

*К. В. Ущановский, Г. И. Гримуд, П. А. Сергиенко, В. И. Васильченко, ГП «НЭК «Укрэнерго»,  
А. В. Гинайло, П. С. Лукьянчук, И. Н. Блоцаневич, В. А. Гинайло, ООО «НПП «Укрэнергоналадкаизмерение»,  
А. С. Яндульский, НТУУ «Киевский политехнический институт».*

## **ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ ИНТЕГРАЦИИ АСУЭ В НЭК „УКРЭНЕРГО”**

**Введение.** В связи с переходом национальной электроэнергетики Украины на работу в рыночных условиях с самого начала создания оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) появилась срочная технологическая проблема, связанная с необходимостью тотального внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии (АСУЭ) на всех участках объединенного энергетического процесса: производство, передача, распределение, снабжение, потребление.

За десятилетний период функционирования ОРЭ научными работниками, проектантами, монтажно-наладочными и эксплуатационными организациями был сделан существенный прорыв в решении приведенной проблемы. Так, на основе разработанных и утвержденных в разных инстанциях (ОРЭ, Национальная комиссия регулирования электроэнергетики Украины - НКРЭ, Госпотребстандарт, НЭК «Укрэнерго») директивных документов началось массовое внедрение АСУЭ. Основная цель созданной нормативной документации – это осуществление упорядоченного и регламентированного построения АСУЭ [1,2,3,4]. Объектами внедрения при этом выступили, в первую очередь, небольшие, средние и мощные потребители, отдельные электростанции, распределительные и магистральные подстанции.

Постепенное накопление на указанных объектах локальных систем учета электроэнергии (ЛСУЭ) привело к появлению еще более сложной проблемы, а именно - интеграция ЛСУЭ в единые АСУЭ генерирующих и энергоснабжающих компаний, в объединенные АСУЭ энергосистем и НЭК «Укрэнерго» в целом, а также создание целостной АСУЭ ОРЭ.

Существующие директивные и инструктивные материалы дали ощутимый толчок началу внедрения АСУЭ и сыграли свою положительную роль в процессе создания именно ЛСУЭ. Решение же проблем построения интегрированных АСУЭ (ИАСУЭ) нуждается в применении новых подходов и современных архитектурных решений как путем усовершенствования и дальнейшего развития имеющихся документов, так и путем разработки новейших принципиальных и перспективных методологий.

Разработка основных принципов построения ИАСУЭ есть актуальной своевременной сегодняшней задачей, решение которой даст возможность проектировщикам и разработчикам создавать технологически и информационно совместимые объединенные

системы учета электроэнергии в разнообразных электроэнергетических компаниях (генерация, передача, снабжение, потребление).

Необходимость разработки принципиальных основ построения ИАСУЭ обуславливается и подтверждается также возникновением большого лавинообразного потока новых информационных технологий (ИТ): объектно-ориентированные базы данных реального времени; OPC – технология; общие коммуникационные шины; WEB- сервисы; XML - представление данных и т.п., а также появлением новых международных стандартов для создания систем управления электроэнергетическими компаниями: IEC 61970 (СІМ-модель, общая информационная модель энергосистемы); IEC 61968 (основные интерфейсы для управления электрическими сетями, структура информационных сообщений для центров управления); IEC 61850 (объектное моделирование данных, взаимодействие и обмен информацией между интеллектуальными приборами уровня подстанций - релейная защита и автоматика, управление выключателями, измерение); IEC 61870 - 6 (протоколы передачи данных между диспетчерскими центрами) и других [5].

Более ранние попытки разработки основ интеграции АСУЭ были невозможными в связи с отсутствием в то время как в Украине, так и в мире стандартизированной среды, которая бы регламентировала методологию построения современных систем управления в электроэнергетических компаниях.

В НЭК «Укрэнерго» на протяжении 2006 и с начала 2007 года выполнен значительный объем работ по исследованию новых информационных технологий и международных электроэнергетических стандартов [5]. Такие исследования были проведены с целью, в первую очередь, поиска квалифицированных современных информационных и программно-аппаратных решений для создания интегрированных АСУЭ энергосистем (региональный уровень) и ИАСУЭ НЭК в целом (центральный уровень). Ускоренное создание таких АСУЭ связано с рядом внутренних и внешних факторов. Внутренние обстоятельства - это технологическая потребность в осуществлении объективного коммерческого управления внутри- и межгосударственными перетоками приема-отдачи мощности и электроэнергии, формирование высокоточных почасовых графиков нагрузок, определение и контроль небалансов, оптимизация затрат электроэнергии на ее передачу магистральными сетями.

Среди внешних факторов следует отметить необходимость реализации государственного стратегического курса дальнейшего развития национальной электроэнергетики, в том числе, путем интеграции ОЭС Украины в объединенную Европейскую энергосистему UCTE. Заявку на синхронизацию национальной ОЭС с UCTE Украина подала в мае 2006. В свою очередь исполнительный комитет Европейского Союза

по координации передачи электроэнергии сформировал группу проекта интеграции энергосистемы Украины в УСТЕ. Перед группой поставлена задача исследования ОЭС Украины на предмет ее готовности к синхронной работе с Европой. Требования УСТЕ относительно приведения технического уровня ОЭС Украины в соответствие нормам и стандартам, действующим в Европе, как говорят, «обсуждению не подлежат» и, именно, от их выполнения будет зависеть интеграция энергетики Украины в энергетику Европы. Итак, вопрос внедрения информационных стандартов (IEC 61970, IEC 61968, IEC 61850, IEC 61870-6 и др.) при построении автоматизированных систем в электроэнергетике Украины уже поставлен, и без его решения ОЭС Украины ни на шаг не приблизится к энергетическому сообществу Европы.

