



**Мельников Павел Валентинович,
ст. преподаватель кафедры РЗиАЭс МЭИ(ТУ)**

**АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИНТЕГРАЦИИ
АИИС КУЭ В КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ
СРЕДСТВ ПА ВЫДЕЛЕНИЯ
СОБСТВЕННОГО ИСТОЧНИКА НА
ИЗОЛИРОВАННУЮ РАБОТУ СО
СБАЛАНСИРОВАННОЙ НАГРУЗКОЙ**

МЭИ (ТУ)

В принцип работы ПА системной автоматики заложены алгоритмы поддержания баланса мощностей генерации и потребления.

Пуск и величина управляющего воздействия формируется как следствие факта нарушения параметров устойчивости.

Расчетные параметры отключаемых нагрузок могут не соответствовать реальным текущим.

Следовательно, точная балансировка мощностей путем последовательного перебора дискретно отключаемых нагрузок требует достаточно длительное время и излишних коммутаций в цепях потребителей.

При реализации АИИС КУЭ с соблюдением всех требований и правил имеется возможность осуществлять контроль энергопотребления и иметь величины потребляемых или генерируемых мощностей как минимум в получасовом интервале.

При организации требований для технического учета, задачей которого помимо учета потребления является контроль и управление текущим режимом энергопотребления, на той же самой инфраструктуре без дополнительных затрат на оборудование можно получать интервалы энергопотребления в пределах от 1-й до 3-х минут.

Согласно правилам учета активной электроэнергии на электростанциях и в электрических сетях приборы учета должны быть установлены:

- На генераторах,*
- На трансформаторах собственных нужд,*
- На линиях, присоединенных к шинам основного напряжения,*
- У потребителей электроэнергии на хозяйственные нужды,*
- На межсистемных линиях электропередачи,*

- На линиях, принадлежащих потребителям.*

Технический контроль требует установки счетчиков практически на все сечения сетей.

Таким образом появляется возможность аналитически определять балансы:

-генерируемой,

-импортируемой,

-экспортируемой

- потребляемой мощностей,

оценки резервов:

- по мощностям собственной генерации

- по пропускным мощностям питающих линий,

определить запас статической устойчивости и мгновенно рассчитать небаланс при исчезновении поступления мощности от внешней системы по каждому из присоединений распределенной системы электроснабжения по факту их отключения РЗА.



Организация АИИС КУЭ подразумевает наличие системы сбора данных, содержащих каналы связи и связное оборудование, которые могут быть использованы не только для опроса приборов учета, но для управления нагрузками.

Измерительной базой системы АИИС КУЭ являются счетчики с измерительными преобразователями тока и напряжения, позволяющие определять параметры режимов электроснабжения с точностью измерений активной, реактивной энергии и параметров энергопотребления от 0.2%.

Последние модификации микропроцессорных счетчиков имеют достаточно большой встроенный функциональный сервис, с такими возможностями как:

Силовые контакты управления;

Определение режимов превышения мощности;

Определение реверса электрической мощности;

Определение пропадания напряжения;

Быстродействующую измерительную часть с отдельным интерфейсом, которая позволяет осуществлять полный комплекс замеров на секундном интервале времени.

Возможность контроля параметров качества электроснабжения.

Следующим в иерархии технических средств АИИС КУЭ является устройство сбора и передачи данных (УСПД).

