

ГОСТ Р 57114-2016

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ**

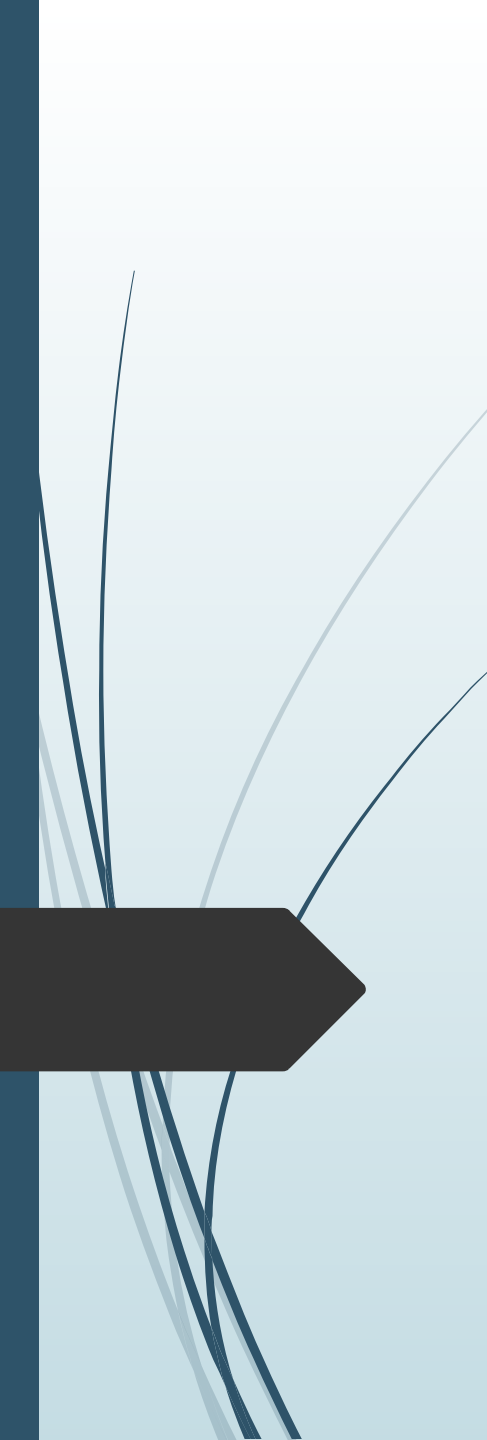
Термины и определения

**United power system and isolated power systems. Electric power systems. Operational
dispatching control in power industry and operational technological control. Terms and
definitions**

ОКС 27.010

ОКП 01 1000

Дата введения 2017-03-01



ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОПЕРАТИВНО- ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

**Предупреждение и ликвидация нарушений
нормального режима**

Организация ликвидации аварийных режимов

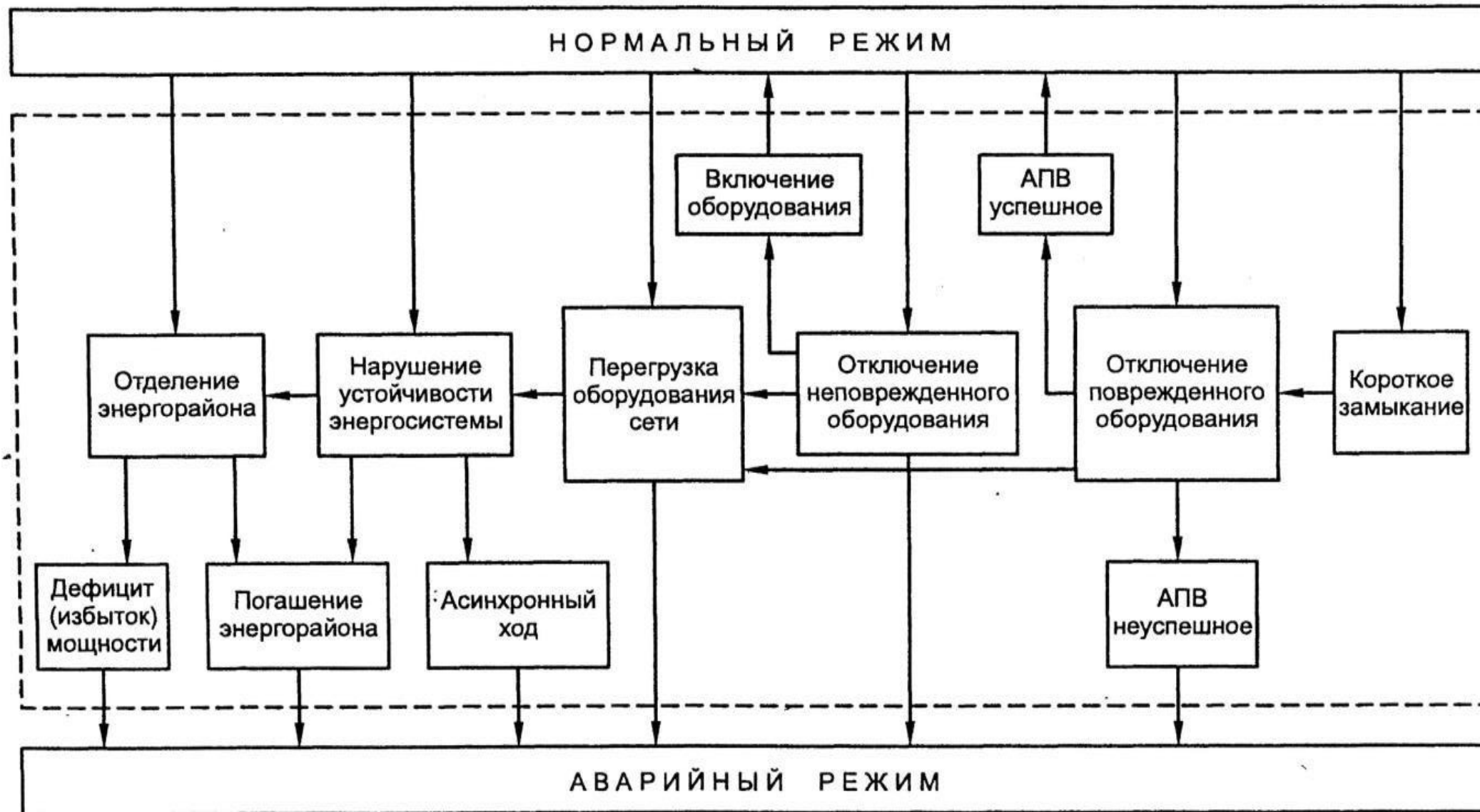


Организация ликвидации аварийных режимов

Стандарт организации Системный оператор «Правила предотвращения, развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», 2008 вводит следующие термины:

- **авария в энергосистеме** – нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с недопустимыми режимами ее работы или режимами работы оборудования, повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей;
- **надежность электроснабжения** – способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии;
- **синхронная зона** - совокупность всех параллельно работающих энергосистем. В нормальной схеме ЕЭС синхронными зонами являются ОЭС Европейской части России и ОЭС Сибири; ОЭС Дальнего Востока; изолированные территориальные энергосистемы.

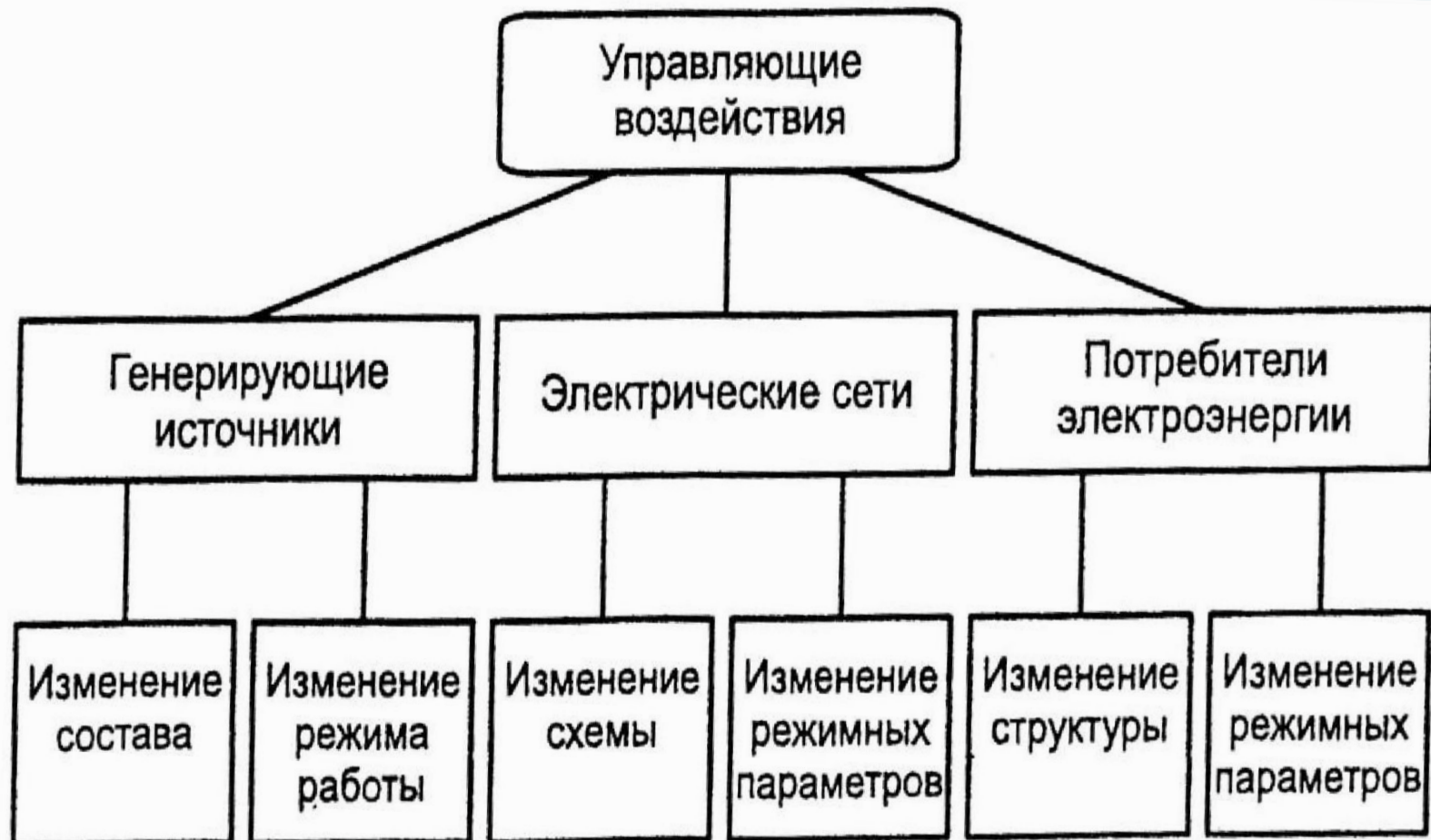
Процесс нарушения нормального режима (этапы развития аварийного процесса)



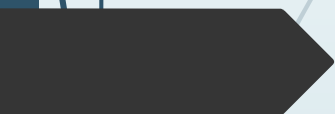
Последовательность действий диспетчера при ликвидации аварийной ситуации



Управляющие воздействия при ликвидации нарушений.