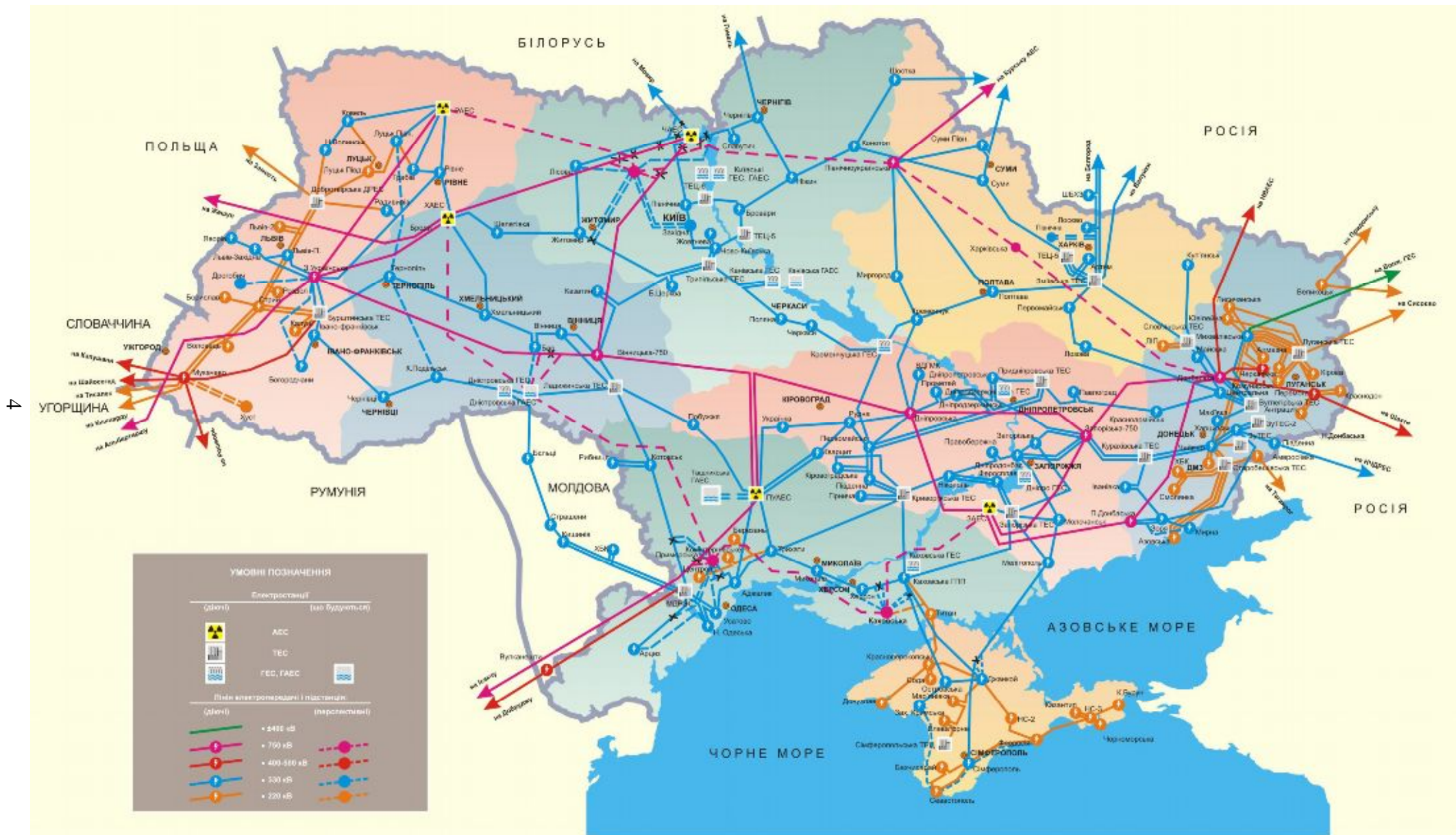
**Краткая характеристика НЭК «Укрэнерго».** Государственное предприятие (ГП) „Национальная энергетическая компания „Укрэнерго” создано в соответствии с приказом Минэнерго Украины от 15.04.1998 г. №54 с целью решения ряда проблем, которые связаны с энергетической безопасностью Украины путем сохранения целостности, развития, текущей и перспективной управляемости единой объединенной энергетической системой государства.

Следует отметить, что созданная и существующая НЭК „Укрэнерго” с точки зрения общей системы управления выступает, во-первых, как предприятие, т.е. субъект национального хозяйства, а во-вторых, как мощный территориально-распределенный электроэнергетический объект.

Как предприятие ГП „НЭК „Укрэнерго” включает в свой состав:

- восемь энергосистем (обособленные структурные единицы - Днепровская, Донбасская, Северная, Центральная, Юго-Западная, Западная, Южная, Крымская);
- пять предприятий вспомогательного назначения (обособленные структурные единицы - главный информационно-вычислительный центр (ГИВЦ), пансионат „Энергетик”, подразделение общественного питания „Энергетик”, Винницаэлектротехнология, Южэнергопром);
- восемь отделенных подразделов „Госэнергонадзора”.

Как электроэнергетический объект (Рис.1) НЭК „Укрэнерго” представляет собой передающую системообразующую магистральную электросеть, которая объединяет восемь региональных передающих сетей, в состав которых входит 32 локальные магистральные электросети с общим количеством подстанций (ПС) 220 ÷ 750 кВ - 132 шт.



*Рис.1. Объединенная энергетическая система Украины с перспективой развития на период до 2030 года*

Оперативное управление ОЭС Украины осуществляют: диспетчерская служба НЭК „Укрэнерго”, центральные диспетчерские службы (ЦДС) региональных электроэнергетических систем; оперативно-диспетчерские службы (ОДС) или оперативно-диспетчерские группы (ОДГ) магистральных электрических сетей (МЭС); оперативный персонал ПС 220 ÷ 750 кВ.

Генерирующие и энергоснабжающие компании, а также другие субъекты (независимые производители и поставщики) подчинены единому централизованному диспетчерскому управлению ОЭС Украины.

Диспетчерское управление выполняется на основе информации (параметры режима функционирования энергосистем, коммутационное состояние электросетей) о ретроспективных, текущих, ремонтных и перспективных режимах работы ОЭС.

**Характеристика существующих в НЭК «Укрэнерго» систем учета электроэнергии.** По состоянию на 31.12.2006 г. на 132 ПС 220 ÷ 750 кВ НЭК «Укрэнерго» установлено 1926 счетчиков коммерческого учета электроэнергии (табл. 1), на 56 ПС - внедрены ЛСУЭ (табл. 2).

Табл. 1. Поставщики счетчиков коммерческого учета электроэнергии на ПС НЭК „Укрэнерго”

№ п/п	Поставщик и тип счетчика	Количество (шт.)	В т.ч. по энергосистемах							
			Донбасская	Днепровская	Центральная	Северная	Юго - Западная	Южная	Западная	Крымская
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Actaris, тип SL ACE5000, MC331H	1003 48	300 7	122 -	39 -	191 -	39 -	169 -	98 41	45 -
2.	ABB, тип AIR тип AID	126 4	28 -	1 -	67 -	- -	30 4	- -	- -	- -
3.	ABB, тип EA	161	41	11	23	-	-	-	55	31
4.	L&GYR, тип ZMU,ZFB	252	10	32	1	132	-	10	67	-
5.	Элвин, тип ET	70	-	53	-	-	3	-	14	-
6.	ЛЕМЗ, ВЗЕТ, индукционного типа	122	12	35	12	-	17	2	35	9
7.	Росток СА4	4	-	1	2	-	1	-	-	-
8.	Комунар СОЕ1.7	5	-	1	-	-	4	-	-	-
9.	Телекарт СТК3 Энергия 9	1 38	- 14	- -	- -	- -	1 -	- -	- 2	- 22
10.	Энергомера ЦЭ6808	19	10	-	-	6	-	3	-	-
11.	Квант Ф68700	18	8	7	3	-	-	-	-	-
12.	Другие поставщики других типов	4	-	-	2	-	-	-	2	-
	<b>Всего: ПС 220-750 кВ</b>	<b>132</b>	<b>29</b>	<b>21</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>15</b>
	<b>Всего: счетчиков</b>	<b>1926</b>	<b>432</b>	<b>309</b>	<b>149</b>	<b>329</b>	<b>99</b>	<b>187</b>	<b>314</b>	<b>107</b>

Табл. 2. Внедрение локальных АСУЭ на ПС НЭК «Укрэнерго»

№ п/п	Название ЭС	Количество ПС в ЭС	Количество ПС с АСУЭ по состоянию на 31.12.05 г.	Количество ПС с АСУЭ по состоянию на 31.12.06 г.	Количество ПС с АСУЭ по состоянию на 31.12.07 г.	Количество ПС с АСУЭ по состоянию на 01.07.08 г.	Построение АСУЭ регионального уровня в 2007 г.	Построение АСУЭ регионального уровня в 2008 г.	Построение АСУЭ центрального уровня в 2007 - 2008 г.	Подрядная организация, которая выполняет работы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Донбасская	29	5	13	21	29	1	-	-	ЗАО «Инэт»
2.	Днепровская	21	6	12	18	21	1	-	-	Специалисты энергосистемы
3.	Центральная	12	6	9	12	12	1	-	-	ООО «НПП «Укрэнерго-наладкаизмерение»
4.	Северная	14	0	6	11	14	-	1	-	ООО «Хартэп»
5.	Юго - Западная	9	0	1	5	9	-	1	-	НИИАЭ «Энергия»
6.	Южная	12	1	6	12	12	-	1	-	ООО «Укргазтех»
7.	Западная	20	2	4	13	20	1	-	-	ЗАО «Инэт»
8.	Крымская	15	0	5	10	15	-	1	-	ООО «Инстал»
9.	НЭК «Укрэнерго»	-	-	-	-	-	-	-	1	тендер
	<b>Всего:</b>	<b>132</b>	<b>20</b>	<b>56</b>	<b>102</b>	<b>132</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	

При создании ЛСУЭ ПС принимали участие разные разработчики, которые, конечно, использовали при этом разные операционные среды и информационные базы данных (табл. 3).