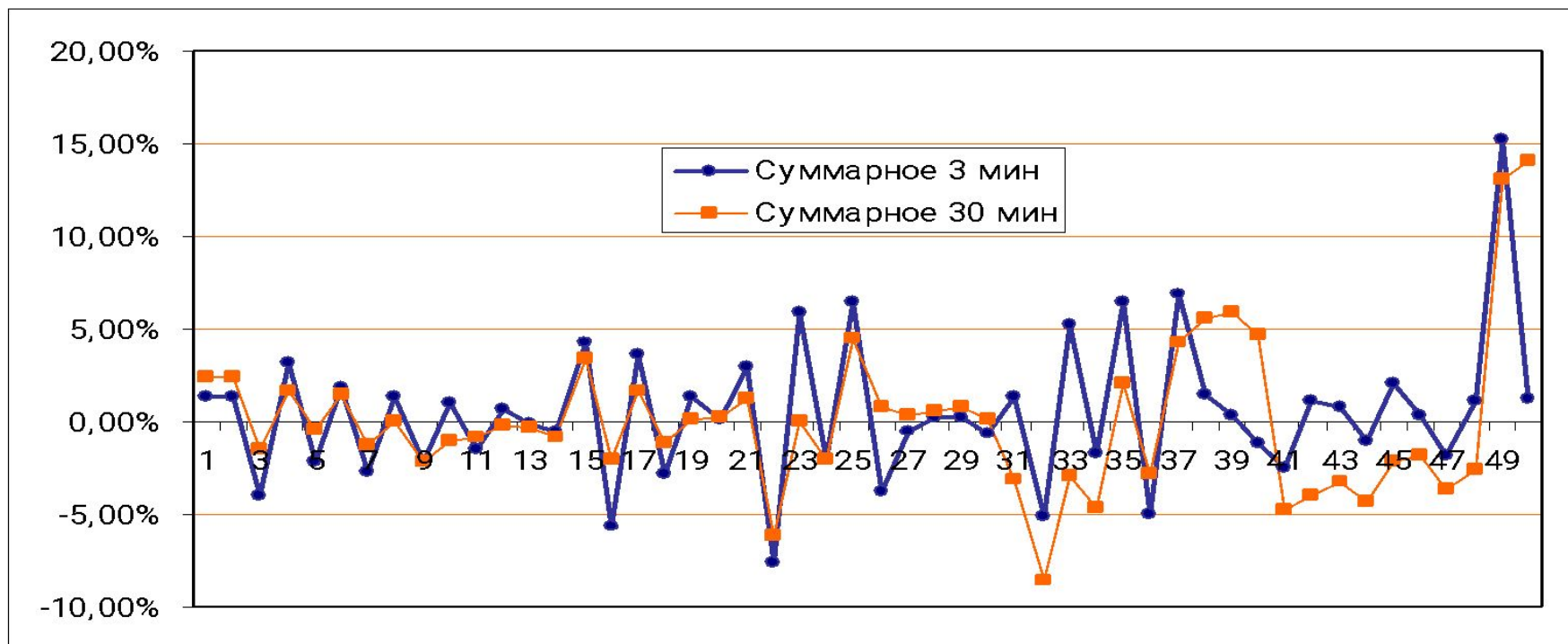
Последние модификации данного устройства помимо сбора и обработки коммерческих и технических данных могут выполнять функции контроллера удаленного доступа с дискретными входами, управляемыми выходами и встроенной программной логикой для реализации различных технологических алгоритмов.

Наличие скоростных интерфейсов, таких как Ethernet, позволяет с минимальной задержкой управлять коммутационной аппаратурой, подключаемой к УСПД, а разработка и внедрение стандарта МЭК-61850 позволит достигнуть

быстродействия микропроцессорных систем релейной защиты.



Анализ энергопотребления на основе измерений счетчиков показывает, что относительное изменение мгновенной мощности потребителя на трехминутном и на получасовом интервале находится примерно в одном диапазоне ожидания и близок к погрешности измерения измерительного тракта АИИС КУЭ, значение которой для энергетических компаний не превышает $\pm 4\%$, а для бытовых потребителей $\pm 10\%$.



По измерениям, на каждом из фидеров потребителя, случайный характер скачка мощности нагрузки может достигать $\pm 30\%-40\%$. Однако влияние данного скачка изменения мгновенной мощности нагрузки на одном из фидеров на суммарное изменение мощности

потребителя пропорциональна соотношению:

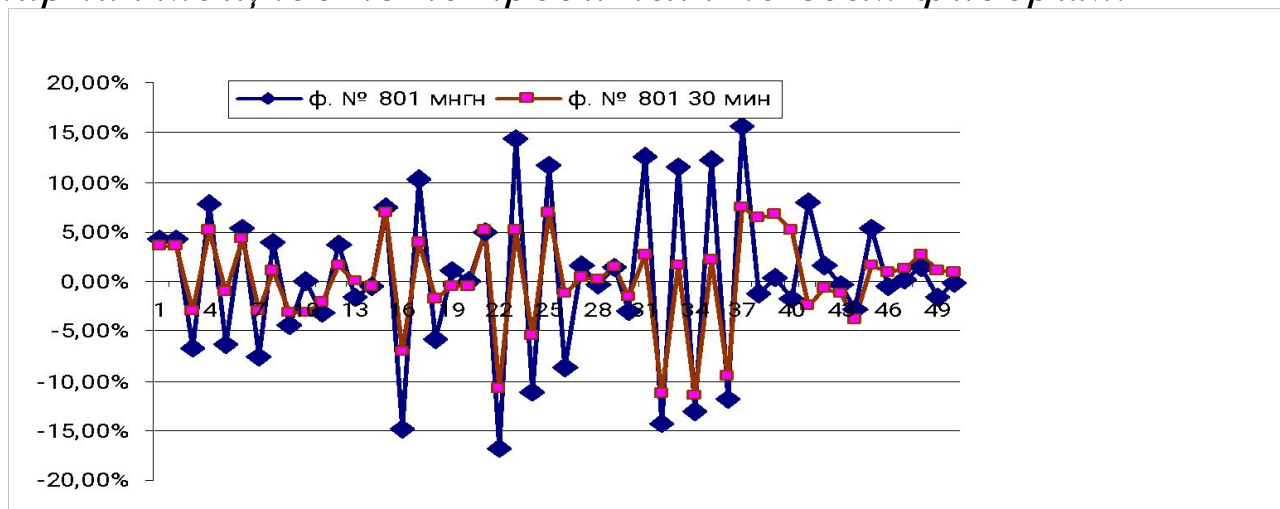
$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_i \frac{P_i}{P_{\Sigma}}$$

где: P_i – величина мощности потребителя на одном из фидеров;

ΔP_i – изменение мгновенной мощности у одного из потребителей;

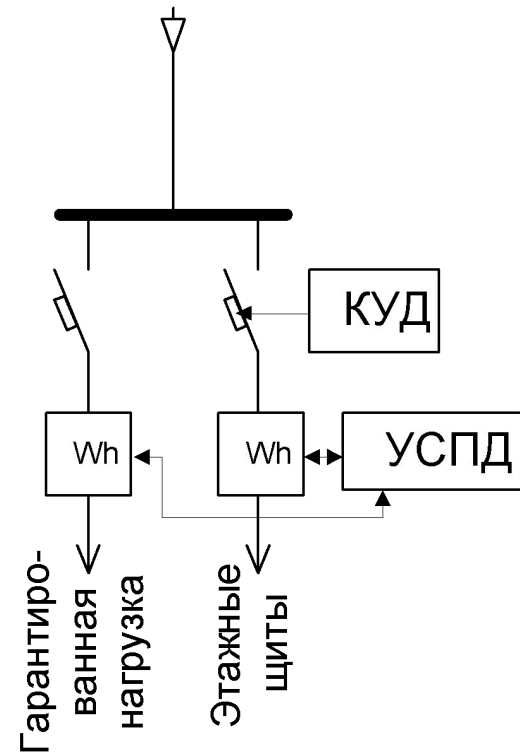
ΔP_{Σ} – изменение суммарной мгновенной мощности;

P_{Σ} – суммарная мощность потребителя по всем фидерам.



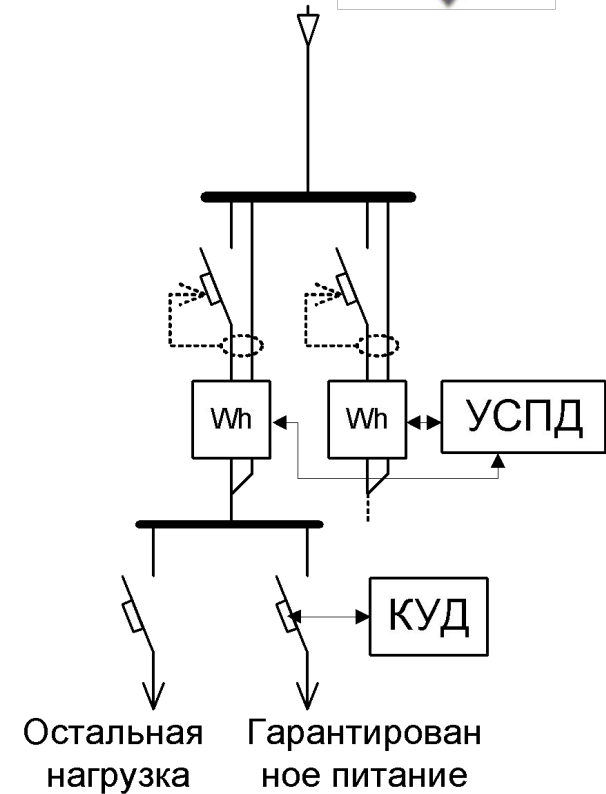
Для возможности использования потребителей ЖКХ в системе ПА, необходимы организационные и технические мероприятия по разделению нагрузок в соответствии со степенью их важности на следующие группы:

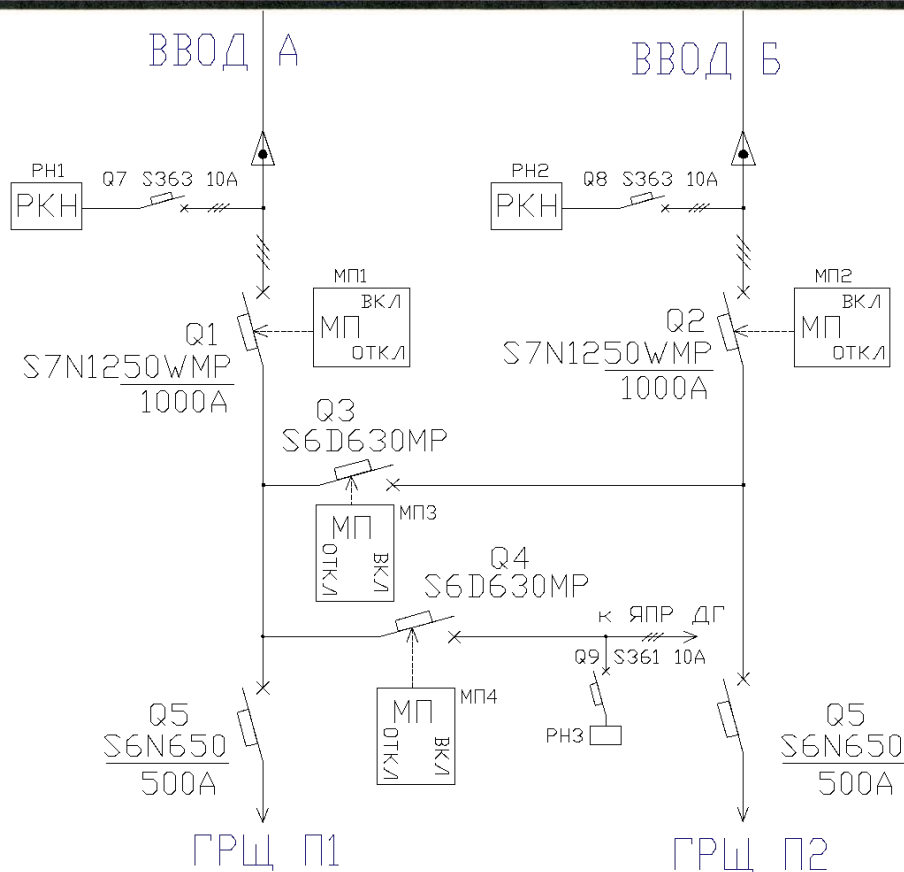
Группа 1 – системы безопасности и жизнеобеспечения здания, находящиеся в зоне ответственности служб эксплуатации. К ним надо отнести питание лифтового оборудования, освещение подъездов и лестничных клеток, циркуляционные насосы систем водоснабжения и охранно-пожарную сигнализацию со слаботочными системами связи (ОПС). Отделить эту группу достаточно просто, так как эти системы имеют отдельный фидер на ВРУ здания, иногда устройство АВР при наличии 2-х вводов и, как правило, требуют установку отдельного учета.



Группа 2 – гарантированное питание нагрузок конечных пользователей, к которым можно отнести часть освещения и розеток для питания телефона, холодильника в квартирах. Решение данной задачи требует серьезных материальных затрат по реконструкции проводки в существующих квартирах пользователей и вряд ли достижима. Однако если учитывать возможность разделения нагрузок бытового потребителя на будущее, и заложить ее в технические условия при новом строительстве и капитальной реконструкции зданий, то появится возможность использовать ее как гарантированное питание конечного потребителя.

Группа 3 – все остальное оборудование в квартирах, отключение которого допустимо использовать при системных авариях для ПА отключений.