Локальные системы противоаварийной автоматики

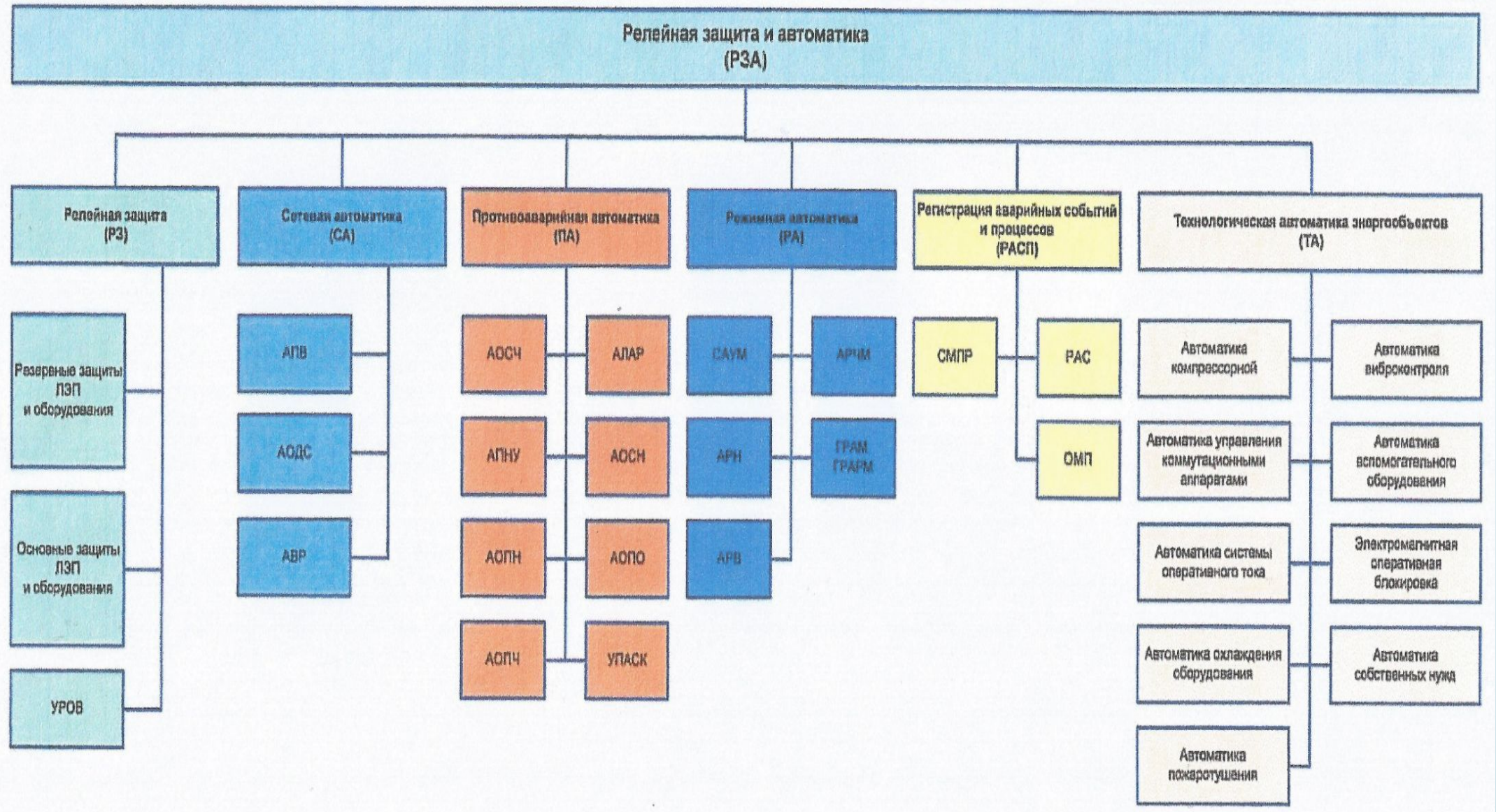


Нормативно-техническая документация по противоаварийной автоматике

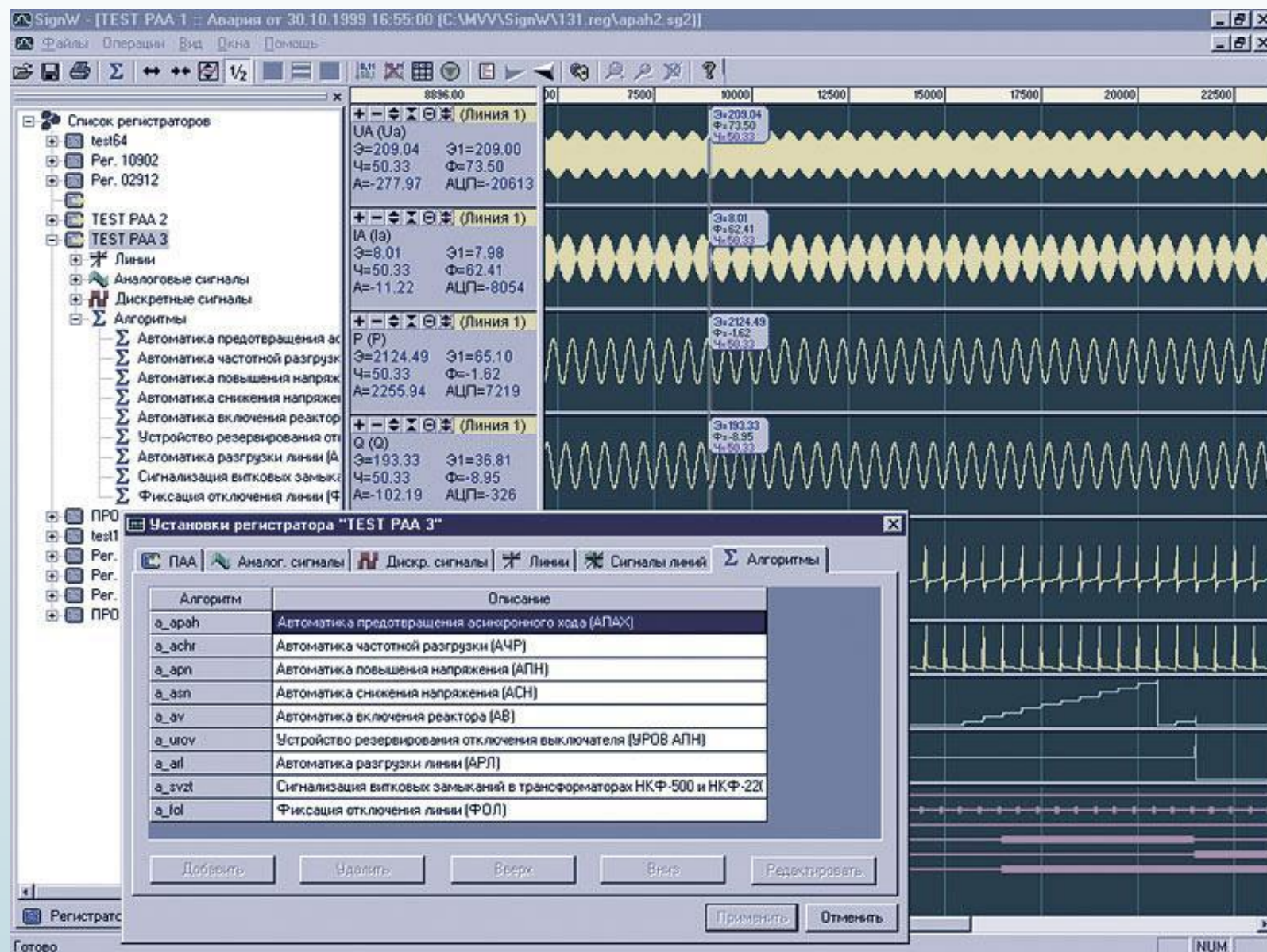
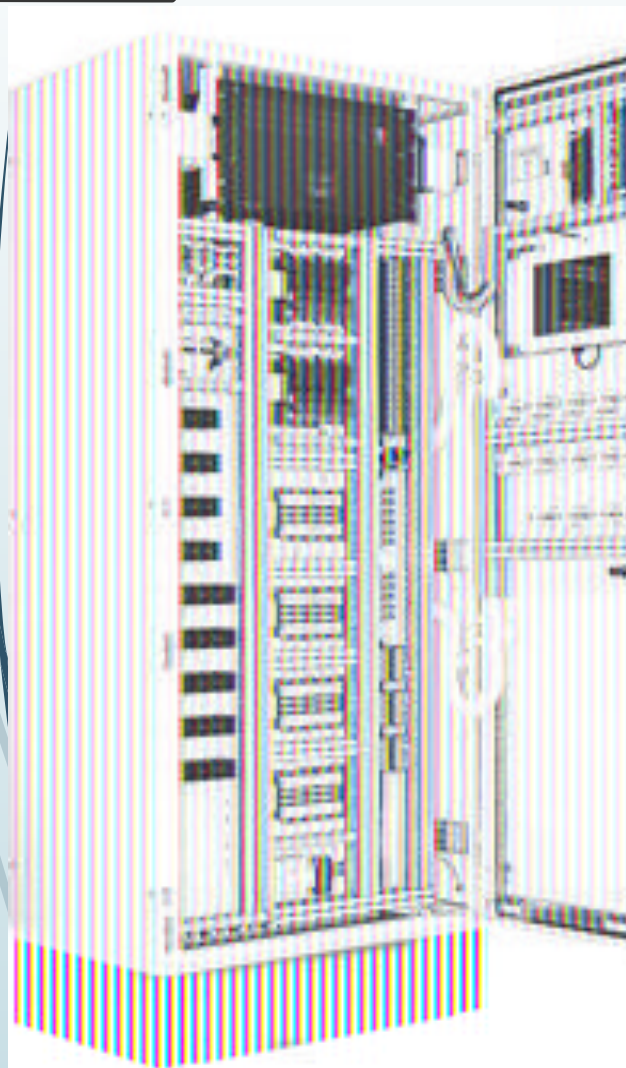
Учитывая высокую ответственность средств противоаварийной автоматики (ПА) в части ликвидации аварийных нарушений режима, разработка устройств и систем ПА должна осуществляться с учетом требований следующих нормативно-технических документов:

- национальный стандарт ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- стандарт организации ОАО «Системный оператор ЕЭС России» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», 2008;
- стандарт организации ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС России» «Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ)», 2013;
- приказ РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57 «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России».

Локальные системы противоаварийной автоматики



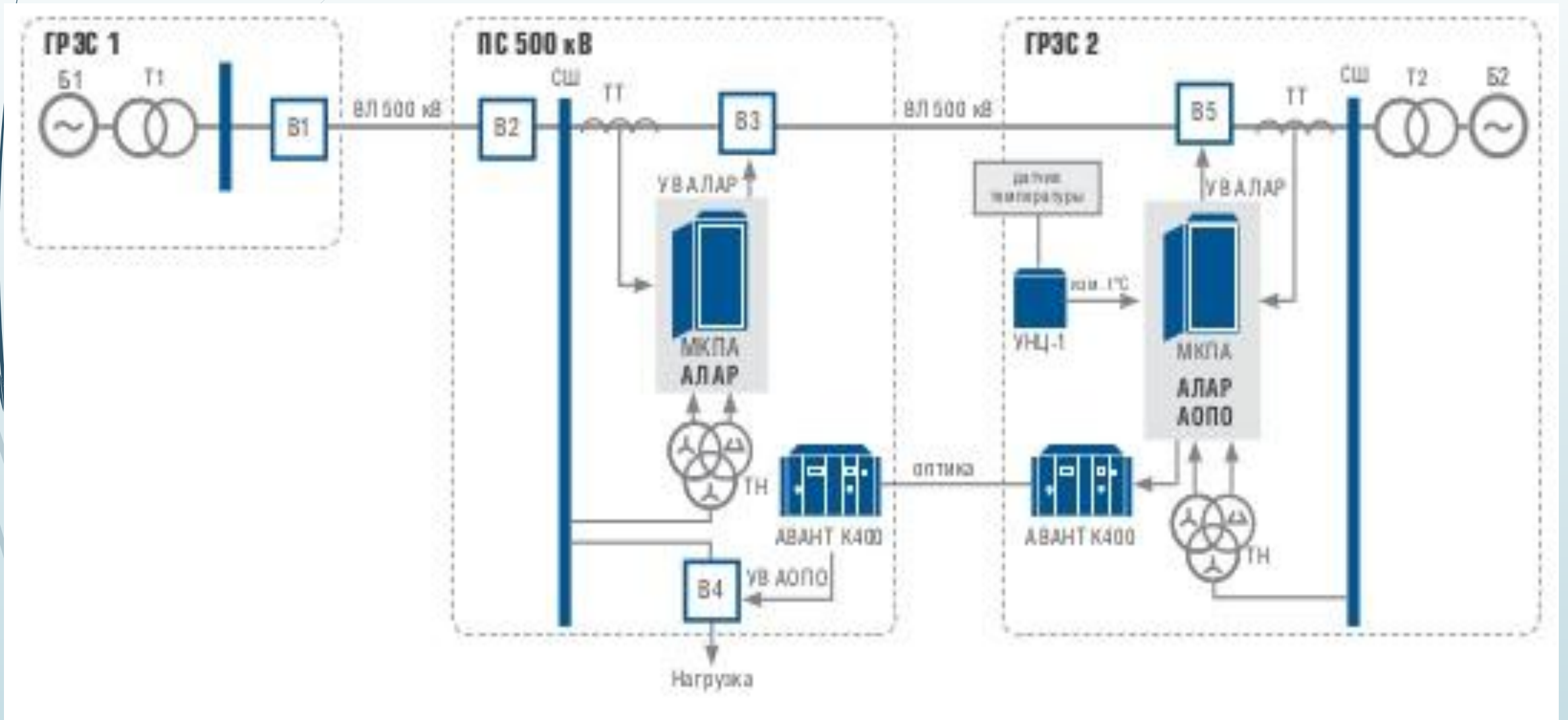
Внешний вид шкафа МКПА и пример экранной формы программы SignW



Доступные алгоритмы работы МКПА

- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматика частотной разгрузки (АЧР);
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- автоматика разгрузки по напряжению (АРН);
- автоматика разгрузки линии (АРЛ);
- автоматика контроля предшествующего режима (КПР);
- автоматика сигнализации при витковых замыканиях в трансформаторах (СВЗТ);
- автоматика фиксации отключения линии (ФОЛ);
- автоматика фиксации отключения блока (ФОБ);
- автоматика фиксации включения и отключения автотрансформатора (ФОАТ);
- автоматика фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ);
- дополнительные функции противоаварийной автоматики, необходимые Заказчику.