Табл. 3. Программное обеспечение, которое используется разработчиками ЛСУЭ на ПС НЭК «Укрэнерго»

№ п/п	Название ЭС	ОС	СУБД	Разработчик
1	2	3	4	5
1.	Донбасская	Linux	Oracle	ЗАО «Инэт»
2.	Днепровская	Windows 2003 Server	Файловая система	Специалисты энергосистемы
3.	Центральная	Windows 2003 Server	MS SQL	ООО «НПП «Укрэнерго-наладкаизмерение»
4.	Северная	Windows 2003 Server	Oracle	ООО «Хартэп»
5.	Юго - Западная	Установлены ИТЕК		НИИАЭ „Энергия”
6.	Южная	Windows 2003 Server	Файловая система	ООО «Укргазтех»
7.	Западная	Linux, Windows 2003 Server	Oracle	ЗАО «Инэт» ООО «Хартэп»
8.	Крымская	Windows	MS SQL	Instal

Анализ информации, которая приведена в таблицах 1, 2, 3 указывает на разношерстность типов, использованных для построения ЛСУЭ средств измерений, сбора и обработки данных, операционных систем (ОС), систем управления базами данных (СУБД), а также прикладного программного обеспечения. Такое существующее состояние есть нормальным явлением, как для энергетики Украины, так и для энергетики других стран. Наличие разнообразной измерительной и информационной среды объясняется двумя основными причинами. Во-первых, - это экономическая необходимость поддержки национальных поставщиков и разработчиков отдельных элементов и систем АСУЭ. Во-вторых, - это реализация государственной политики относительно осуществления закупки товаров, работ и услуг на тендерных условиях.

Вышеприведенная ситуация, которая объективно сложилась на энергообъектах НЭК «Укрэнерго», заставляет искать новые подходы, решения и реализации для создания интегрированных АСУЭ в национальной энергетической компании.

Со структурной и технологической точки зрения в НЭК «Укрэнерго» следует отличать следующие три уровня внедрения АСУЭ. Первый уровень - ПС 220-750 кВ, на которых монтируются локальные системы учета (ЛСУЭ). Второй уровень - энергосистемы, где внедряются АСУЭ на основе интеграции ЛСУЭ ПС, подконтрольных данному региону (региональный уровень - РСУЭ). Третий уровень - это НЭК «Укрэнерго» в целом, где должно быть создано АСУЭ центрального уровня (ЦСУЭ) путем объединения восьми РСУЭ в единую интегрированную систему учета электроэнергии компании.

Для определения основных принципов построения интегрированных АСУЭ сформулируем цели и основные (подчеркиваем - именно основные) функции АСУЭ разных уровней НЭК «Укрэнерго».

**Цель создания и основные функции ЛСУЭ.** Основной целью создания ЛСУЭ есть обеспечение коммерческой наблюдаемости и коммерческой управляемости высоковольтной ПС за счет высокоточных синхронных измерений перетоков мощностей и электроэнергий, анализа и оценки текущих небалансов мощностей и энергий на всех шинах подстанции с дальнейшим их введением в допустимые зоны измерения и управления, объективного определения расходов мощности и энергии на собственные и хозяйственные нужды подстанции, а также реализация периодической и по запросу передачи зафиксированных коммерческих и технологических параметров в энергосистему.

К основным функциям ЛСУЭ следует отнести нижеприведенные.

- Формирование графиков перетоков и собственных нагрузок ПС в четырехквadrантной плоскости измерений с возможностью установления периода интеграции 1, 5, 10, 15, 30 и 60 минут.

- Мониторинг режимных параметров ПС ( $I_a, I_b, I_c, U_a, U_b, U_c, \varphi_a, \varphi_b, \varphi_c, \varphi, P_a, P_b, P_c, P, Q_a, Q_b, Q_c, Q, S_a, S_b, S_c, S, f$ ).
- Формирование векторных диаграмм и местный контроль правильности подключений счетчиков.
- Формирование необходимой информации по точкам учета с учетом переключений выключателей и замен счетчиков.
- Расчет интегральных параметров и балансов (прием/отдача ПС, прием/отдача шин ПС, собственные и хозяйственные нужды, отпуск энергоснабжающим компаниям).
- Синхронизация измерений параметров путем непосредственной корректировки таймеров счетчиков на основе локального приемника эталонного времени.
- Обслуживание запросов на выдачу данных об измерениях коммерческих и технологических параметров на уровень РСУЭ.
- Ведение нормативно-справочной ретроспективной, текущей и перспективной информационной базы данных.
- Защита информации от несанкционированного доступа и влияния.

**Цель создания и основные функции РСУЭ.** Основная цель создания АСУЭ энергосистемы - это объективное высокоточное оперативное и за заданный промежуток времени определение балансов мощности и электроэнергии, которая поступает в региональные магистральные электросети, передается транзитом в смежные энергосистемы, а также отпускается местным энергоснабжающим компаниям и, как следствие, формирование почасовых графиков приема-передачи электроэнергии и вычисление реальных затрат на ее передачу.

Основные функции РСУЭ сводятся к следующему.

- Обеспечение структурных подразделений энергосистемы (магистральные электросети - МЭС, аппарат управления - служба эксплуатации приборов и средств учета электроэнергии, диспетчерская служба, служба организации работы по энергоснабжению) постоянной достоверной информацией относительно учета электроэнергии и мощности на ПС.
- Автоматизированное и за заданный промежуток времени составление балансов мощности и электроэнергии в разрезе поступления от электростанций, транзита энергии в смежные энергосистемы, отпуска ее энергоснабжающим компаниям.
- По-подстанционное и суммарное определение и анализ расходов электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды.
- Расчет фактических потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и магистральных линиях электропередач.



- Формирование почасовых графиков покрытия и нагрузок на подконтрольной территории.
- Контроль за синхронностью измерений коммерческих параметров на подчиненных ЛСУЭ ПС.
- Интеграция РСУЭ в ЦСУЭ верхнего уровня НЭК «Укрэнерго».
- Автоматизированное формирование отчетов, сообщений и справок.

**Цель создания и основные функции ЦСУЭ.** Интегрированная система учета электроэнергии НЭК «Укрэнерго» центрального уровня (ЦСУЭ) создается с целью обеспечения коммерческой управляемости энергосистемами, как основы экономической безопасности ОЭС Украины.

Основные задачи, решения которых возлагается на ЦСУЭ, сводятся к следующему.

- Мониторинг и диагностика балансов мощностей и электроэнергии ( $P$ ,  $Q$ ,  $WP$ ,  $WQ$ ) в магистральных сетях. Идентификация отклонений и выдача рекомендаций относительно их введения в допустимые зоны измерения и управление.
- Обеспечение пользователей точной и достоверной информацией о производстве, транспортировании и потреблении мощности и электроэнергии в ОЭС Украины на текущий момент и за разные часовые промежутки.
- Мониторинг и диагностика составляющих баланса мощности и электроэнергии по межгосударственным сечениям.
- Почасовой учет электроэнергии, которая поступает в сети НЭК «Укрэнерго» и отпускается из них.
- Вычисление реальных потерь электроэнергии при ее передаче магистральными сетями.
- Достоверный учет собственных и хозяйственных нужд.
- Анализ и оптимизация часовых интервалов (начало, продолжительность, конец) характерных временных зон (пик, полупик, ночь) для разных сезонов энергопотребления.
- Обеспечение формирования суточных графиков перетоков и электрических нагрузок в украинской и европейской системах измерения времени.
- Ведение нормативно-справочных, ретроспективных, текущих и перспективных баз данных.
- Информационное взаимодействие с ОИК НЭК „Укрэнерго”.
- Формирование отчетов, макетов и справок.
- Взаимодействие с АСУЭ ОРЭ.
- Защита от несанкционированного вмешательства.