Интеграция такого ВРУ в систему ПА не представляет технических трудностей и заключается только в корректировке программ локальной автоматики управления резервированием по вводам для введения блокировок автоматических коммутаций в приоритетном режиме ПА отключений, производимых с верхнего уровня.

Имея в наличии данные текущего баланса активных и реактивных мощностей, имея доступ к дистанционно управляемым коммутационным аппаратам, появляется возможность создания тонкого инструмента, обеспечивающего баланс мощностей в пределах устойчивости для любого энергопредприятия, участка сети и конечного потребителя.

Таким образом, полученная информация позволяет оценить реальный уровень энергопотребления и реальный баланс активных и реактивных мощностей на текущее время, которые могут реально отличаться от расчетных параметров мощностей при выборе потребителей для реализации традиционных очередей АЧР и САОН.



*Единственным средством управления распределенной коммутацией в структуре АИИС КУЭ сегодня могут быть УСПД с функцией удаленного контроллера, или дополнительный удаленный контроллер, устанавливаемый рядом с УСПД не имеющим таких возможностей. Организация скоростной связи в рамках создания информационной инфраструктуры мегаполиса является реально достижимой с созданием цифровых сетей связи, таких как **выделенный интернет** по уплотненным каналам проводной связи, **выделенным проводным каналам, каналам оптоволоконной связи**, которая закладывается как для вновь возводимых зданий, так и для зданий, находящихся в эксплуатации как дополнительный информационный сервис.*

**Большие перспективы использования
распределенной структуры ПА автоматики
открываются с применением стандарта для систем
связи**

МЭК 61850

с использованием GOOSE

(Generic Object Oriented Substation Event)

**сообщений, которые как раз и ориентированы на
широковещательную связь.**

*Практика испытаний и применения таких сетей
позволяет гарантировать время получения исполнительным
устройством команд со временем задержки, не превышающим
25 мс от момента формирования данной команды.*

Важное значение, помимо скоростных параметров каналов передачи данных, имеет собственно само быстроедействие принятия оперативных решений центром управления дозировки воздействий ПА, которое определяется объемом задач, решаемых центром и методикой принятия решений.

Объемы задач управляющего центра определяются структурой системы ПА и ее количественным составом в рамках следующей классификации:

- Локальная ПА (ЛПА) – противоаварийная автоматика отдельного объекта энергетической системы (ЭС), имеющая собственную логику выбора управляющих воздействий, использующая, как правило, местную информацию.

Важное значение, помимо скоростных параметров каналов передачи данных, имеет собственно само быстроедействие принятия оперативных решений центром управления дозирования воздействий ПА, которое определяется объемом задач, решаемых центром и методикой принятия решений.

Объемы задач управляющего центра определяются структурой системы ПА и ее количественным составом в рамках следующей классификации:

- Локальная ПА (ЛПА)

- Децентрализованная ПА (ДПА) (Decentralized controlling system) – совокупность устройств ПА, размещенных на разных объектах ЭС, объединенных единым принципом действия, взаимно скоординированными параметрами настройки, но без центрального устройства.

Важное значение, помимо скоростных параметров каналов передачи данных, имеет собственно само быстроедействие принятия оперативных решений центром управления дозировки воздействий ПА, которое определяется объемом задач, решаемых центром и методикой принятия решений.

Объемы задач управляющего центра определяются структурой системы ПА и ее количественным составом в рамках следующей классификации:

- Локальная ПА (ЛПА)*
- Децентрализованная ПА (ДПА)*

- Централизованная ПА (ЦПА) (Centralized controlling system) – ПА, контролирующая совокупность схемно-режимных параметров района управления энергосистемы, с единым центром принятия решений, реализующая управляющие воздействия на объектах энергетики, рассредоточенных в обслуживаемом районе и связанных каналами передачи информации с центром.

Важное значение, помимо скоростных параметров каналов передачи данных, имеет собственно само быстроедействие принятия оперативных решений центром управления дозировки воздействий ПА, которое определяется объемом задач, решаемых центром и методикой принятия решений.