Пример реализации функций АЛАР и АОПО с использованием МКПА





Алгоритмы АВРЧМ

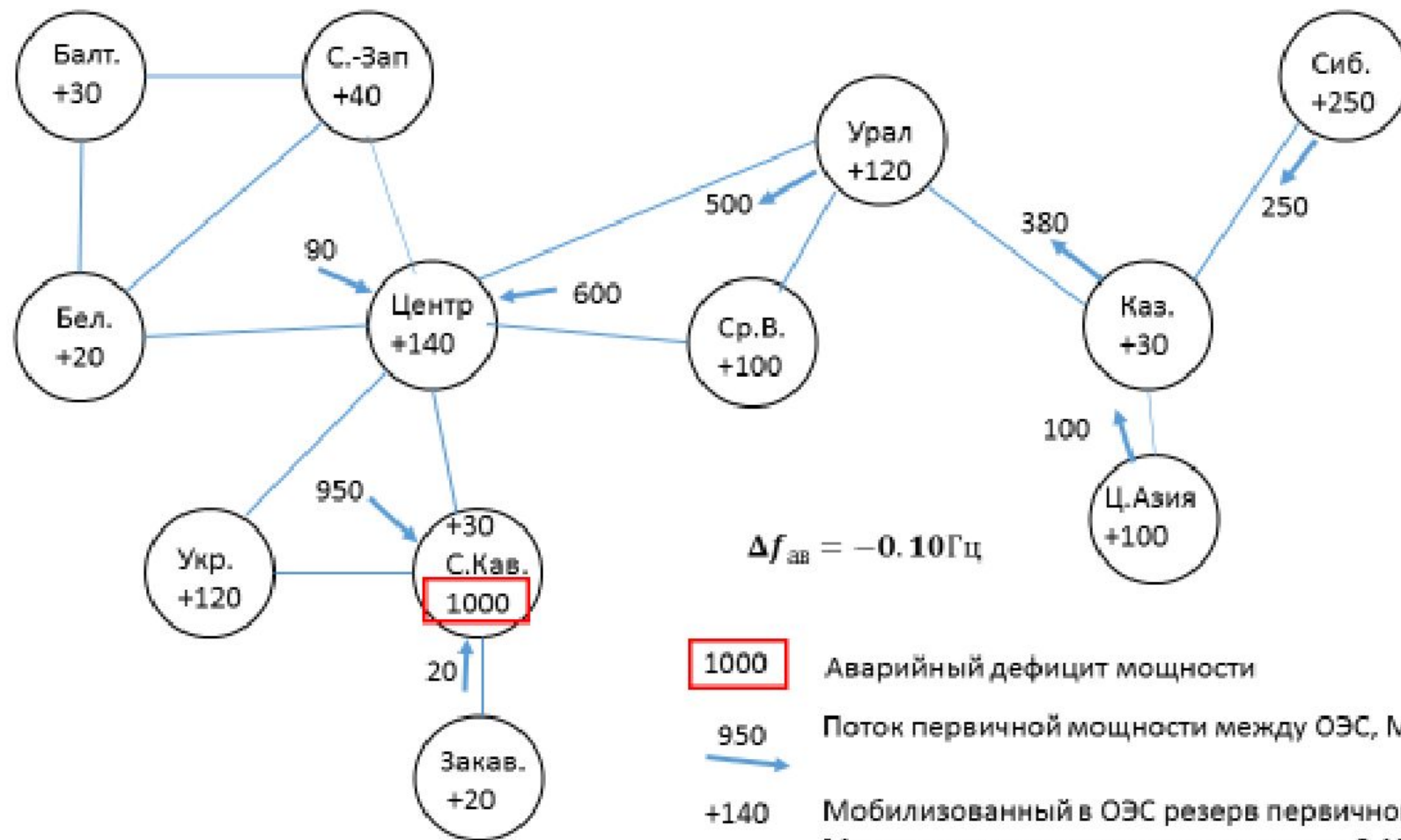
Алгоритмы АВРЧМ – внешний переток

Внешний переток активной мощности — максимально возможная по системным ограничениям величина сальдо (алгебраическая сумма) перетоков электрической мощности в область регулирования. При регулировании внешнего перетока области регулирования должно обеспечиваться выявление и ликвидация только внутренних небалансов мощности области регулирования, которые должны ликвидироваться за время не более 15 мин.

$$P_{\text{сальдо}} = P_{\text{потр}} + \pi - P_{\text{ген}}$$

Внешний переток области регулирования должен приниматься положительным при приеме активной мощности в область регулирования, отклонение частоты должно приниматься положительным при ее превышении заданного значения (ошибка регулирования G положительна при возникновении в области регулирования дефицита генерируемой активной мощности).

АРЧМ. Компенсация аварийного дефицита мощности в ЕЭС России.



Алгоритмы АВРЧМ – АРП с коррекцией по частоте

Регулирование внешнего перетока области регулирования должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G , вычисляемой по формуле:

$$G = \Delta P_c - K_{\text{чор}} \times \Delta f, \text{ МВт},$$

где ΔP_c – ошибка регулирования перетока,

$\Delta P_c = P_c - P_{c.з}$, где P_c – фактический внешний переток области регулирования, $P_{c.з}$ – заданное значение внешнего перетока области регулирования при номинальной частоте, МВт;

$\Delta f = f - f_з$ – отклонение частоты f от заданного значения $f_з$;

$K_{\text{чор}}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте области регулирования, МВт/Гц.

$K_{\text{чор}} \times \Delta f$ – коррекция по частоте области регулирования, МВт.

Алгоритмы АВРЧМ - АРЧ

7.1.8. Вторичное регулирование частоты в синхронной зоне должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования, вычисляемой по формуле:

$$G = - K_{\text{чсз}} \times \Delta f, \text{ МВт},$$

где $K_{\text{чсз}}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте синхронной зоны, МВт/Гц.



Задача оценивания состояния ЭЭС

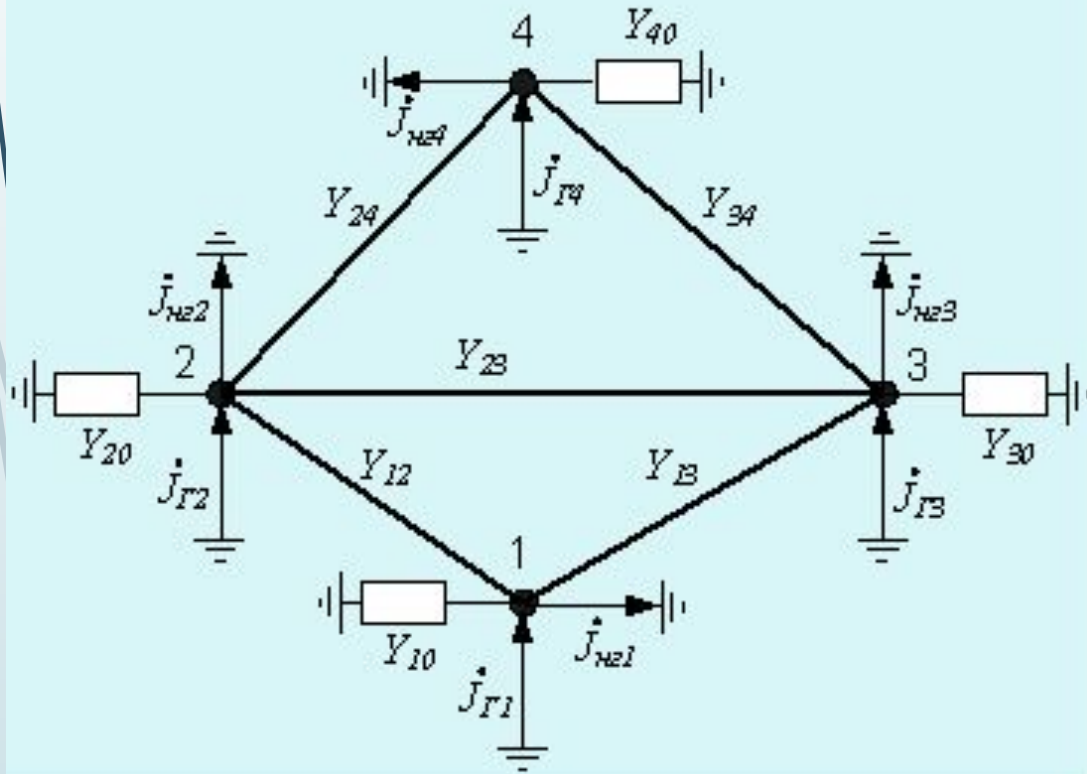
Оценивание состояния ЭЭС – постановка задачи

Оценивание состояния объединенной энергосистемы (ОЭС) – важная процедура, позволяющая в темпе процесса оперативного управления рассчитать режим для текущей схемы электрической сети **на основе телеизмерений**.

Результатом оценивания состояния (ОС) является расчет установившегося режима электроэнергетической системы (ЭЭС) на основе измерений параметров режима и данных о состоянии топологии схемы.

Полученная расчетная модель ОЭС затем используется для решения различных технологических задач, в частности, в составе централизованных систем противоаварийной автоматики.

Оценивание состояния ЭЭС – уравнения установившегося режима



Напряжение U_4 в базисно-балансирующем узле - задано

$$\begin{cases} Y_{11}U_1 - Y_{12}U_2 - Y_{13}U_3 = J_1, \\ -Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 - Y_{23}U_3 = J_2 + Y_{24}U_4, \\ -Y_{31}U_1 - Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 = J_3 + Y_{34}U_4. \end{cases}$$

$$\begin{cases} w_{I1}(U_1, U_3, U_3) = Y_{11}U_1 - Y_{12}U_2 - Y_{13}U_3 - \frac{S_{\Gamma 1} - S_{H21}}{3U_1} = 0, \\ w_{I2}(U_1, U_3, U_3) = -Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 - Y_{23}U_3 - Y_{24}U_4 - \frac{S_{\Gamma 2} - S_{H22}}{3U_2} = 0, \\ w_{I3}(U_1, U_3, U_3) = -Y_{31}U_1 - Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 - Y_{34}U_4 - \frac{S_{\Gamma 3} - S_{H23}}{3U_3} = 0. \end{cases}$$

Оценивание состояния ЭЭС – число уравнений и переменных

Разделение на вещественную и мнимую составляющие:

$$U_i \left[\cos \delta_i \sum_j U_j (g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j) + \sin \delta_i \sum_j U_j (g_{ij} \sin \delta_j + b_{ij} \cos \delta_j) - U_i \sum_j g_{ij} \right] - P_i = 0;$$

$$U_i \left[\cos \delta_i \sum_j U_j (g_{ij} \sin \delta_j + b_{ij} \cos \delta_j) - \sin \delta_i \sum_j U_j (g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j) - U_i \sum_j b_{ij} \right] - Q_i = 0.$$

$$P_i, Q_i \longleftrightarrow U_i, \delta_i$$

Число уравнений = числу переменных = $2 \cdot n$

Оценивание состояния ЭЭС – число телеизмерений

Многофункциональные измерительные преобразователи МИП-01 и МИП-02 измеряют:

в узлах сети: U_i, u_i, δ_i, f_i - $4*n$

в присоединениях: I_{ij}, P_{ij}, Q_{ij} - $3*m$

Всего телеизмерений $\mu = 4*n + 3*m$

Обозначим любое телеизмерение, представимое в виде функции от (U, δ) ,

как $V_\mu (U, \delta)$

Тогда избыточность количества телеизмерений может быть преобразована в уточнение фактических значений параметров режима.

Оценивание состояния ЭЭС – метод взвешенных наименьших квадратов

Целевая функция


$$\min F = \sum_{j=1}^{4n+3m} \frac{1}{\sigma_j} [V_j(u, \delta) - V_j^{\text{изм}}]^2$$

Система уравнений для определения экстремума:

$$\frac{\partial F}{\partial V_j} = \frac{2}{\sigma_j} [V_j(u, \delta) - V_j^{\text{изм}}] = 0$$


$$j = 1, \dots, (4n+3m)$$

+ система ограничений в форме
– ур-я установившихся режимов



Оценивание состояния ЭЭС как оптимизационная задача – методы решения

1. Методы нелинейного программирования
2. Метод приведенного градиента
3. Метод множителей Лагранжа
4. Метод покоординатного спуска



***Централизованные системы
противоаварийной автоматики***

Развитие централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА)

ЦСПА — программно-технический комплекс, обеспечивающий в автоматическом режиме сохранение устойчивости работы энергосистемы при возникновении аварийных возмущений. ЦСПА играет важную роль в обеспечении надежности электроэнергетических систем, повышает точность и сокращает избыточность управляющих воздействий и расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы. Создание ЦСПА предполагает наличие развитой техники телекоммуникаций.

Этапы создания ЦСПА:

- Нулевое поколение – с 1960-х годов до 1986 г., релейная техника (ФОЛ и др., КПР, ключи и накладки). Предварительные расчеты всех конкретных схемно-режимных, режимно-балансовых и аварийных ситуаций. Внедрено до 350 комплексов.
- Первое поколение – с 1986 г. (ОЭС Урала), мини-ЭВМ ЕС-1011У. всего до 10 комплексов АПНУ. Алгоритм II-ДО - подразумевает выбор управляющих воздействий (УВ) на основании предварительного расчета всех заранее заданных аварийных ситуаций. Результаты расчетов в виде областей и полиномов помещались в память центральной ЭВМ. В реальном времени производился логический выбор решения с учетом данных о текущей схемно-режимной ситуации.