Исследование и приведенное детерминированное определение целей и функций, присущих каждому уровню АСУЭ НЭК «Укрэнерго», позволило авторам статьи разработать

основополагающие принципы интеграции разрозненных систем учета электроэнергии, которые сводятся к следующему.

1. Обеспечение доступа энергоснабжающих компаний, независимых поставщиков и соседних энергосистем к коммерческим параметрам ЛСУЭ ПС в режиме чтения.
2. Беспрепятственное получение на оперативно-подчиненной территории данных от АСУЭ электростанций, которые входят как в состав генерирующих компаний, так и таких, что функционируют самостоятельно или в составе энергоснабжающих компаний, но генерация которых подключена к сетям энергосистем. Коммерческие параметры электростанций замыкаются исключительно на РСУЭ.
3. Реализация АСУЭ межгосударственных перетоков в виде отдельной подсистемы с интеграцией ее в АСУЭ центрального уровня.
4. Реализация взаимодействия с АСУЭ ОРЭ исключительно на уровне АСУЭ центрального уровня.
5. Интеграция АСУЭ регионального и центрального уровней с оперативно-информационными комплексами и подсистемами расчета режимных задач.
6. Интеграция региональных АСУЭ энергосистем в АСУЭ НЭК «Укрэнерго» на основе использования международных стандартов IEC 61970, IEC 61968, IEC 61870-6.
7. Использование стандартных унифицированных программных интерфейсов (API) обмена информацией для интеграции программных приложений разных разработчиков и поставщиков в единую систему.
8. Применение отказоустойчивых аппаратных технологий для центров управления РСУЭ и ЦСУЭ.
9. Сбор, обработка и сохранение коммерческих и технологических параметров на разных уровнях АСУЭ на основе применения объектных баз данных реального времени.
10. Контроль синхронной работы ЛСУЭ из уровня РСУЭ и контроль синхронности функционирования РСУЭ из уровня ЦСУЭ. Организация взаимодействия РСУЭ-ЛСУЭ, ЦСУЭ-РСУЭ на основе цифровых каналов связи.
11. Реализация современных человеко-машинных интерфейсов основных пользователей и администраторов АСУЭ с применением графических векторных процессоров.
12. Использование WEB - сервисов для ускоренной разработки человеко-машинных интерфейсов для внешних (не основных) клиентов.
13. Организация информационного межуровневого взаимодействия с использованием защищенных сетевых протоколов.

***СІМ – модель и интеграция приложений.*** Основная цель электроэнергетических проектов, создаваемых на основе СІМ-технологии - это реализация интеграции приложений разных

производителей в единую объектную модель информационной системы с обеспечением при этом независимости пользователей приложений от их разработчиков [5, 6, 7].

Сегодня в ОЭС Украины используются разнообразные прикладные разработки по всем направлениям технологической и коммерческой деятельности. Это: оперативно - информационные комплексы; вычислительно - технологические комплексы, которые решают задачи расчета установившихся режимов, статической и динамической устойчивости; задачи, которые связаны с анализом и перспективным планированием режимов работы ЭС; локальные и региональные автоматизированные системы учета электроэнергии; автоматизированные системы сбора информации от приборов цифровой релейной защиты и автоматики и т.п. Каждое из приведенных приложений имеет свою уникальную прикладную модель информационной базы данных со своими структурами и описанием взаимосвязей между ними, свои интерфейсы доступа и обмена данными. Вот почему интеграция таких приложений в единую систему представляет собой одну из глобальнейших проблем для НЭК „Укрэнерго”.

При использовании СИМ - технологии создается общая информационная модель ЭС и все приложения обмениваются данными на основе единого их описания. Т.е., СИМ - технология представляет собой общий язык для всех приложений, которые интегрируются в единую систему управления ЭС.

Следует отметить, что СИМ - это не информационная база данных, а стандартизированный унифицированный инструментарий для ее создания и представления связей разных объектов в рамках ЭС. Т.е., СИМ определяет модель интеграции различных приложений систем мониторинга и управления ЭС. Это позволяет реализовать стандартизированное представление и обмен данными как между элементами одной ЭС, так и между элементами других энергокомпаний и энергосистем, что в конечной цели наделяет СИМ привлекательным свойством, а именно - независимость интегрированных систем управления от технологии их построения, а также от поставщиков систем и отдельных их элементов. Это упрощает эксплуатацию интегрированных систем и позволяет избавиться от неоправданных затрат на сопровождение приложений их производителями или поставщиками.

При использовании СИМ - модели надежный и своевременный обмен данными и согласованные действия в системе технологического и коммерческого управления обеспечиваются именно ИЕС 61970. Т.е., СИМ - это общая информационная модель концептуального представления информации, которая позволяет расширить и усовершенствовать существующие технологии, инструментарии и стандарты построения и функционирования систем управления за счет использования объектно-ориентированных конструкций. СИМ - это абстрактная модель, которая все множество элементов электроэнергетической системы представляет стандартизированным описанием энергообъектов, включая топологию, оборудование и их параметры, а также

взаимосвязи между ними. Именно, такое единое описание решает проблему интеграции разных АСУЭ, которые изготовлены отдельными разработчиками.

На Рис. 2 представлена схема объединения существующих АСУЭ в региональные АСУЭ энергосистем с последующей их интеграцией в единую систему учета НЭК „Укрэнерго” в целом на основе CIM - модели.

