

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РЕКОМЕНДАЦИЙ.....	3
2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3
3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСНОВНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ	4
4. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА	4
5. ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ.....	5
5.1. Места установки средств измерения.....	5
5.2. Выполнение измерений.....	5
5.3. Погрешность измерений.....	5
5.4. Передача измерений.....	5
5.5. Замещающие измерения.....	5
5.6. Рекомендательные функции.....	5
6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФУНКЦИЙ (ЗАДАЧ) ПО ИНТЕГРИРУЕМОСТИ С НОВЫМИ И УНАСЛЕДОВАННЫМИ ПРИЛОЖЕНИЯМИ.....	6
6.1. Функции (задачи) ПТК <i>нижнего</i> уровня	6
6.2. Функции (задачи) ПТК <i>верхнего</i> уровня	6
7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИНТЕРФЕЙСА С ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ.....	6
8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ СИСТЕМЫ СБОРА. ПЕРЕДАЧИ, ОБРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ.....	7
8.1. Измерения параметров и передача информации.....	7
8.2. Обмен измерениями.....	7
8.3. Хранение и защита данных.....	7
8.4. Рекомендации по развитию и совершенствованию измерений.....	7
8.5. Рекомендации по обеспечению надежности.....	7
8.6. Рекомендации по обеспечению информационной безопасности и защите информации от несанкционированного доступа.....	7
8.7. Рекомендации по информационному обеспечению (каналы передачи данных, пропускная способность, протоколы и т.п.).....	8
8.8. Рекомендации по подключению измерительных преобразователей к цепям трансформаторов тока и напряжения.....	8
9. ВЗАИМОСВЯЗЬ С ДРУГИМИ НТД.....	8

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 взаимообмена 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 претоков 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».
-