Развитие централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА)

- Второе поколение - с 2005 г. (ОЭС Урала), серверная техника, всего 5 комплексов АПНУ. Алгоритм I-ДО - предполагает выбор УВ непосредственным расчетом центральной ЭВМ на основании данных о текущей схемно-режимной ситуации (в темпе процесса). При этом выбор УВ осуществляется только по условиям статической устойчивости и перегрузки по току, с использованием некоторых искусственных расчетных приемов оценки устойчивости.
- Третье поколение - с 2014 г. (ОЭС Востока), серверная техника, всего 7 комплексов до 2018 г.). Алгоритм I-ДО - предполагает выбор УВ по условиям как статической, так и динамической устойчивости при использовании классических расчетных методов оценки устойчивости.

Общее двух алгоритмов: выбор УВ для всех расчетных аварийных возмущений осуществляется с циклической корректировкой УВ в режиме реального времени, при изменении параметров электроэнергетического режима.

Главные проблемы:

Для реализации алгоритма II-ДО требуется выполнить огромный объем предварительных расчетов, чтобы охватить всю область возможных режимов, а также схем электрической сети контролируемой части энергосистемы.

Для алгоритма I-ДО главная проблема заключается в необходимости выполнения сложных расчетов по выбору УВ для всех расчетных аварийных возмущений в весьма ограниченный промежуток времени, практически в режиме on-line.

Требования ГОСТ в части ЦСПА

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу. Архитектура ЦСПА должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств АПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств.

ПТК верхнего уровня ЦСПА должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:

- приема и обработки телеметрической информации из ОИК;
- оценивания состояния и формирования текущей расчетной модели энергосистемы;
- определения УВ для заданного набора пусковых органов на основе расчетов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);
- передачи в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- обмена технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с ЦСПА смежных энергосистем.

Предельная величина расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 с.

Особенности алгоритма ЦСПА третьего поколения

Предусмотрены универсальные алгоритмы расчета УВ по условиям статической и динамической устойчивости, учитывающие:

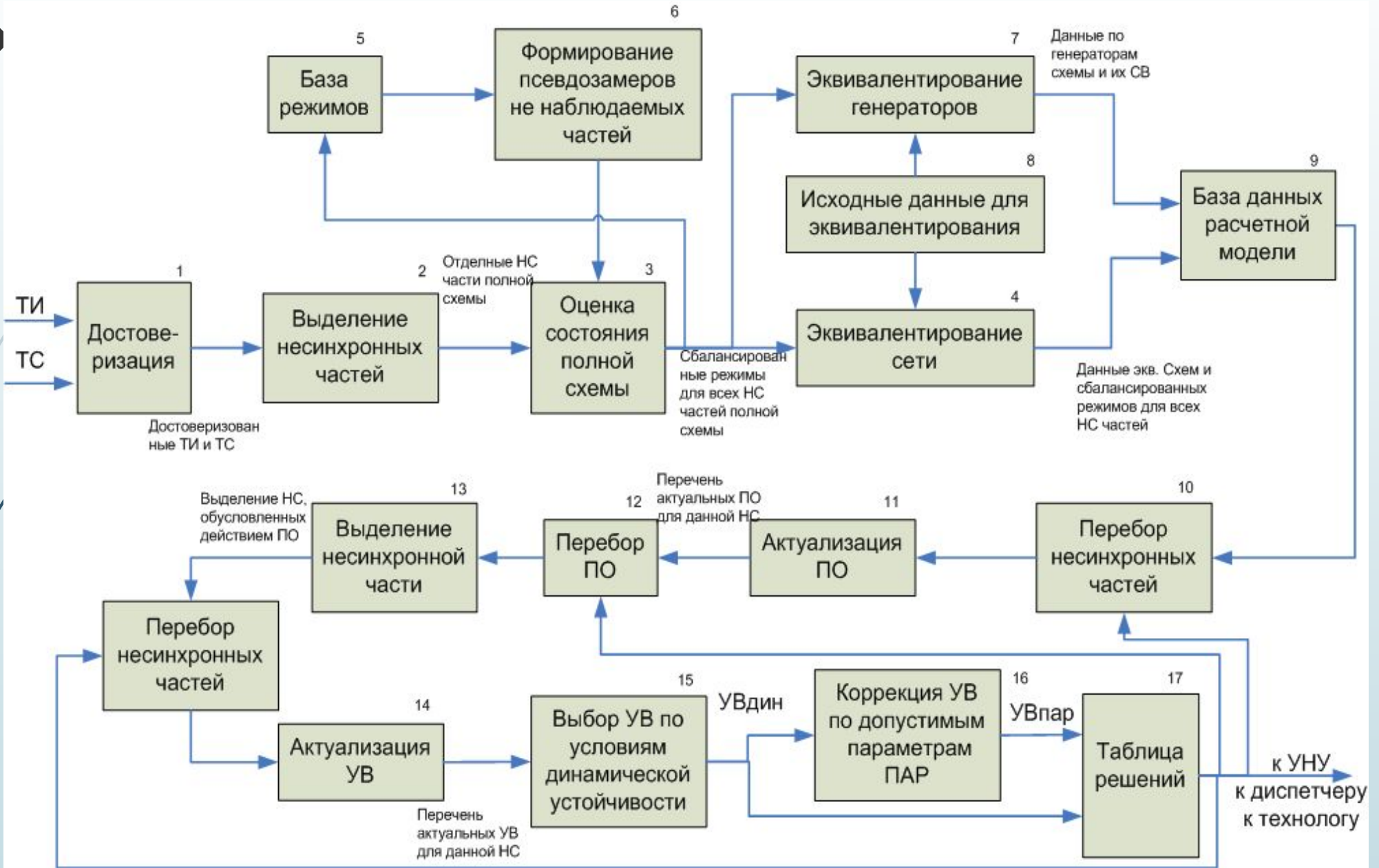
- нормативные запасы устойчивости по активной мощности и напряжению и ограничения по токовой загрузке элементов сети;
- динамическую составляющую аварийных процессов, обусловленную как короткими замыканиями, так и действиями линейной автоматики для локализации аварийного возмущения (например, АПВ) на базе подробных (общепринятых) моделей основных элементов и средств регулирования и автоматики энергосистем.

Предусмотрены наборы:

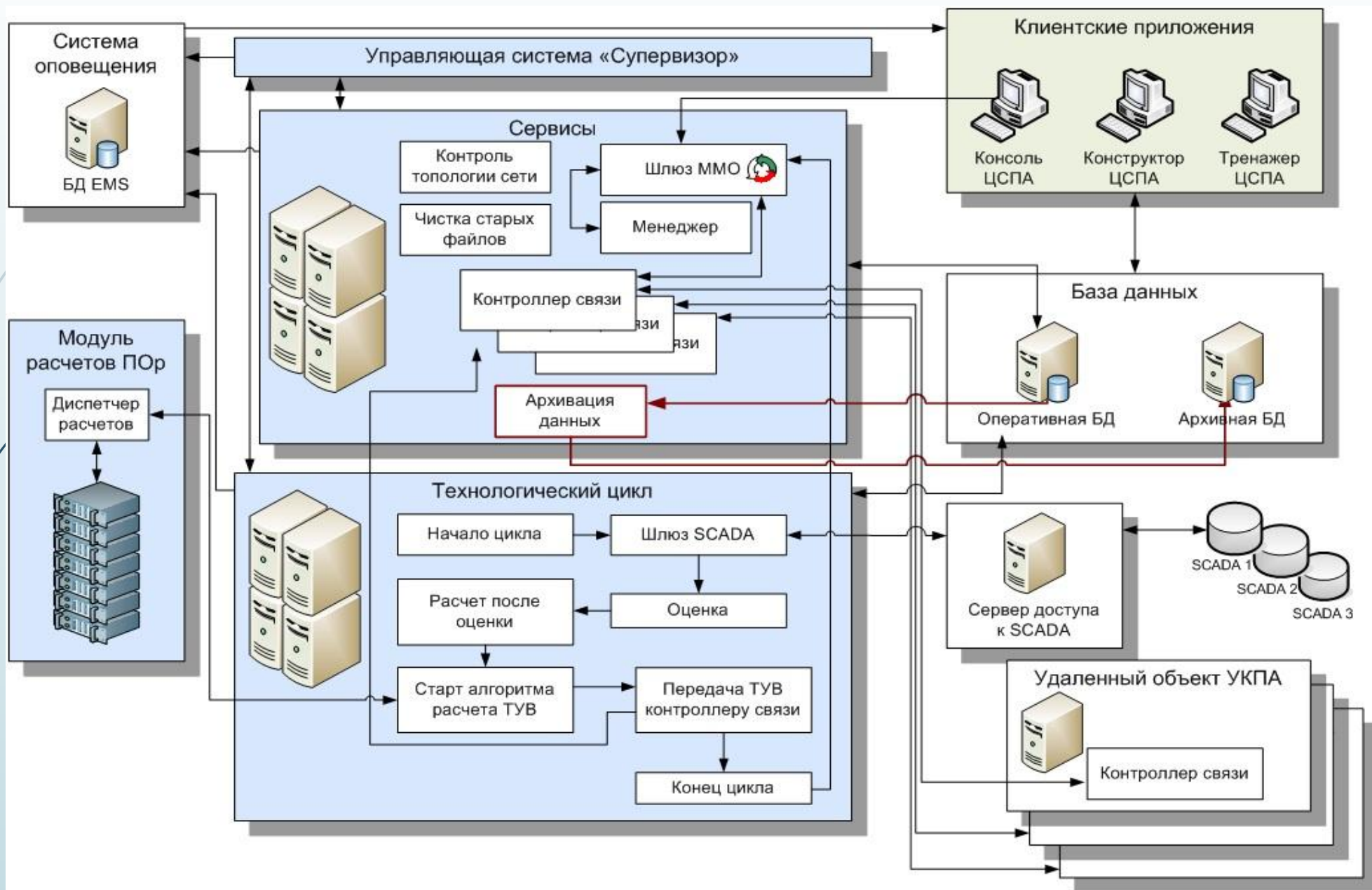
- аварийных возмущений (АВ) - отключение линии; короткое замыкание; повторное включение линии; отключение фазы линии с последующим повторным включением; отключение генераторов; отключение и подключение нагрузок (с произвольной временной последовательностью совершения событий);
- ▣ управляющих воздействий (УВ) - отключение генераторов; отключение нагрузки; импульсная разгрузка турбин; длительная разгрузка турбин; электрическое торможение генераторов и др.

Алгоритм работает не спорадически, как в локальных устройствах ПА, а непрерывно циклически с дискретностью, определяемой настройками для конкретной энергосистемы, обычно это 20...40 с.

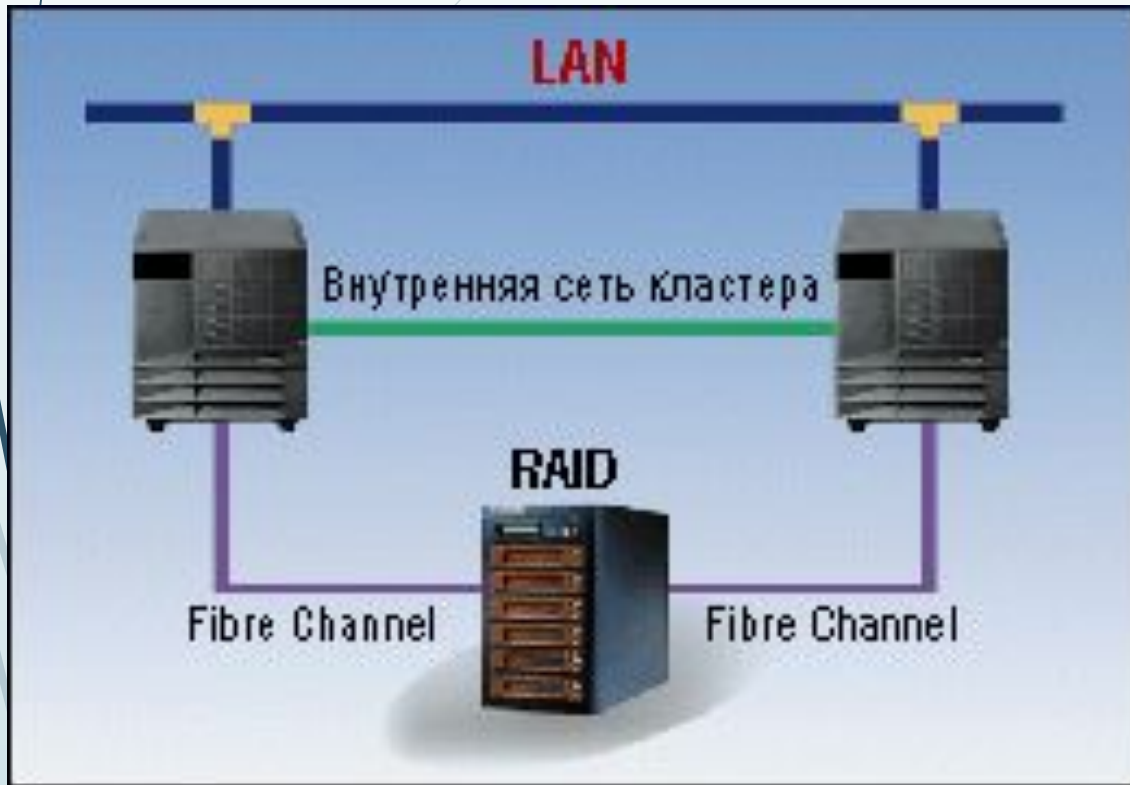
Функциональная схема технологического алгоритма ЦСПА



