная система может включать:

- средства телекоммуникации для сбора и передачи информации;
- передающие устройства ;
- приемно-передающие устройства;
- измерительные каналы телемеханики;
- каналы межуровневого обмена для передачи данных;
- каналы связи;
- активное и пассивное сетевое оборудование ЛВС (серверы, дисплеи, принтеры и т.д.);
- программно-техническое обеспечение для обработки, хранения, отображения и документирования информации.

4.7. Информационная система должна обеспечивать передачу телеинформации и межуровневый обмен данными между энергообъектами и ОИК соответствующего НДЦ.

## **5. ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ**

### **5.1. Места установки средств измерений**

Все МГЛЭП должны иметь средства измерений перетоков мощности нижнего уровня.

### **5.2. Выполнение измерений**

Средства измерений должны осуществлять измерение реального перетока активной мощности в МВт, в режиме реального времени.

### **5.3. Погрешность измерений**

Погрешность измерений активной мощности в каждой межгосударственной линии электропередачи должна быть не выше 1,5% номинальной величины (в полном диапазоне измерений, включая дискретизацию).

### **5.4. Передача измерений**

5.4.1. Результаты измерений с нижнего уровня должны передаваться на верхний уровень (НДЦ).

5.4.2. Измерения перетоков мощности должны передаваться по дублированным каналам передачи данных, имеющим контроль сбоев системы передачи данных.

5.4.3. Дублирование должно осуществляться в течение времени, определенного техническими условиями.

5.4.3. Задержка передачи данных не должна превышать 5 секунд.

### **5.5. Замещающие измерения**

5.5.1. Параллельно основному оборудованию, используемому для измерений, рекомендуется иметь резервное оборудование.

5.5.2. Замещающие измерения обязательны для всех межгосударственных линий электропередачи, влияющих на работу смежных энергосистем.

5.5.3. В качестве замещающих могут использоваться измерения, полученные от ССПИ объектов электроэнергетики смежных национальных энергосистем. В этом случае обмен данными осуществляется на уровне НДЦ энергосистем.

### **5.6. Рекомендательные функции**

К рекомендательным функциям относятся:

- присвоение меток времени;
- синхронизация внутренних часов с устройствами астрономического времени;
- фиксация и передача служебной информации о состоянии;
- индикатор или устройство для отображения измерений;
- программная и аппаратная защита от несанкционированного доступа.

## **6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФУНКЦИЙ (ЗАДАЧ) ПО ИНТЕГРИРУЕМОСТИ С НОВЫМИ И УНАСЛЕДОВАННЫМИ ПРИЛОЖЕНИЯМИ**

### **6.1. Функции (задачи) ПТК *нижнего* уровня**

ПТК нижнего уровня осуществляет:

- измерение перетоков мощности по межгосударственным линиям электропередачи, связанным с энергообъектом;
- параметризацию устройств комплекса;
- контроль достоверности данных телеизмерений перетоков мощности и работоспособности комплекса;
- синхронизацию с астрономическим временем;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- формирование и передачу информации перетоков мощности на ПТК верхнего уровня;
- отображение при необходимости информации перетоков мощности.

### **6.2. Функции (задачи) ПТК *верхнего* уровня**

ПТК верхнего уровня осуществляет:

- сбор от *ПТК нижнего уровня* требуемой информации перетоков мощности, входящих в состав суммарного внешнего перетока мощности соответствующего НДЦ;
- обмен информацией о перетоках мощности с подсистемой диспетчерского управления и другими подсистемами АСДУ НДЦ;
- обмен информацией о перетоках мощности с субъектами рынка электроэнергии в части, их касающейся;
- организация взаимодействия между заинтересованными сторонами информацией о перетоках мощности по МГЛЭП;
- синхронизацию по астрономическому времени;
- контроль работоспособности системы измерений в целом;
- защиту информации от потери и несанкционированного доступа;
- хранение и отображение информации.

## **7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИНТЕРФЕЙСА С ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ**

7.1. Для повышения точности измерений электрических параметров рекомендуется перейти к измерительному каналу с прямым вводом измерения электрических величин переменного тока и напряжения с максимальным приближением цифро-аналоговых преобразователей к объектам измерения.