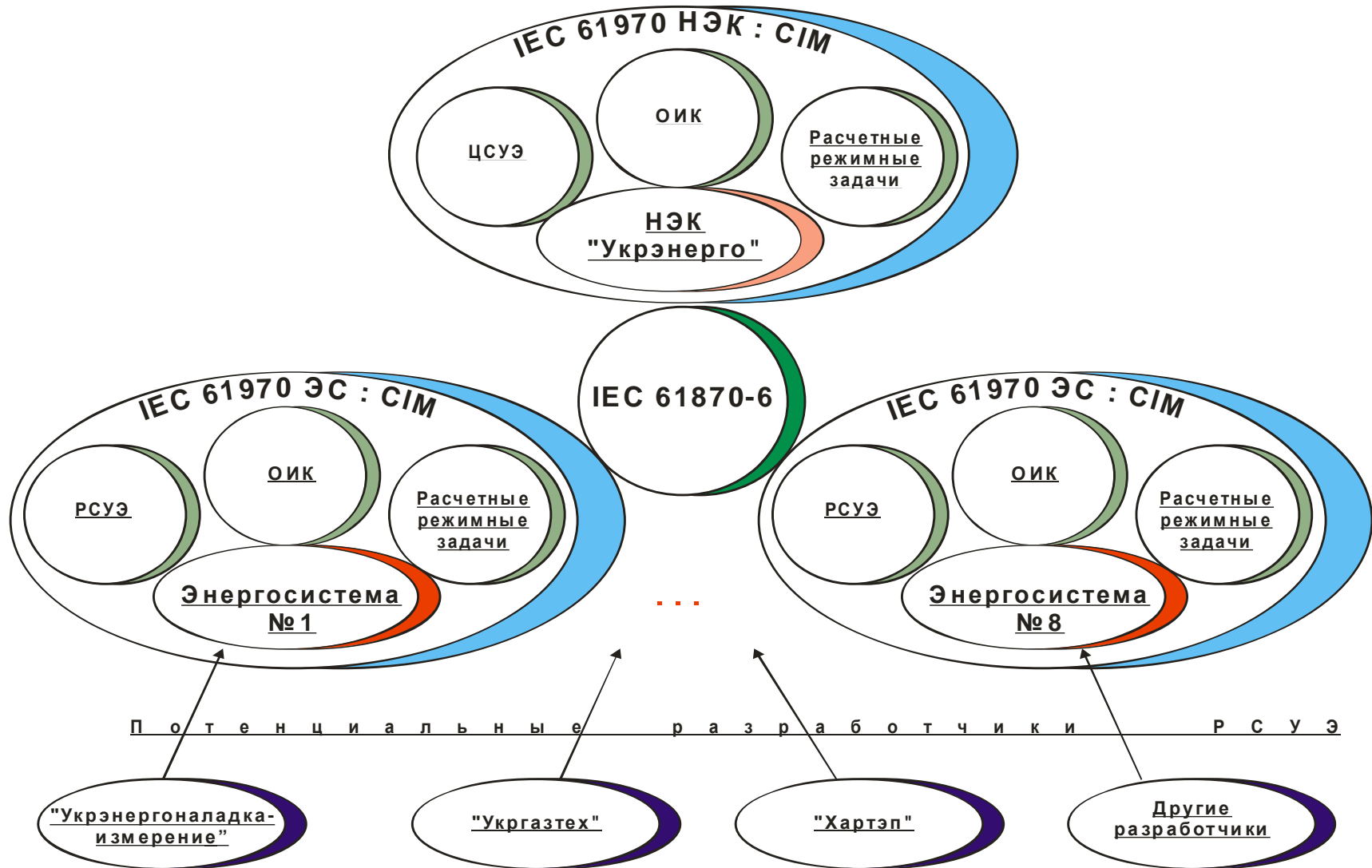
Если CIM служит общим языком общения систем, то стандарт GID в рамках CIM определяет интерфейсы, которые могут соединять приложения между собой, с хранилищами данных, с интеграционной платформой [7]. GID - интерфейсы определяют общий технический механизм, который позволяет приложениям взаимодействовать и предоставлять свои данные. Кроме того, в отличие от большинства интерфейсов, которые раньше использовались для интеграции, GID - интерфейсы обеспечивают предоставление сведений о данных, которые сохраняются в приложениях. GID описывает четыре программных интерфейса, основанных на индустриальных стандартах Object Management Group и OPC Foundation и дополненных средствами решения специфических задач электроэнергетики.

Generic Data Access (GDA) - интерфейс для работы с данными и метаданными (описанием данных) CIM - модели. Можно как получать, так и модифицировать данные, причем пользователь не обязательно должен иметь информацию о CIM - модели. GID позволяет осуществлять навигацию по CIM - модели без знания этой модели (например, получать все свойства классов или все объекты, связанные с данным объектом). Интерфейс основан на стандарте OMG Data Access Facility (DAF).

Generic Eventing and Subscription (GES) – интерфейс, который обеспечивает публикацию сообщений и получение этих сообщений, определенных подписчиками. GES - независимый от поставщиков интерфейс для работы с интеграционными продуктами. Интерфейс GES базируется на стандартах OMG Data Acquisition from Industrial Systems (DAIS) и OPC Foundation Simple Eventing.

High-Speed Data Access (HDSA) - интерфейс для передачи больших объемов данных из SCADA-систем. Он позволяет читать информацию о схемах (классах) и об экземплярах этих классов, которые содержат данные реального времени. Используя HDSA, можно читать данные SCADA-систем, организовывать их публикацию и подписку на изменения. Интерфейс базируется на стандарте OMG DAIS и спецификации OPC Foundation Data Access.

Time Series Data Access (TSDA) - интерфейс, который разрешает эффективно передавать временные ряды (архивные данные). Он позволяет читать информацию о схемах (классах) и об экземплярах этих классов, которые содержат временные ряды. С помощью TSDA можно также получать информацию, организовывать публикацию и подписку на изменения. Интерфейс предназначен для получения исторических/архивных данных и основан на стандарте OMG Historical Data Access From Industrial Systems (HDAIS).



ЦСУЭ – АСУЭ центрального уровня НЭК „Укрэнерго“;  
 РСУЭ – АСУЭ регионального уровня (энергосистема);  
 ОИК – оперативно-информационный комплекс;

НЭК : СИМ – СИМ-модель уровня НЭК;  
 ЭС : СИМ – СИМ-модель уровня энергосистемы;  
 ИЕС 61870-6 – протокол передачи данных между диспетчерскими центрами.

**Рис. 2. Объединение АСУЭ разных разработчиков в интегрированную АСУЭ НЭК "Укрэнерго"**

В Международной электротехнической комиссии рассматриваются следующие GID-стандарты: IEC 61970 Part 401 Component Interface Specification Framework; IEC 61970 Part 402 Common Services; IEC 61970 Part 403 Generic Data Access; 61970 Part 404 High Speed Data Access; 61970 Part 405 Generic Eventing and Subscription; 61970 Part 407 Time Series Data Access. Все эти стандарты не накладывают ограничений на технологии разработки интерфейсов приложений. Главное здесь - обеспечить реализацию требований стандарта.

GID - интерфейс может соединять клиентскую и серверную части приложений, два приложения, приложение и хранилище данных, приложение и систему гарантированной доставки сообщений, приложение и коммуникационную платформу и тому подобное. Сейчас поставщики систем управления для электроэнергетики начинают поставлять GID - интерфейсы вместе со своими приложениями. Есть также возможность создавать GID - интерфейсы и для унаследованных приложений с целью реализации стандартизированного механизма взаимодействия.

Таким образом, использование CIM/GID - интерфейсов упрощает интеграцию АСУЭ в НЭК „Укрэнерго”, облегчает взаимодействие приложений, а также позволяет достичь взаимозаменяемости систем разных поставщиков.

**Отказоустойчивые аппаратные технологии.** Основной характеристикой аппаратно-программных комплексов центров управления (ЦУ) АСУЭ есть надежность или возможность обеспечения безотказной работы системы в режиме круглосуточной непрерывной эксплуатации [8]. Конечно, принято оценивать надежность системы по тому, сколько времени в году она работает. Если система работает 90 % времени, то ее надежность равняется одной девятке. Если привести эти ”девятки” к обычному времени простоя в год, выйдет следующая таблица (табл. 4):

Табл. 4

№ п/п	Доступность в 9-ках	Время простоя в год
1	90. 0000%	37 дней
2	99. 0000%	3.7 дней
3	99. 9000%	8.8 часов
4	99. 9900%	53 минуты
5	99. 9990%	5.3 минуты
6	99. 9999%	32 секунды

Основной составляющей аппаратно-программной платформы ЦУ АСОЕ есть серверное оборудование. Основная задача сервера – это непрерывный сбор данных, хранение их на внешней отказоустойчивой системе, проведение вычислений и предоставление доступа к информации взаимодействующим подсистемам и пользователям.

Надежность серверных систем обеспечивается кластерной архитектурой или наиболее современной технологией „Fault tolerant” [8, 9].

Кластер (cluster) - это объединение между собой двух и больше серверов в единую систему, которые функционируют как единое целое. Кластеры создаются для достижения высокой надежности хранения данных, обеспечения высокой доступности информационного сервиса, распределения нагрузки на сервисы. В кластерной системе две части - программная (операционная система, кластерное программное обеспечение) и аппаратная. Компьютеры и сегменты сети, которые представляют кластер, собираются как с применением специальных „кластерных” аппаратных компонентов, так и без них. С точки зрения пользователей кластер выглядит как один сервер.

Кластеры применяются для решения самых разных задач. Надежность и высокую готовность данных обеспечивает High-Availability Cluster system (HA- Cluster). Там, где необходимо обеспечить масштабируемость сервисов, например, в случае наличия множества обслуживающих веб-сайт серверов, применяется Massive Parallel Processing Cluster (MPP- Clusters). Для обеспечения высокой производительности вычислений используется High Performance Computing Clusters (HPC- Clusters). Для обеспечения высокой доступности информационного сервиса и/или для распределения нагрузки на сервисы используется механизм Load Balancing.