Структурная схема комплекса ЦСПА в ОДУ Востока



Серверные кластеры



Организация распределенных вычислений в ЦСПА

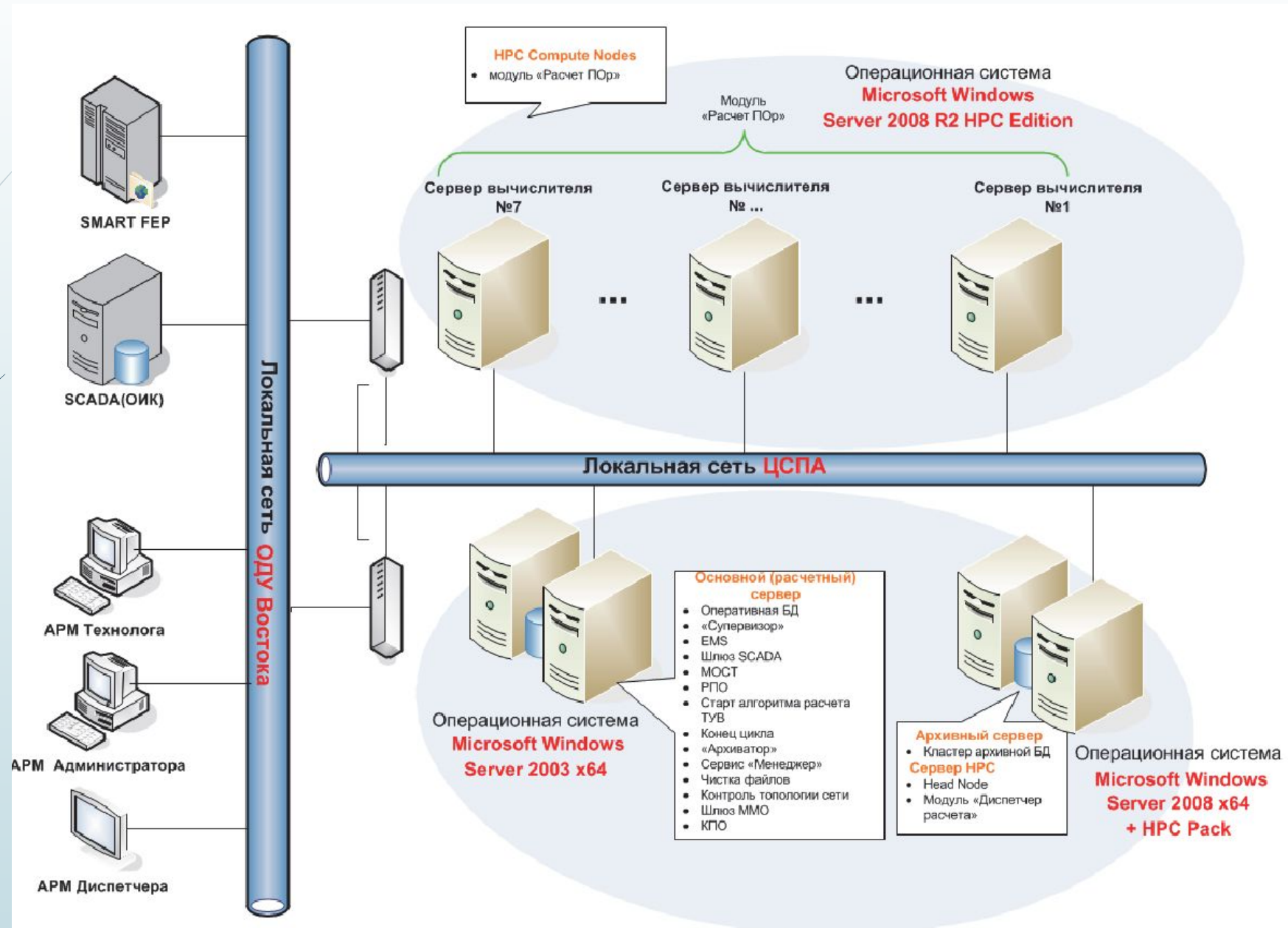
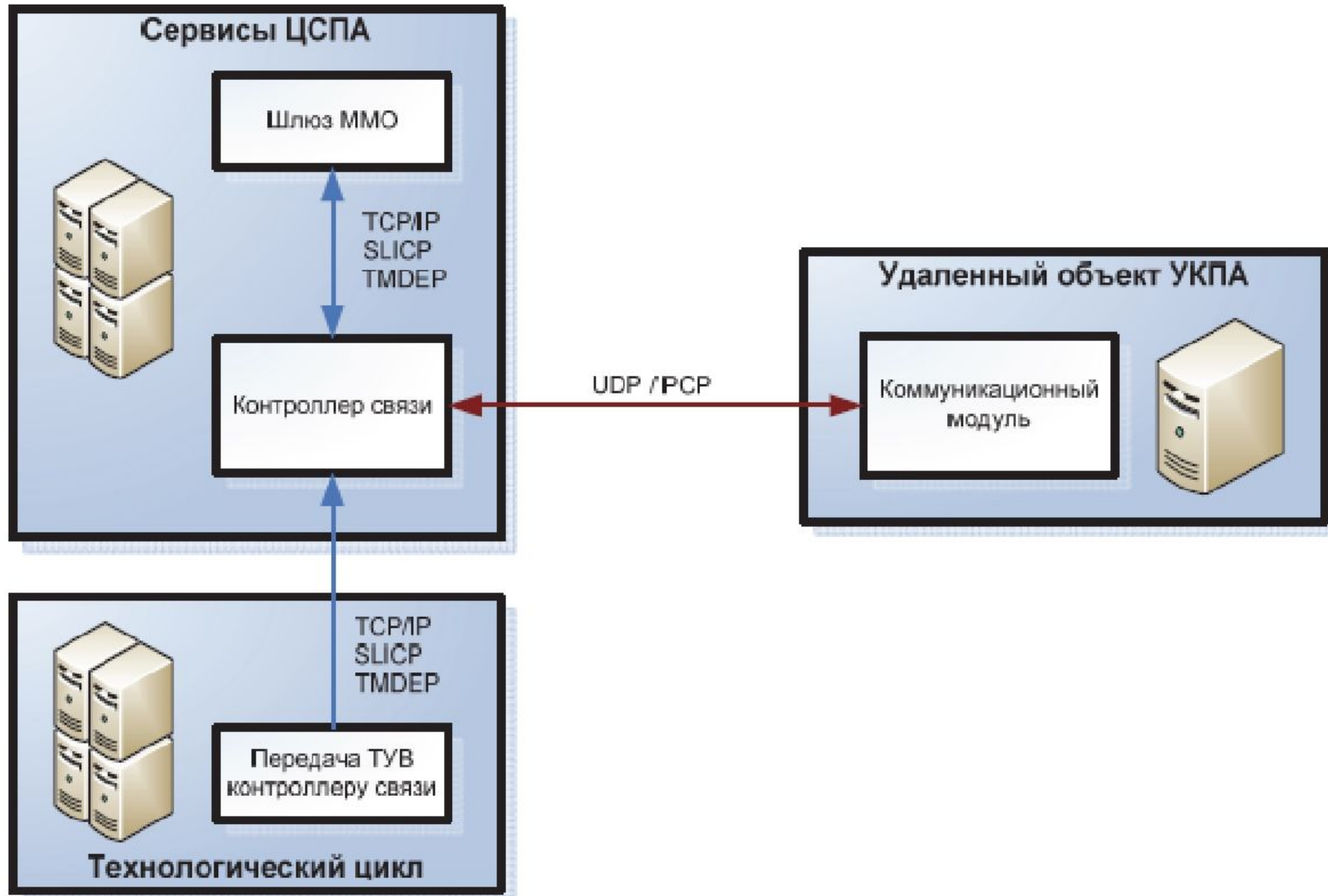
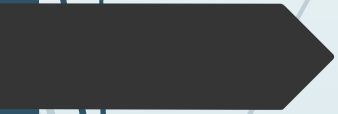


Схема информационного взаимодействия между ЦСПА и УКПА



Система мониторинга переходных режимов



Система мониторинга переходных режимов (СМПР)

Система мониторинга переходных режимов (СМПР) основана на технологии векторных измерений, **предусматривающей регистрацию синхронизированных по времени векторных измерений параметров электроэнергетических, в т.ч. электромеханических переходных, режимов** в отдельных узлах ЕЭС России и вычисление взаимных углов векторов напряжения в однозначно определенные моменты времени благодаря использованию сигналов синхронизации от глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS.

Преимущества СМПР по сравнению со стандартными средствами телеизмерений:

- точная временная синхронизация регистрации параметров режима во всех пунктах установки регистраторов с помощью системы *GPS* (ГЛОНАСС);
- малый шаг дискретизации вычисления параметров режима ($0,02 \div 0,2$) с;
- мониторинг фазовых углов напряжений;
- высокая точность измерений частоты (0,001 Гц);
- запись длительных процессов (~ 1000 с).

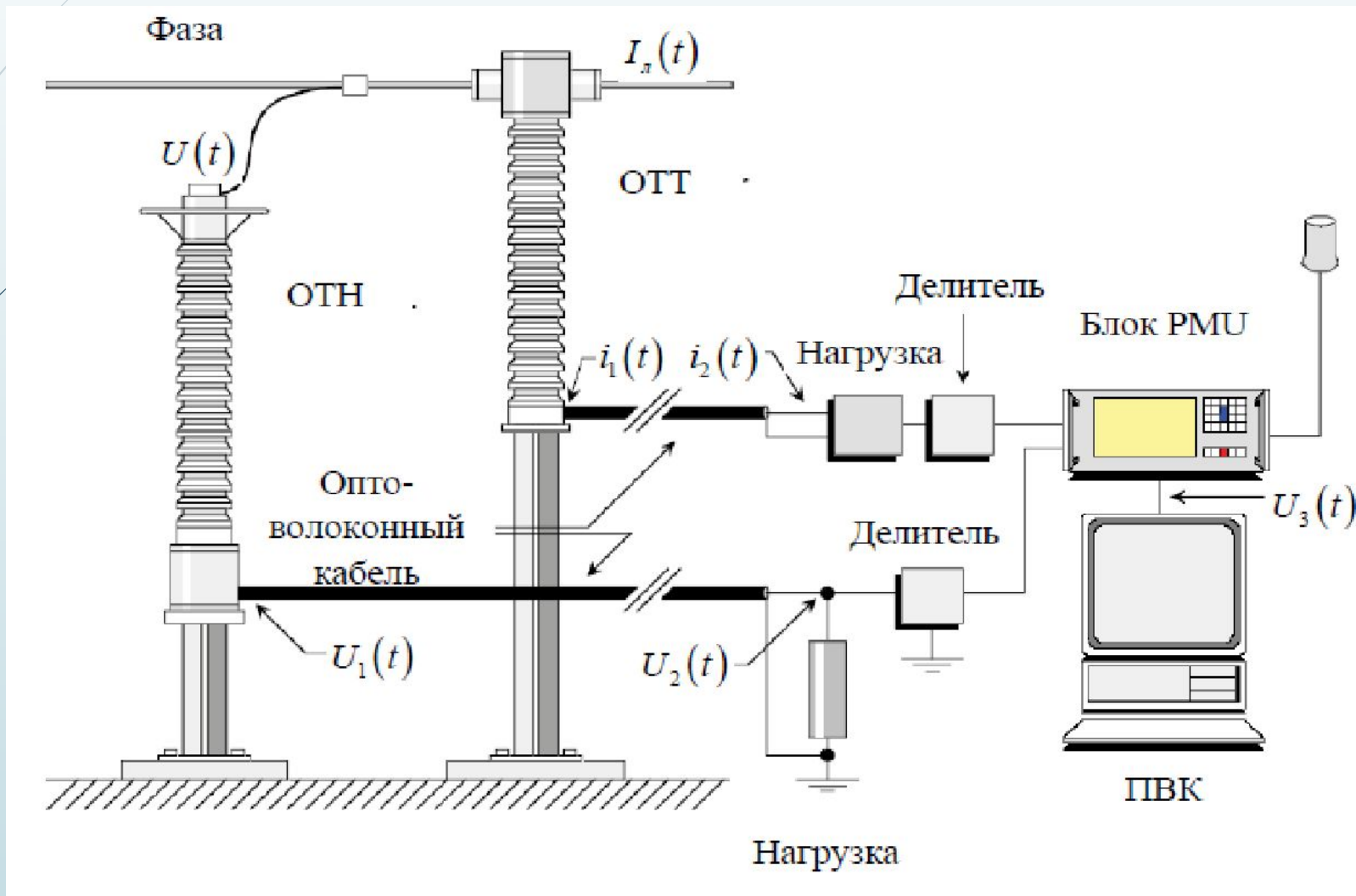
Система мониторинга переходных режимов (СМПР)