Объемы задач управляющего центра определяются структурой системы ПА и ее количественным составом в рамках следующей классификации:

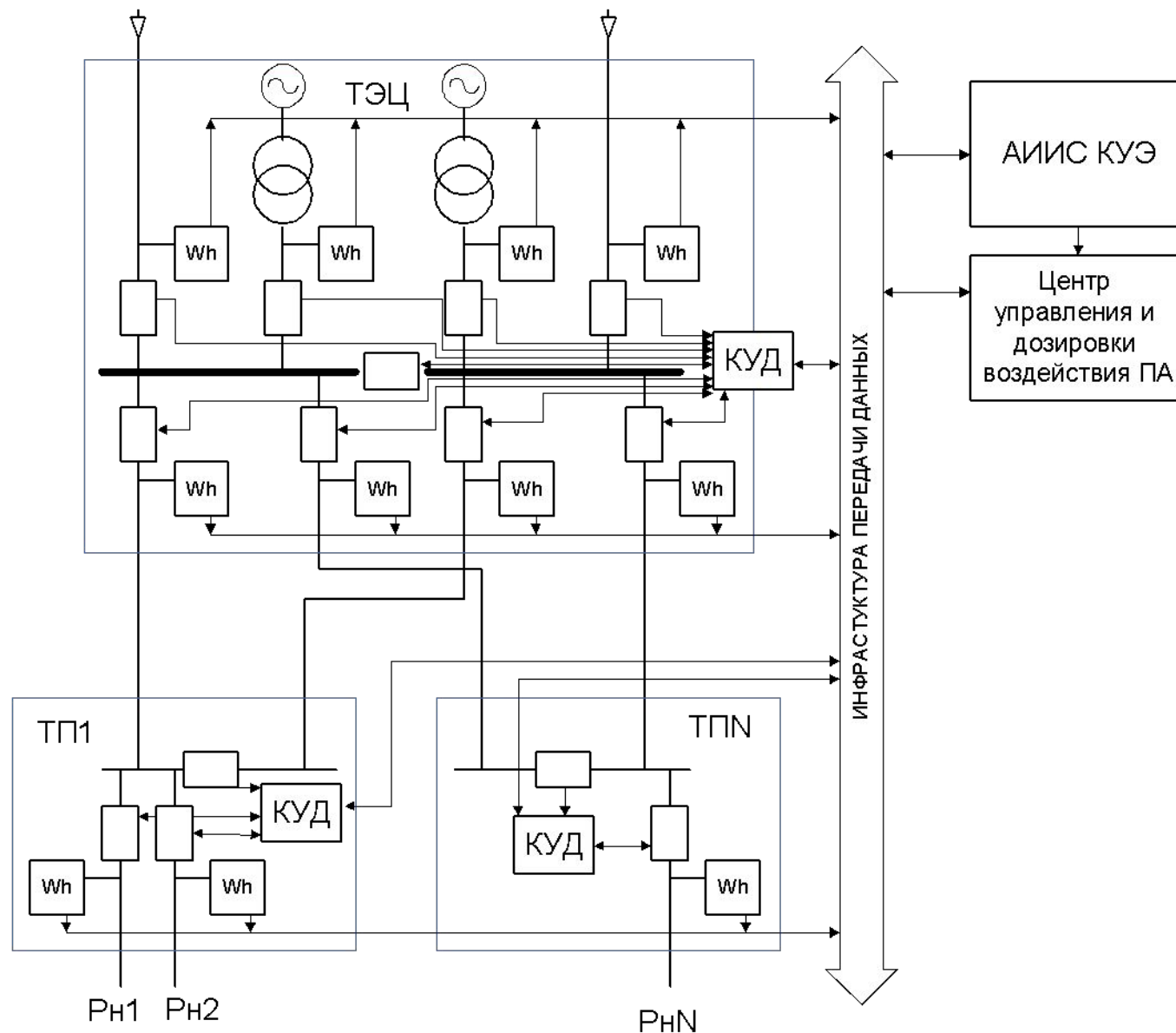
- Локальная ПА (ЛПА)*
- Децентрализованная ПА (ДПА)*
- Централизованная ПА (ЦПА)*

- Интегрированная в ЦПА локальная ПА – включенная в состав ЦПА локальная ПА, осуществляющая в дополнение к собственному управлению передачу на верхние уровни ЦПА информации о своем состоянии и приоритетное исполнение команд ЦПА по вводу управляющих воздействий.

Важное значение, помимо скоростных параметров каналов передачи данных, имеет собственно само быстроедействие принятия оперативных решений центром управления дозировки воздействий ПА, которое определяется объемом задач, решаемых центром и методикой принятия решений.