С точки зрения на надежность АСУЭ интересуют отказоустойчивые failover-кластеры. Последние широко применяются в коммерческих системах, которые обеспечивают доступность критически важных бизнесов-приложений и данных. Пользуются повышенным спросом со стороны банков, больших производственных, торговых и страховых компаний. В состав типичных конфигураций входят два и больше узлов, которые имеют доступ к внешнему дисковому массиву по интерфейсу SAS, SCSI, iSCSI, FC. Отказоустойчивые кластеры работают под управлением операционных систем типа Windows, UNIX, Linux.

Типичная схема кластерной системы представляет собой двухузловое отказоустойчивое устройство с выделенным внешним дисковым массивом, который относится к классу консолидированных решений для работы с большими объемами коммерческих данных. Основная область применения - операционное обслуживание баз данных больших и средних предприятий. Отказоустойчивая схема кластера гарантирует надежность проведения транзакций. Использование внешнего SCSI-SCSI дискового хранилища обеспечивает высокую доступность данных, минимизирует риски простоя системы и потерю данных.

Алгоритм работы кластерной системы основан на том, что при выходе из строя одного сервера, второй - принимает на себя его функции. Время восстановления работоспособности такой системы - минуты.

Для функционирования кластерной системы необходимо приобретать лицензионное кластерное программное обеспечение на каждый из серверов кластера, а также создавать специальное прикладное программное обеспечение.

Следующая отказоустойчивая система строится на основе технологии "Fault tolerant" (ft-отказоустойчивость). Устойчивость системы управления, построенной на такой технологии, определяется встроенными возможностями восстановления в случае отказов (нечувствительность к аппаратным сбоям), ошибок (обработка их без прерывания функционирования системы) или изменения режима функционирования. Отказоустойчивость - характеристика, свойственная данному классу систем, которая обеспечивает непрерывный доступ к данным, в отличие от систем класса high-availability (с почти непрерывным доступом к данным).

В изготовленном по приведенной технологии ft-сервере, также две части - программная (операционная система, адаптированные драйверы, специализированное программное обеспечение) и аппаратная.

Отказоустойчивость в ft-серверах достигается, в первую очередь, схемотехническими решениями: дублированием основных узлов системного блока; введением горячего резервирования; возможностью замены блоков во время работы и тому подобное.

Все основные компоненты ft-сервера - это индустриальные изделия. В них размещаются процессоры, память, диски и блоки питания. Суть ft-технологии заключается в том, чтобы продублировать все аппаратные компоненты, сделав это совсем незаметно для программного обеспечения. Дублирование компонент фактически устраняет возможности сбоев в какой-либо точке системы и защищает целостность информации. Сдвоенные процессоры и модули памяти работают параллельно, синхронно выполняя те самые инструкции, не снижая быстродействия системы.

В случае отказа того или иного компонента обработка данных не прерывается, потеря или снижение производительности не происходит. Неисправный компонент может быть заменен как пользователем, так и представителем обслуживающей компании без отключения питания сервера. В горячем режиме допускается замена не только модулей памяти и процессоров, но и других дублированных базовых компонентов (таких как отдельные платы, жесткие диски, вентиляторы и блоки питания).

К кластерным или ft-серверам подключается внешняя отказоустойчивая система хранения данных (СХД). СХД предназначена для централизованного надежного хранения, управления и предоставления данных. СХД является ключевым элементом центра сохранения и обработки данных, из которых тесно взаимодействуют вычислительные мощности, занятые обработкой информации. Структура СХД является технологическим фундаментом, вокруг которого строятся вычислительные системы ЦУ.



СХД основана на внешних выделенных дисковых массивах, которые отводятся под хранилище данных. СХД имеют высокую устойчивость к отказам за счет архитектурной реализации, которая предусматривает горячую замену большинства электронных блоков.

*Хранение и методы доступа к учетной информации РСУЭ и ЦСУЭ.* Хранение данных учета и объектных метаданных СІМ-модели регионального и центрального уровней осуществляется индустриальными объектными СУБД реального времени [10, 11]. Такие СУБД, кроме развитых традиционных функций (многопользовательский режим, сетевая архитектура, транзакционность, авторизация доступа, восстановление после сбоев и др.), владеют специфическими возможностями непосредственного управления объектно-ориентированными структурами данных, включая XML - документы. Обеспечивая полную конгруэнтность (согласование) между СІМ и внутренней моделью базы данных, СУБД этого класса реализуют также и реляционное представление требуемых разделов данных и эффективный к ним SQL - доступ. За счет возможности динамического связывания с реляционными базами учетных данных может быть осуществлена поэтапная миграция уже функционирующих АСУЭ в единую объектную среду ИАСУЭ.

Объектные СУБД за счет наличия в них сервера многомерных данных обеспечивают до одной и той же информации, как правило, три метода доступа.

Direct Access - прямой доступ к данным. Обеспечивает максимальную производительность и контроль со стороны программиста. Разработчики приложений получают возможность работать напрямую со структурами хранения. Использование этого типа доступа накладывает определенные требования на квалификацию разработчиков, но понимание структуры хранения данных в СУБД позволяет оптимизировать хранение информации приложения и создавать сверхбыстрые алгоритмы обработки данных.

SQL - реляционный доступ. Обеспечивает достаточную производительность реляционных приложений с использованием встроенного в СУБД SQL. Позволяет проводить интеграцию с БД АСУЭ, которые построены на реляционной основе.

Objects - объектный доступ для достижения сверхбыстрой производительности объектных приложений. В СУБД реализуется объектная модель в соответствии с рекомендациями ODMG (группа управления объектными базами данных - Object Database Management Group). Здесь полностью поддерживается наследование (в том числе и множественное), инкапсуляция и полиморфизм. При создании информационной системы разработчик получает возможность использовать объектно-ориентированный подход к разработке, моделируя предметную область в виде совокупности классов объектов, в которых сохраняются данные (свойства классов) и поведение классов (методы классов). СУБД, поддерживая объектную модель данных, позволяет

естественным образом использовать объектно-ориентированный подход как при проектировании предметной области, так и при реализации приложений.