СМПР – набор технологий, обеспечивающих:

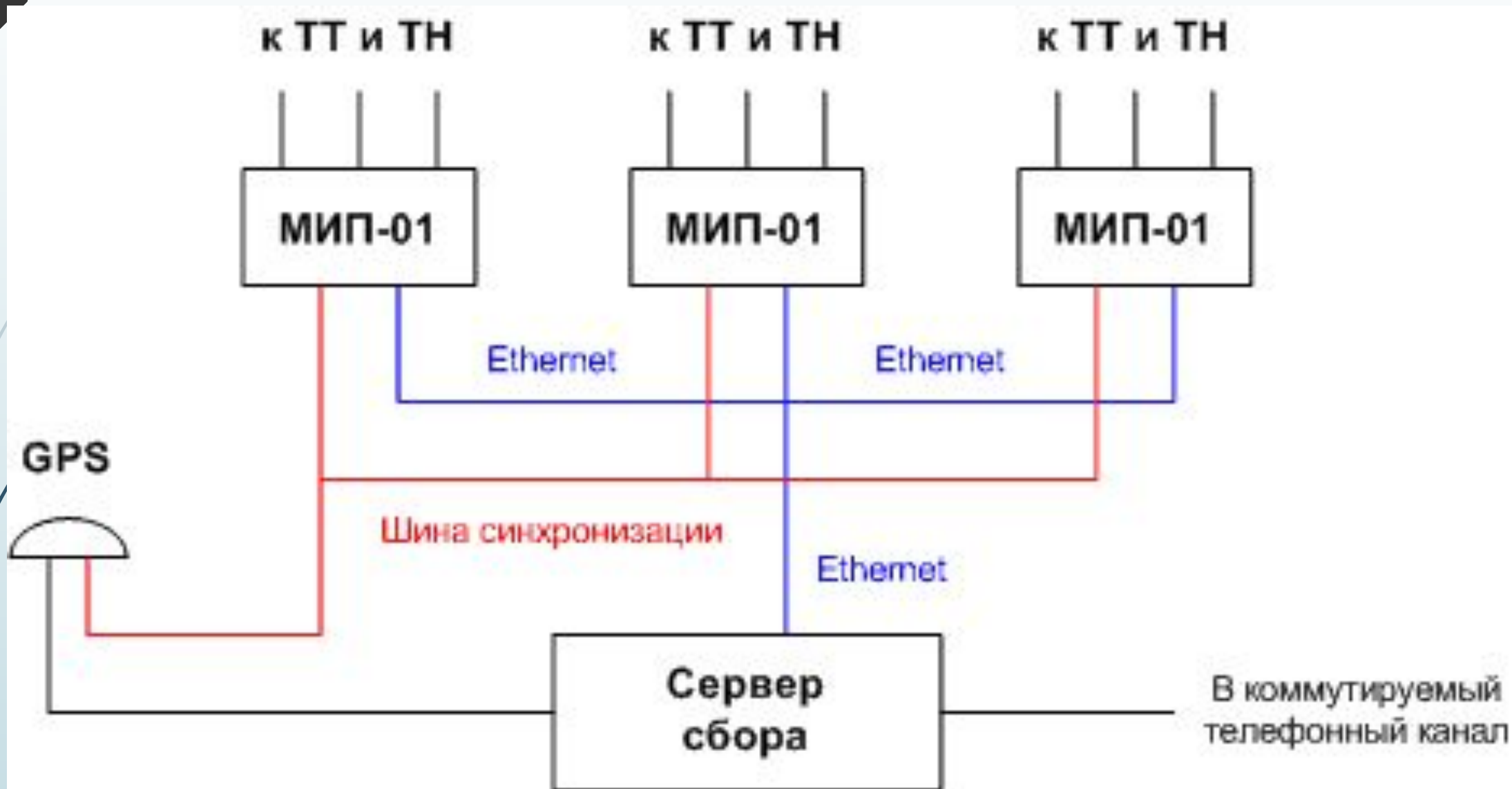
- измерение и вычисление параметров электроэнергетического режима с высоким разрешением и привязкой измерений к меткам единого времени с точностью 1 мкс;
- online доставку данных в коммуникационной среде с высокой надёжностью и низким уровнем задержек в автоматизированную систему сбора диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- обработку и архивирование больших объёмов данных;
- анализ данных с целью выявления отклонений контролируемых параметров электроэнергетического режима от допустимых значений по заданным критериям;
- функционирование расчётных алгоритмов, позволяющих выявлять некорректную работу энергетического оборудования, диагностировать неисправность систем регулирования, например АРВ генераторов, определять параметры схемы замещения оборудования, в том числе в реальном времени, фиксировать динамику их изменения и т.п.;
- визуализацию динамики изменения режимных параметров в режиме реального времени, а также наглядное представление диспетчерскому и технологическому персоналу результатов расчётных задач.

Phasor Measurement Units – PMU

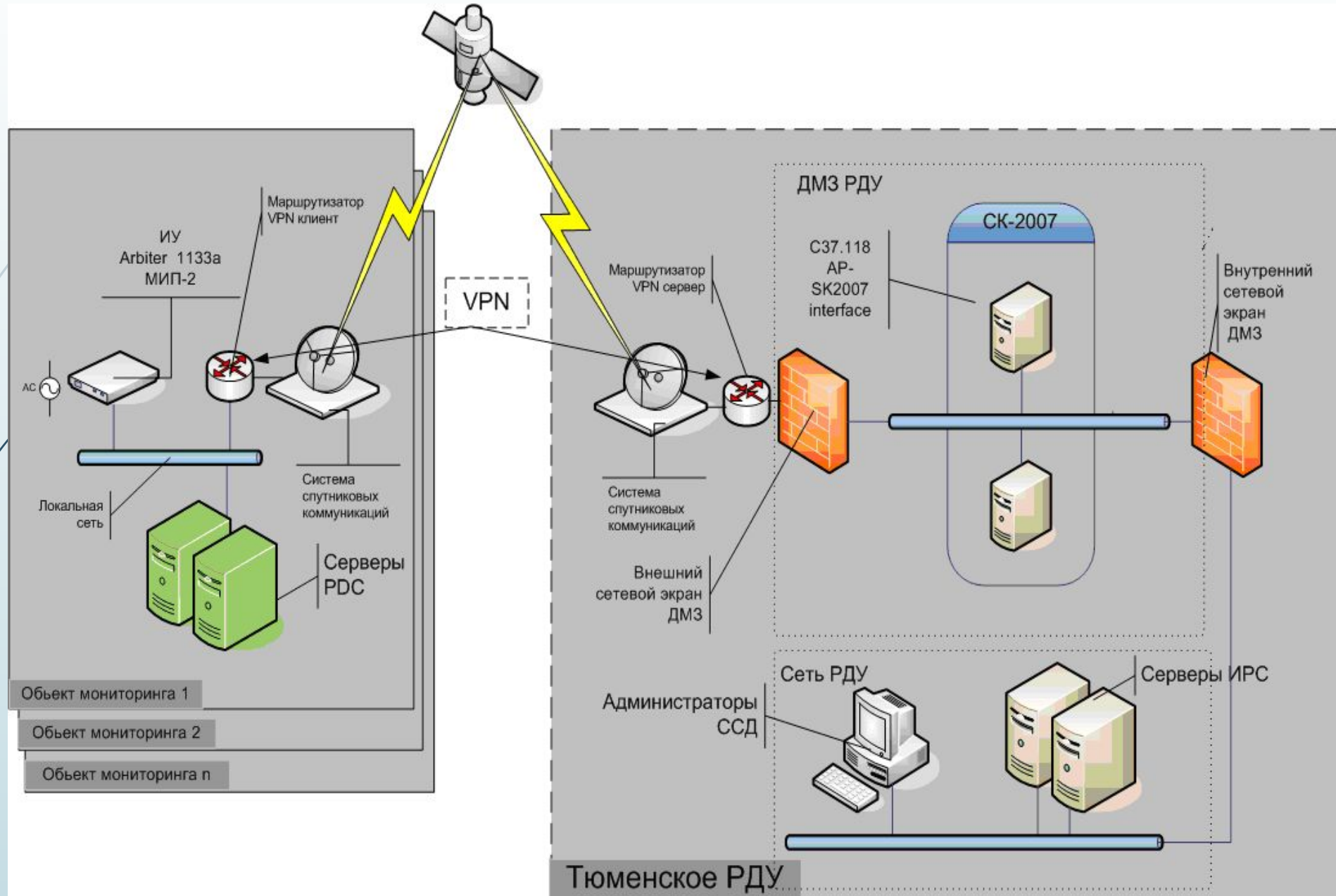
Устройство синхронизированных векторных измерений - УСВИ



Регистратор Smart-WAMS



Система мониторинга переходных режимов (СМПР)



Система мониторинга переходных режимов (СМПР)