Объемы задач управляющего центра определяются структурой системы ПА и ее количественным составом в рамках следующей классификации:

- Локальная ПА (ЛПА)*
- Децентрализованная ПА (ДПА)*
- Централизованная ПА (ЦПА)*
- Интегрированная в ЦПА локальная ПА*
 - Централизованная координирующая ПА (ЦКПА) (Centralized emergency control system) – ПА, осуществляющая согласование параметров срабатывания подсистемы ПА одного района управления с параметрами режима объектов управления и параметрами срабатывания подсистем ПА других районов управления.*



Пример схемы участка системы электроснабжения для ТЭЦ МЭИ

На примере схемы участка системы электроснабжения для ТЭЦ МЭИ можно выделить несколько критических сечений, при отключении которых или заданном режимном ограничении мощности по ним необходимо выполнять оперативные ПА отключения. Эти сечения в порядке приоритета:

- Две линии связи с ТЭЦ 11.
- Два генератора с трансформаторами связи.

Для предварительного расчета сбалансированной нагрузкой при аварийном событии следует рассмотреть несколько сценариев развития аварии или режимных ограничений :

Отключение первой линии связи.

Отключение второй линии связи.

Отключение двух линий связи.

Противоаварийное ограничение мощности по первой линии связи.

Противоаварийное ограничение мощности по второй линии связи.

Отключение первого генератора.

Отключение второго генератора.

Пусковой список потребителей, подлежащих отключению по каждому возможному сценарию например, при отключении линии от внешней системы, определяется по соотношению:

$$\sum_{i=1}^k P_{Hi} \geq P_{\Gamma} + \Delta P_{\Gamma} - \Delta P_{\Pi} \frac{\sum_{i=1}^k P_{Hi}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}}$$

где: P_{Hi} – мощность i -ой нагрузки из n нагрузок, подключенных к данному узлу;

P_{Γ} – текущая мощность генератора, зафиксированная последним измерением;

ΔP_{Γ} – горячий резерв мощности, который может быть оперативно выдан генератором;

k – номер нагрузки, начиная с первой, в списке по возрастанию приоритета из n текущих нагрузок, подключенных к данному узлу.

ΔP_{Π} – расчетные потери в распределительной сети

Запас нагрузочной способности линии связи с системой и горячий резерв мощности генератора определяются соответственно по выражениям:

$$\Delta P_{\text{ЭС}} = P_{\text{ЭС max}} - P_{\text{ЭС тек}}$$

где: $P_{\text{ЭС max}}$ – максимальная мощность, определяемая пропускной способностью линии или режимным ограничением на текущем периоде.

$P_{\text{ЭС тек}}$ – мощность зафиксированная приборами учета на текущее время.

$$\Delta P_{\text{Г}} = P_{\text{Г max}} - P_{\text{Г тек}}$$

где: $P_{\text{Г max}}$ – максимальная первичная мощность генератора, ограниченная безопасностью энергоблока.

$P_{\text{Г тек}}$ – мощность, зафиксированная приборами учета на текущее время.

Таким образом, для правильной работы делительной автоматики требуется:

- Данные о текущей мощности на каждом из фидеров,
- Информация о положении коммутационного оборудования главной схемы и секционных выключателей на всех ТП распределительной сети, имеющих два фидера питания от разных секций шин.
- Выключатели и разъединители с блок-контактами, соответствующими их положению и приводами для дистанционного контроля их положения, включения и отключения.
- Счетчики с измерительными трансформаторами (Wh), установленные на фидерах потребителей и питающих линий.
- Контроллеры удаленного доступа (КУД) для мониторинга положения выключателей и дистанционного управления их состоянием.
- АИИС КУЭ – центр сбора и обработки данных учета или УСПД.
- Центр управления и дозировки воздействия ПА.
- Инфраструктура передачи данных, включающая иерархическую, возможно многоуровневую, систему сбора данных АИИС КУЭ и скоростную сеть оперативного управления.
- При интеграции с верхним уровнем и управлением нижнем уровнем систем ПА должны иметься соответствующие быстрые каналы связи с центрами управления и дозировками воздействия ПА этими уровнями.

***БЛАГОДАРЮ ЗА
ВНИМАНИЕ***