Построение в ССПИ нижнего уровня измерительного канала с прямым вводом измеряемых электрических величин от измерительных обмоток ТТ и ТН класса не ниже 0,5 позволит уменьшить основную погрешность измерения мощности.

7.2. Комплексным подходом к решению задачи повышения точности измерений перетоков мощности по МГЛЭП является применение многофункционального устройства телемеханики (МФУ ТМ), объединяющего *измеритель параметров присоединения* с прямым вводом измерений переменного тока и напряжения, *вычислитель* производных параметров тока и напряжения (в т.ч. мощности) и *устройство сбора и передачи данных* в НДЦ.

МФУ ТМ должен иметь возможность оснащения несколькими коммуникационными интерфейсами, позволяющими вести обмен данными по нескольким каналам связи.

7.3. Если энергообъекты с межгосударственными линиями электропередачи не оснащены средствами телеизмерений, то для целей оперативно-технологического контроля могут использоваться данные АИИС КУЭ.

7.4. Срок хранения информации (измерений перетоков мощности) в АСДУ верхнего уровня – не менее 3 месяцев.

## **8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ СИСТЕМЫ СБОРА, ПЕРЕДАЧИ, ОБРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ**

### **8.1. Измерения параметров и передача информации**

Измерения параметров и передача информации о перетоках мощности должны производиться не реже одного раза в 5,0 сек.

### **8.2. Обмен измерениями**

Обмен измерениями может осуществляться в соответствии с п.5.5.

### **8.3. Хранение и защита данных**

При обмене измерениями между НДЦ энергосистем условия охраны и конфиденциальности передаваемой информации определяются отдельными соглашениями между сторонами информационного обмена.

### **8.4. Рекомендации по развитию и совершенствованию измерений**

Для обеспечения возможности развития и совершенствования измерений перетоков мощности по МГЛЭП рекомендуется привести основные технические и программные решения по организации измерений в соответствии следующим требованиям:

- модульности аппаратных и программных средств;
- максимально возможной унификации аппаратных и программных средств;
- возможности увеличения количества точек;
- использования интерфейсов и открытых международных протоколов обмена;
- использования серийно выпускаемых технических и программных средств;
- использования цифровых методов обработки данных.

### **8.5. Рекомендации по обеспечению надежности**

При модернизации либо новом строительстве энергообъектов значения показателей надежности системы измерений рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,99;
- среднее время восстановления - не более 1 часа.

## **8.6. Рекомендации по обеспечению информационной безопасности и защите информации от несанкционированного доступа**

При обмене информацией между НДЦ условия охраны и конфиденциальности передаваемой информации должны определяться отдельными соглашениями между сторонами информационного обмена.

## **8.7. Рекомендации по информационному обеспечению (каналы передачи данных, пропускная способность, протоколы и т.п.)**

8.7.1. Способы, протоколы и регламент передачи данных о перетоках мощности между НДЦ энергосистем соседних государств определяются по согласованию Системных Операторов.

8.7.2. Для обмена данными и информацией рекомендуется использование международных протоколов МЭК, утвержденных Международным Энергетическим Комитетом.

## **8.8. Рекомендации по подключению первичных измерительных преобразователей к цепям трансформаторов тока и напряжения**

Первичные измерительные преобразователи рекомендуется подключать к отдельным измерительным выводам трансформаторов тока и напряжения. Классы точности ТТ и ТН рекомендуется иметь не хуже 0,5S.

## **9. ВЗАИМОСВЯЗЬ С ДРУГИМИ НТД**

Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности гармонизированы с нормативными правовыми документами, принятыми в рамках ЭЭС СНГ, в том числе:

- Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств (подписан на заседании Совета глав правительств СНГ 25 ноября 1998 г.);
- Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников Содружества Независимых Государств (подписано на заседании Совета глав правительств СНГ 25 января 2000 г.);
- Положение о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем (подписано на заседании ЭЭС СНГ 10 июня 2004 г.);
- Соглашение об организации межгосударственного обмена информацией в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств (утверждено Решением ЭЭС СНГ от 21 апреля 1994 г.);
- Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии (утверждена Решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 г.);
- Правила планирования графиков перетоков электроэнергии (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2007 г.);
- Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков (утверждены Решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.);
- РМГ 29-99 «МЕТРОЛОГИЯ. Основные термины и определения».