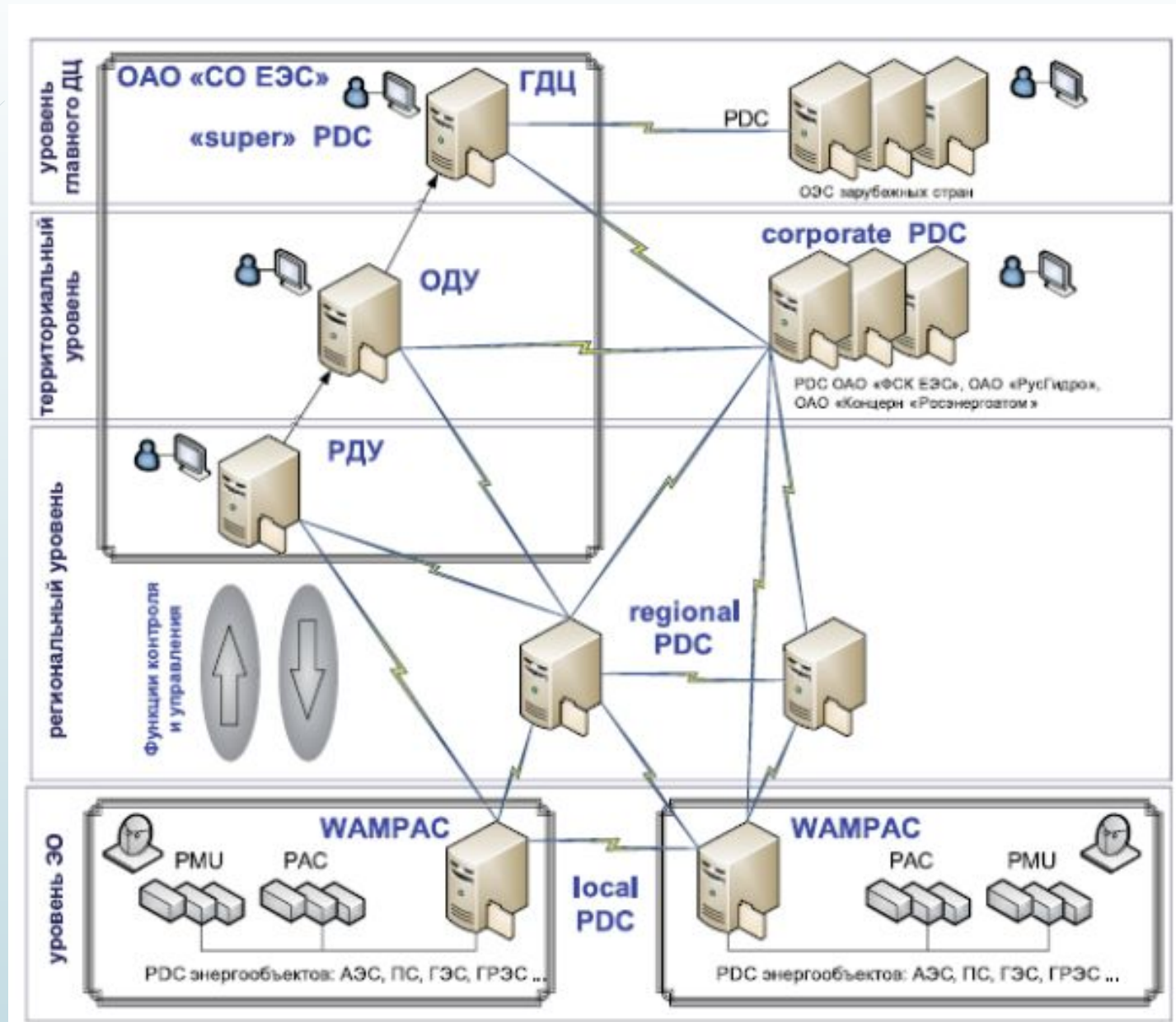
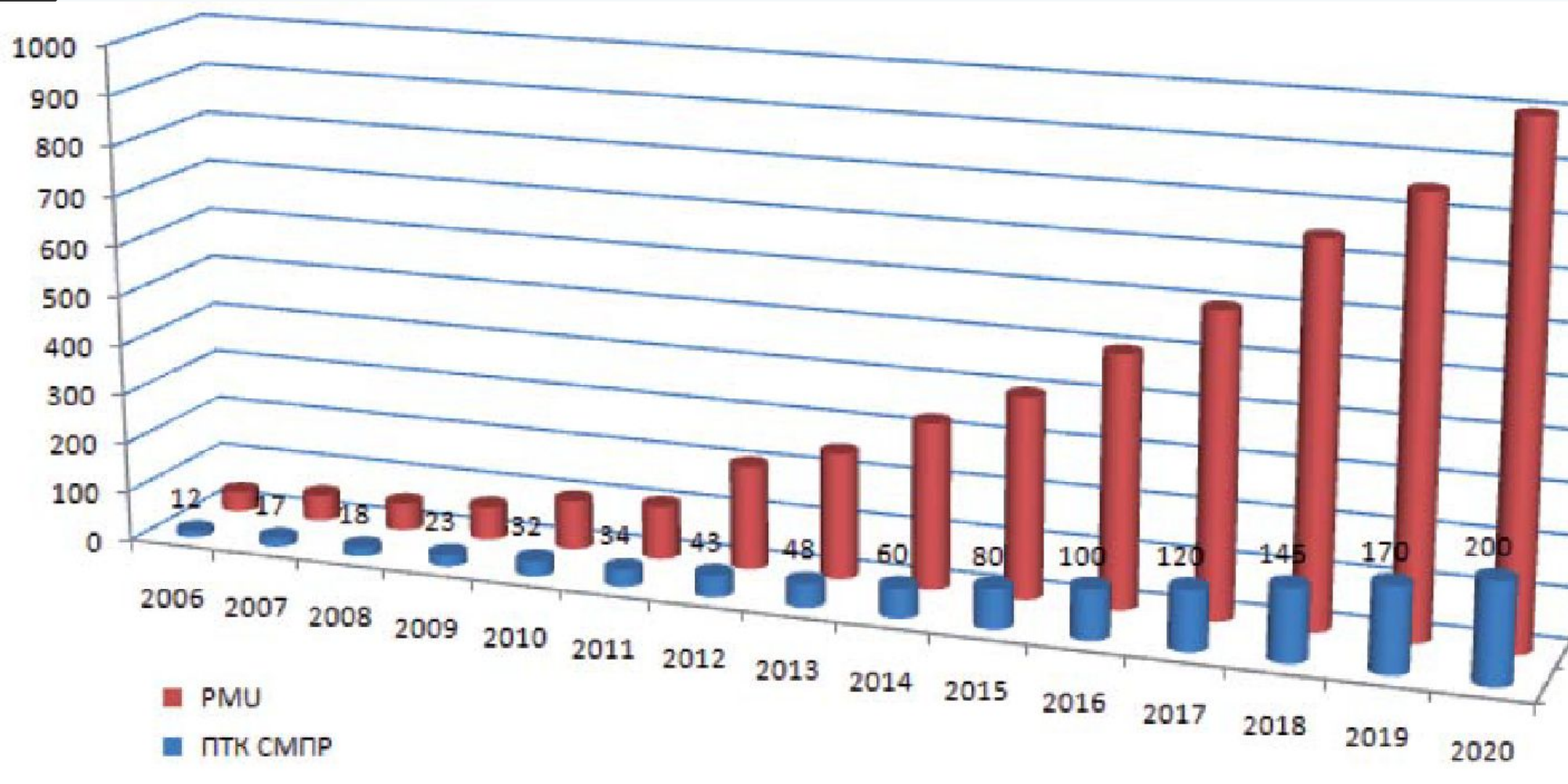


Схема размещения регистраторов СМПР в ЕЭС/ОЭС



Перспективы внедрения комплексов СМГР на объектах электроэнергетики



Система мониторинга переходных режимов (СМПР)

При создании СМПР были решены принципиально новые для электроэнергетики задачи:

- измерение и вычисление параметров электроэнергетического режима с высоким разрешением и привязкой измерений к меткам единого времени с точностью 1 мкс;
- online доставка данных в коммуникационной среде с высокой надёжностью и низким уровнем задержек в автоматизированную систему сбора диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- обработка и архивирование больших объёмов данных;
- анализ данных с целью выявления отклонений контролируемых параметров электроэнергетического режима от допустимых значений по заданным критериям;
- функционирование расчётных алгоритмов, позволяющих выявлять некорректную работу энергетического оборудования, диагностировать неисправность систем регулирования, например АРВ генераторов, корректировать параметры схемы замещения оборудования, в том числе в реальном времени, фиксировать динамику их изменения;
- визуализация динамики изменения режимных параметров в режиме реального времени, а также наглядное представление диспетчерскому и технологическому персоналу результатов расчётных задач.

Области практического применения СМПР

Внедрение WAMS в энергосистемах США, Западной Европы, Китая позволило выявить несколько направлений их практического применения:

1. Верификация цифровых моделей ЕЭС и их отдельных элементов:

- моделей устройств автоматического регулирования и управления;
- моделей нагрузок для уточнения их статических и динамических характеристик;
- цифровой модели ЕЭС в целом.

2. Мониторинг напряжений в узлах сети:

- контроль устойчивости нагрузки и предотвращение лавины напряжения;
- формирование управляющих воздействий на регулируемые источники реактивной мощности;
- визуализация уровней напряжений в системе.

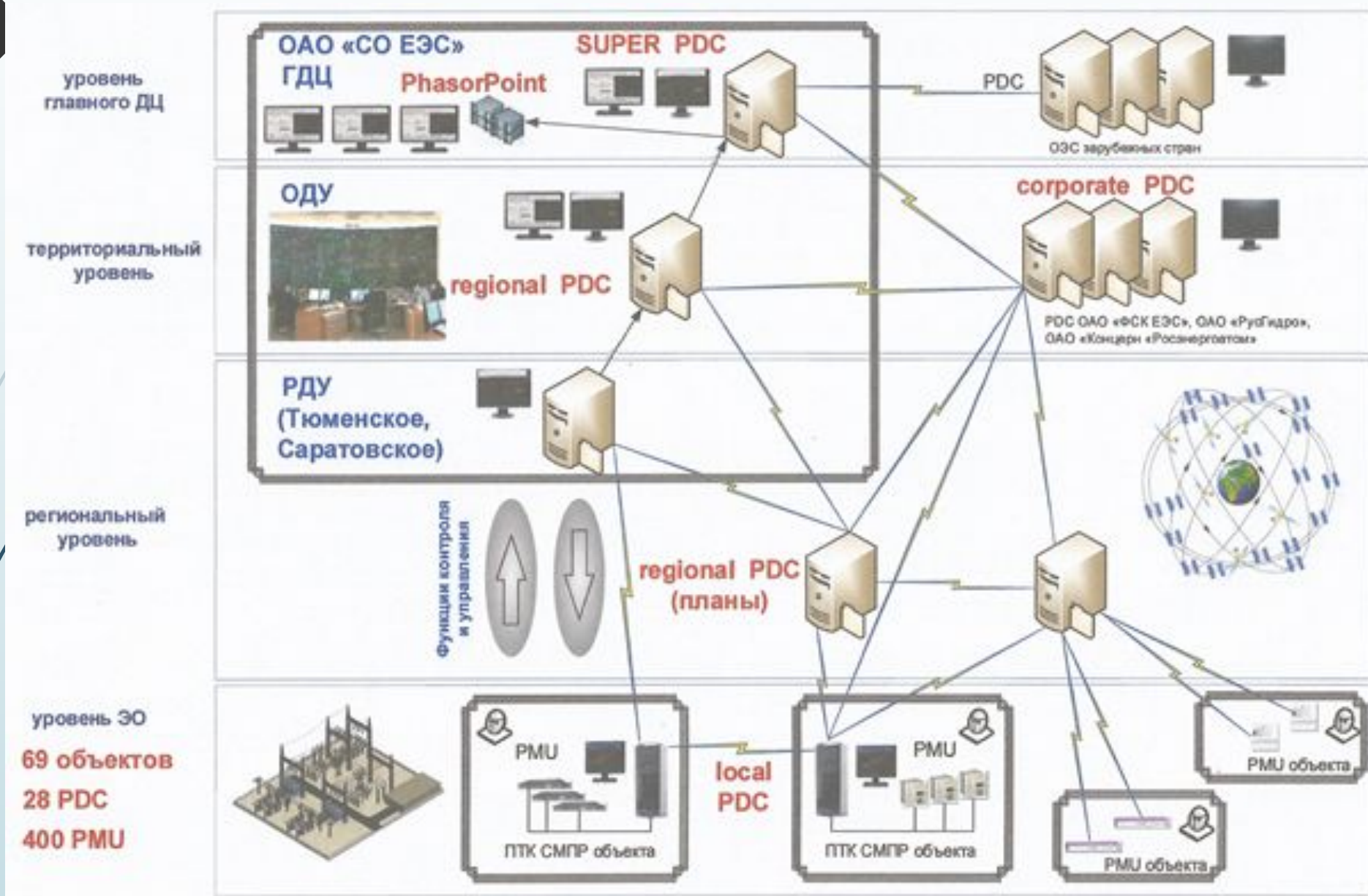
3. Анализ произошедших аварий: разработка методологии анализа системных аварий и аварий регионального уровня; разработка стандартных процедур анализа аварий.

4. Получение качественного приближения для расчета режима в реальном времени: использование векторов напряжений (модуль и угол) в узлах сети, в которых установлены регистраторы СМПР, позволяет создать "каркас" математической модели, существенно ослабить проблему сходимости и снизить время расчета режима. Это особенно важно для ЕЭС ввиду большой протяженности линий электропередачи.

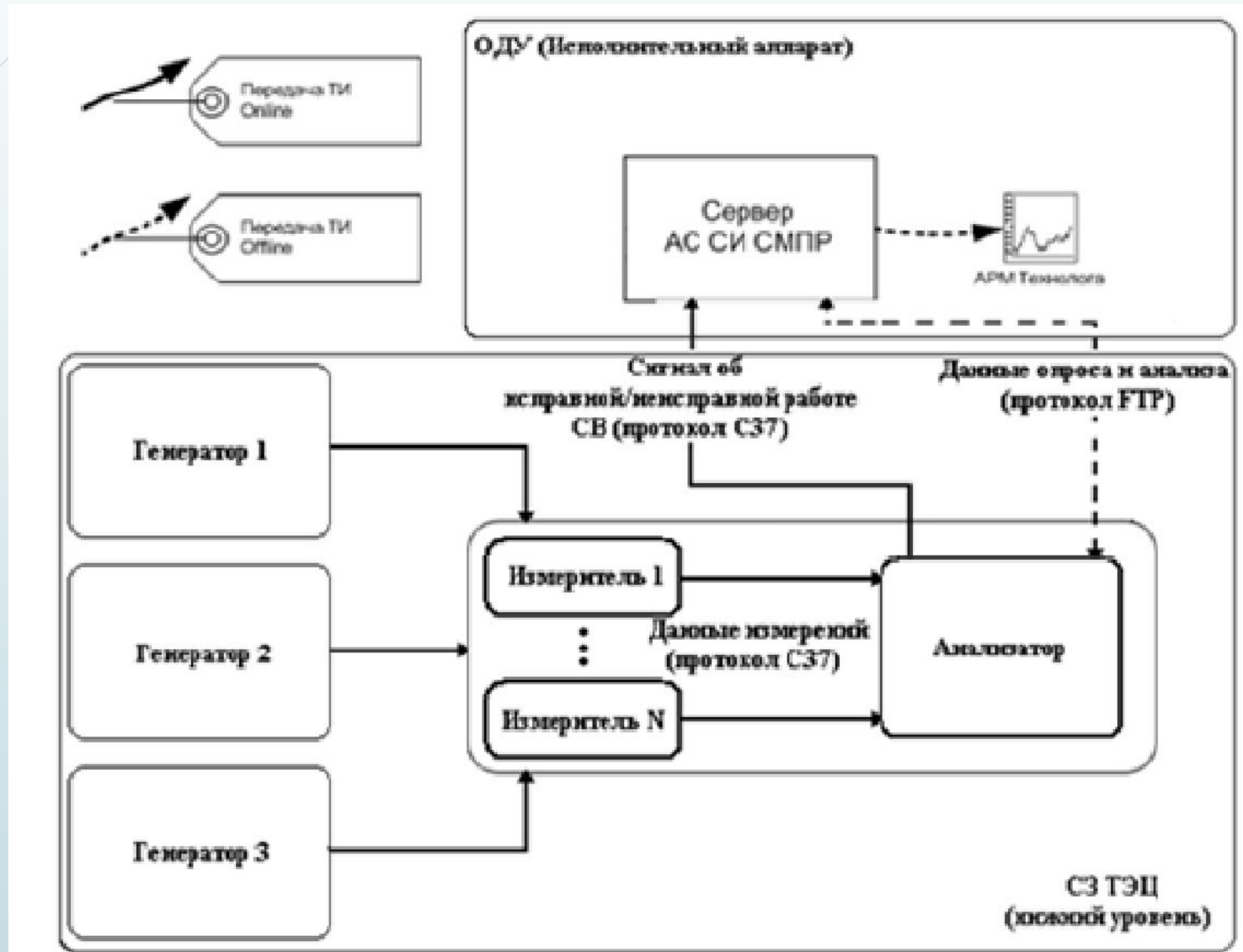
5. Выявление и анализ низкочастотных колебаний. Согласованная по времени регистрация изменения частоты позволяет наблюдать низкочастотные колебания при их появлении в течение 15 мин. Анализ амплитуд колебаний и характера их распространения позволяет определить источник колебаний и рекомендовать меры по их подавлению.