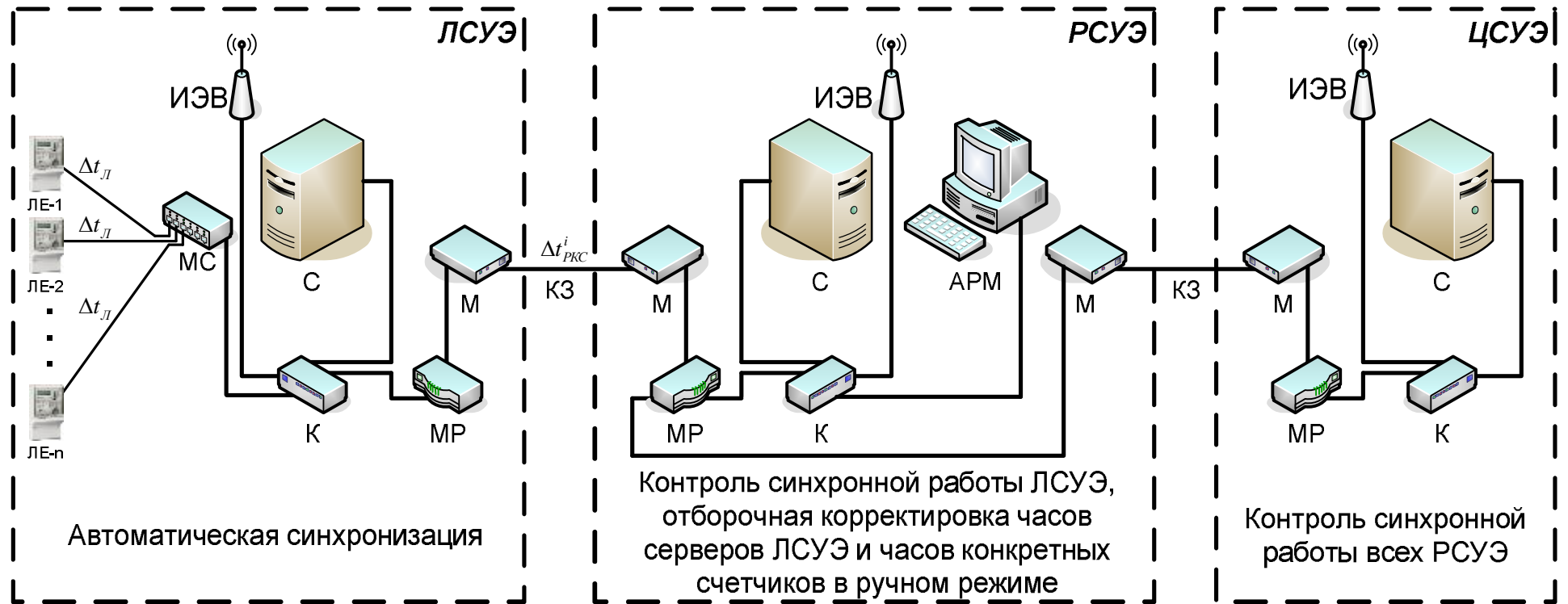
При выборе конкретной объектной СУБД реального времени для РСУЭ и ЦСУЭ необходимо, в первую очередь, обратить особое внимание на их производительность, а также на наличие приложений, которые позволяют:

1. Обеспечить размещение, хранение и доступ к данным, описанным СІМ - моделью, т.е. к объектным данным, представленными классами, объектами, свойствами и методами.
2. Быструю разработку XML - совместимых приложений, которые позволяют общее использование или раздел данных между ними.
3. Выполнить быструю реализацию WEB - сервисов, чувствительных к изменениям данных, которые динамично поступают из сервера БД.

**Контроль за синхронным функционированием АСУЭ.** Согласно основополагающим принципам интеграции АСУЭ в НЭК „Укрэнерго” функции непосредственной синхронизации измерений коммерческих и технологических параметров полагаются исключительно на ЛСУЭ ПС (Рис. 3). Т.е., каждая ПС должна быть оборудована приемником эталонного времени, как правило, - это сертифицированные эталоны или приемники спутниковых сигналов точного времени. Сервер ЛСУЭ ПС автоматически выполняет функции корректировки таймеров цифровых счетчиков электроэнергии в случае выявления текущих отклонений времени электросчетчиков от системного времени самого сервера. Причиной корректировки таймеров счетчиков конкретных электрических присоединений ПС есть зафиксированное отклонение их внутреннего времени от серверного значения на  $\pm 2$  сек. Реализация синхронных измерений параметров и, связанная с этим ответственность, полагается полностью на ЛСУЭ ПС.

ЦУ АСУЭ энергосистемы выполняет контрольные функции относительно синхронного функционирования всех подконтрольных ЛСУЭ ПС. Для этого в состав РСУЭ включается также источник или приемник эталонного времени. В качестве последнего возможно использование одного источника, который, как правило, уже есть в наличии в центре управления энергосистемой.

Контроль за синхронной работой ЛСУЭ ПС осуществляется следующим образом. Центральный сервер РСУЭ при приеме информационных сообщений от ЛСУЭ постоянно анализирует их временные метки. Одновременно, РСУЭ централизованно, с периодичностью один раз в час осуществляет дистанционную проверку показаний серверных часов всех своих ЛСУЭ. При выявлении в обоих случаях расхождений в показаниях серверных часов ЛСУЭ и часов сервера РСУЭ на  $\pm 5$  сек. администратор АСУЭ принимает решение относительно корректировки времени в конкретной ЛСУЭ в ручном режиме. Такая процедура реализуется по следующему алгоритму.



**Рис. 3. Схема синхронизации времени в АСУЭ НЭК „Укрэнерго“**

ЛЕ - цифровой счетчик; МС - мультипортовый сервер; К - коммутатор сети; МР - маршрутизатор; М - модем; С - сервер; АРМ - автоматизированное рабочее место администратора АСУЭ; ИЭВ – источник или приемник эталонного времени;  $\Delta t_{Л}$  - задержка на передачу корректирующего временного сообщения на тракте: сервер АСУЭ – счетчик (значение одинаковое для всех счетчиков);  $\Delta t_{РКС}^i$  - задержка на передачу корректирующего временного сообщения на тракте: сервер РСУЭ - сервер ЛСУЭ для  $i$ -го канала связи (для каждого канала - свое значение задержки).

Предварительно, перед запуском ЛСУЭ и РСУЭ в эксплуатацию рассчитываются априорные временные задержки на передачу корректирующих временных сообщений по следующим связевым трактам: сервер ЛСУЭ – счетчик электроэнергии ( $\Delta t_{\Delta}$  - величина одинакова для всех счетчиков); сервер РСУЭ –  $i$ -й канал связи –  $i$ -тая ЛСУЭ (для каждого канала связи вычисляется свое значение задержки -  $\Delta t_{PKC}^i$ ).

Администратор РСУЭ в непредвиденных ситуациях через свой АРМ может осуществлять выборочную корректировку как часов сервера ЛСУЭ, так и часов счетчика конкретного электрического присоединения ПС. При этом программа коррекции времени, как составная часть ПО РСУЭ, запуск которой инициируется администратором, формирует упреждающее корректирующее временное сообщение на основе текущего значения часов сервера РСУЭ и величины задержки передачи сообщения по каналу связи.

Для синхронизации сервера ЛСУЭ упреждающее сообщение формируется как:  
 $t = t_c + \Delta t_{PKC}^i$ , где  $t_c$  - текущее время часов сервера РСУЭ.

Для синхронизации конкретного счетчика упреждающее время исчисляется как:  
 $t = t_c + \Delta t_{PKC}^i + \Delta t_{\Delta}$ .

Вместе с вышеприведенным следует отметить, что одновременная корректировка времени всех серверов ЛСУЭ или счетчиков в рамках одной или всех ПС из уровня РСУЭ не допускается.

Центр управления АСУЭ центрального уровня НЭК „Укрэнерго” выполняет контрольные функции относительно синхронного функционирования АСУЭ всех восьми энергосистем.

Алгоритм выявления временных отклонений между показаниями часов сервера ЦСУЭ и серверов РСУЭ полностью идентичный алгоритму контроля синхронизации РСУЭ. Тем не менее, корректировка значений времени в серверах РСУЭ через каналы связи со стороны администратора ЦСУЭ не допускается. Факт временных отклонений фиксируется и, в случае необходимости введения показаний часов серверов РСУЭ в допустимые зоны, формируется оперативная телефонограмма в энергосистему администратору РСУЭ. Последний обеспечивает выявление причин рассинхронизации и их устранение.

***Интерфейс основных пользователей и администраторов АСУЭ.*** К основным пользователям РСУЭ и ЦСУЭ относятся: на уровне энергосистем - центральная диспетчерская служба, служба организации работы по энергоснабжению; на уровне НЭК „Укрэнерго” - диспетчерская служба, расчетная служба, служба оптимизации режимов.

Выполнение функций администраторов в энергосистемах возлагается на службы эксплуатации и технического обслуживания средств учета, а в НЭК „Укрэнерго” - на аналогичную службу центрального аппарата.