6. Мониторинг фазовых углов напряжений в узлах сети. Появляется возможность уточнения пределов передаваемой мощности по отдельным линиям и сечениям путем сравнения рассчитанных и измеряемых в режиме online углов напряжений. Уточнение пределов в меньшую сторону позволит снизить мощность отключаемых потребителей при возникновении дефицита мощности в системе. Также становится возможной быстрая идентификация асинхронного режима энергосистемы.

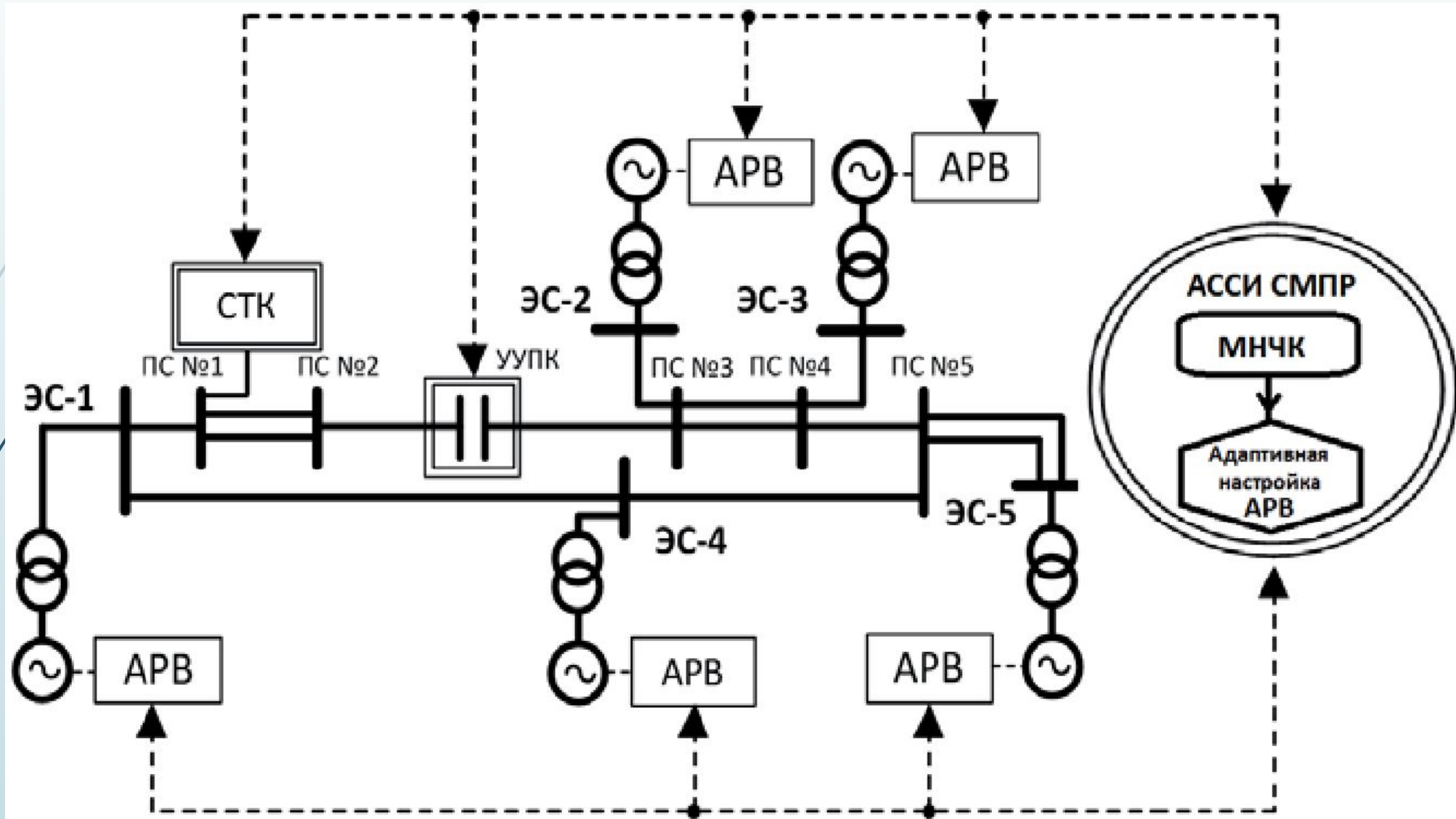
Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ)



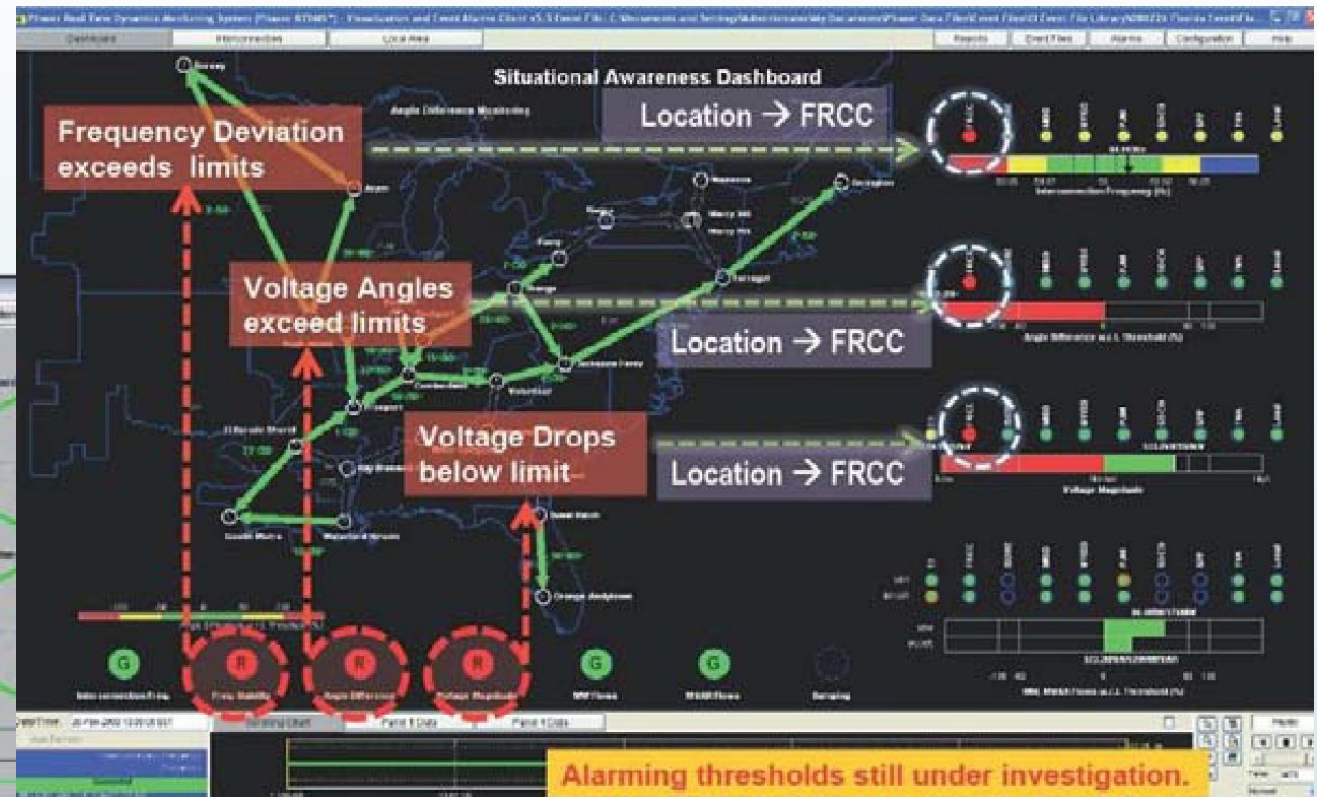
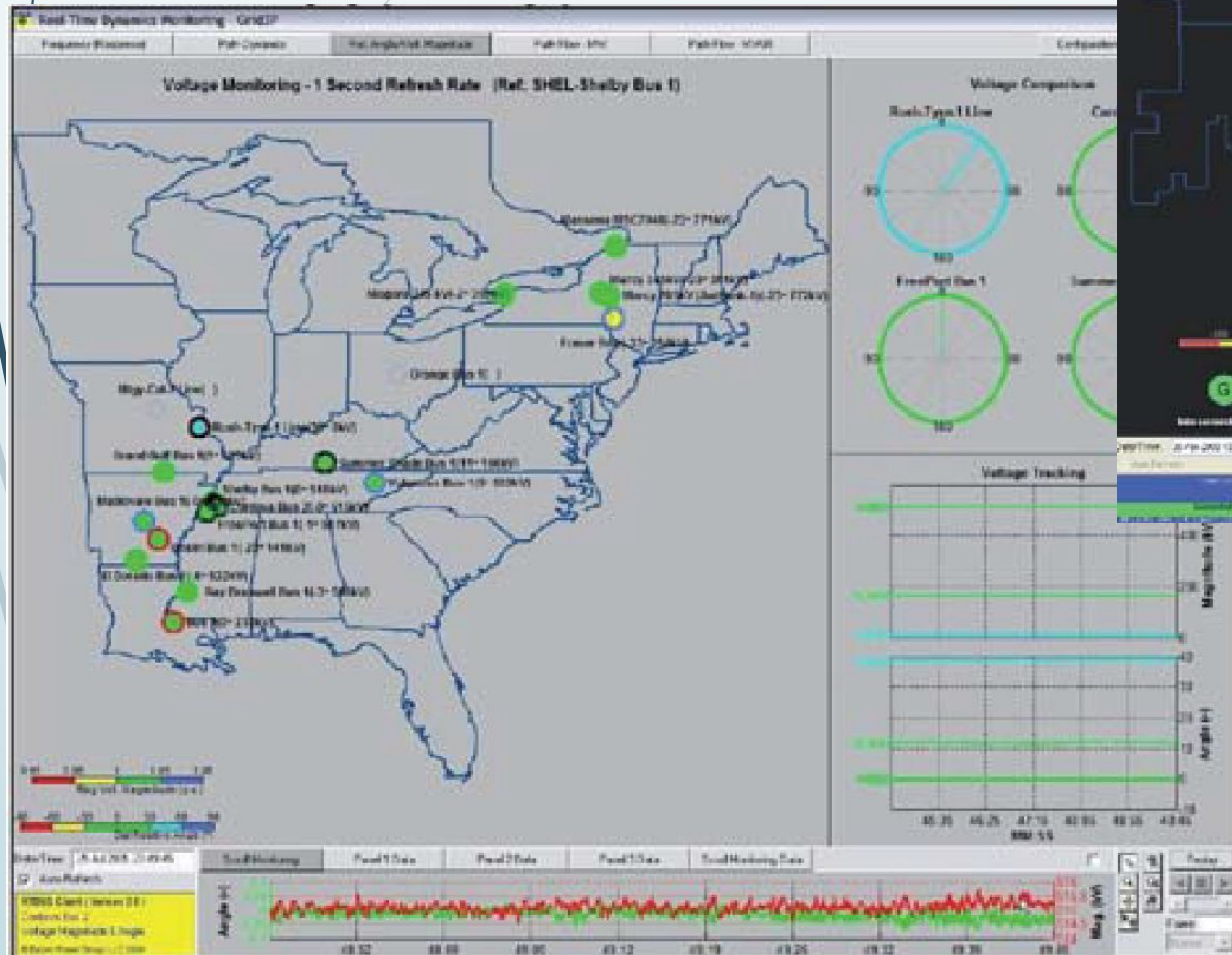
Структурная схема пилотной СМСП генераторов энергоблока №1 Северо-Западной ТЭЦ



Принципиальная схема алгоритма адаптивной корректировки настроек АРВ по уровню НЧК (СМСП)



Экранные формы RTDMS



Широкмасштабные внедрения СМПР в Индии