Для взаимодействия с базами данных и вычислительными задачами АСУЭ создаются автоматизированные рабочие места (АРМ) основных пользователей, АРМ внешних (не основных) пользователей, АРМ администраторов РСУЭ и АРМ главного администратора ЦСУЭ.

Интерфейсы и язык общения для такой категории специалистов создаются разработчиками АСУЭ соответствующих уровней и должны базироваться на стандартизированном представлении и описании объектов и данных, а также на современных методах реализации человеко - машинных интерфейсов.

В приведенных АРМ должны быть реализованы следующие возможности по сопровождению и отображению информации, которая формируется в АСУЭ и обрабатывается ее вычислительными задачами.

1. Текущее и перспективное сопровождение СИМ - модели энергосистем (внесение оперативных конфигурационных, параметрических, количественных и качественных изменений) через графический интерактивный интерфейс, благодаря чему, в конечном результате, должна автоматически формироваться соответствующая объектная модель конкретной энергосистемы и ОЭС в целом.

2. Представление структурных схем энергосистем и ОЭС Украины в целом с обеспечением возможности их адаптированной, в зависимости от выбранного масштаба, детализации путем перехода на однолинейные электрические схемы электросетей и ПС, схемы расположения силового и измерительного оборудования, схемы энергообеспечения собственных и хозяйственных нужд.

3. Перспективное начинание на этапе внедрения РСУЭ и ЦСУЭ привязки элементов схем электрических сетей (ПС, силовое оборудование, внутренние сети ПС, измерительное оборудование) к местности с последующим картографическим отображением.

Для реализации вышеприведенных интерфейсов с основными пользователями и администраторами АСУЭ должны применяться графические векторные процессоры, которые осуществляют комплексное отображение топологической и сопутствующей табличной, схемной, диаграммной, текстовой информации, а именно: представление с соответствующими коммерческими и технологическими параметрами топологических схем ПС и магистральных электросетей; почасовых графиков покрытия и нагрузок в ЭС и ОЭС Украины; анализ многомерных диаграмм динамики изменения перетоков приема-передачи мощности и электроэнергии на уровне ПС, ЭС и НЭК в целом; отображение произвольных таблиц и текстов; возможность автоматического и автоматизированного формирования отчетных оперативных и статистических (за указанный период) макетов и других документов.

**WEB – сервисы.** Относительно АСУЭ регионального и верхнего уровня НЭК „Укрэнерго” WEB - сервисы следует рассматривать как встроенные программные приложения в операционные

системы серверов РСУЭ и ЦСУЭ, которые постоянно готовы обслуживать информационные запросы клиентов.

Встроенная программа WEB - сервиса идентифицируется через специальный адрес, который имеет название URI (Uniform Resource Identifier - унифицированный ресурс, или другими словами, - это короткая последовательность символов, которая определяет любой абстрактный или физический ресурс: документ, изображение, файл, программный сервис, ящик электронной почты и т.п.). Взаимодействие клиентов с WEB - сервисами реализуется обменом сообщениями по регламенту SOAP, который основывается на широко распространенном Интернет - протоколе HTTP (Hyper text transport protocol - символьный протокол информационного взаимодействия). Интерфейсы и функциональность WEB - сервисов описываются на языке WSDL (WEB Services Description Language - язык описания WEB - сервисов). WEB - сервисы базируются на основе форматизированных в XML открытых стандартов и протоколов и обеспечивают взаимодействие программных систем независимо от операционной платформы (Windows, Unix, Linux).

WEB - сервисы являются стандартом в мире IT. Они инвариантны относительно баз данных. Например, легко реализовать механизм аналогичный „репликации” и „подписке” без посылки на технологические особенности конкретной БД. WEB - сервисы обеспечивают простое распространение, установку и обновление. Особенно, для клиентов. В сущности, клиентское приложение, обращаясь по определенному адресу, всегда получит самые свежие на момент запроса данные о коммерческом учете электроэнергии. WEB - сервисы поддерживают промышленные стандарты безопасности для обеспечения конфиденциальности и защиты коммерческой информации о состоянии учета электроэнергии на объектах НЭК „Укрэнерго”. Основой работы WEB - сервисов в рамках АСУЭ является режим „запрос - ответ”.

Нужно заметить, что WEB - сервисы в РСУЭ и ЦСУЭ планируется использовать в качестве средства взаимодействия для конечных пользователей вспомогательного направления (руководство, финансовые службы, ОРЭ и тому подобное). Для таких пользователей разработчики РСУЭ и ЦСУЭ на этапе внедрения систем готовят заранее обусловленные WEB - сервисы (дизайн изображения и его информационное содержание). С помощью так спроектированных WEB - сервисов неосновные пользователи получают доступ к объективной информации о ретроспективном и текущем учете электроэнергии на ПС, в энергосистемах и в НЭК „Укрэнерго” в целом. Основной доступной информацией при этом есть: балансы мощностей и электроэнергии по ПС; балансы потоков со смежными энергосистемами; балансы энергии по энергосистемам; балансы электроэнергии по ОЭС в целом; почасовые суточные графики покрытия и потребления в ОЭС Украины.

На основе доступного инструментария специалисты эксплуатационных служб энергосистем и центров управления АСУЭ имеют возможность создавать другие, затребованные пользователями WEB - сервисы в процессе функционирования АСУЭ.

*Общая архитектура АСУЭ регионального уровня НЭК „Укрэнерго”.* Структурная схема РСУЭ ЭС приведена на Рис. 4.

Доступ к данным ЛСУЭ со стороны энергоснабжающих компаний - субъектов ОРЭ осуществляется путем межсетевой интеграции ЛСУЭ ПС энергосистемы и АСУЭ соответствующих компаний функционирующих как по регулируемым, так и по нерегулируемым тарифам. Для получения данных от ЛСУЭ субъект ОРЭ: собственными средствами организывает цифровой канал связи к соответствующей подстанции; обеспечивает установление межсетевых экранов для защиты информации; получает IP адрес для доступа с ограниченными правами к чтению данных ЛСУЭ ПС в части точек учета, согласованных с энергосистемой.

Для формирования и контроля почасовых суточных графиков покрытия нагрузок в энергосистеме РСУЭ получает необходимые данные непосредственно от АСУЭ электростанций, которые находятся на оперативно подчиненной территории. Это - как АСУЭ электростанций, которые входят в состав генерирующих компаний, так и АСУЭ отдельных генерирующих источников (членов ОРЭ), которые подключены к магистральным сетям энергосистемы.

Межсетевая интеграция РСУЭ локальных АСУЭ электростанций обеспечивается цифровыми каналами связи. Защита информации, в случае необходимости, обеспечивается межсетевыми экранами. Целесообразность установления межсетевых экранов согласовывается энергосистемой с субъектом ОРЭ в двухстороннем порядке. При этом энергосистема обязательно получает доступ к чтению необходимых данных локальной АСУЭ электростанции.

Обмен данными между РСУЭ и АСУЭ главного оператора ОРЭ не предполагается. Взаимодействие РСУЭ с ОИК энергосистемы осуществляется через технологическую ЛВС.

Аппаратная платформа сервера регионального уровня должна отвечать принципам организации вычислительных систем высокой надежности с использованием ft-технологии или с применением высоконадежных кластерных систем. Резервирование аппаратных средств сервера может быть поэлементным (для Fault Tolerant) или поузловым (для кластерной системы) с оперативным введением в работу резервных элементов или узлов в случае необходимости.

Взаимодействие узлов регионального уровня должно быть обеспечено высокопроизводительными промышленными коммутаторами и маршрутизаторами с поддержкой технологии резервирования связей.

Для каждой ЛСУЭ подстанции организывается цифровой канал связи с РСУЭ. Взаимодействие с АСУЭ центрального уровня НЭК „Укрэнерго” осуществляется с помощью цифровых каналов связи, скорость передачи данных в которых должна составлять не менее 64 кбит/с.

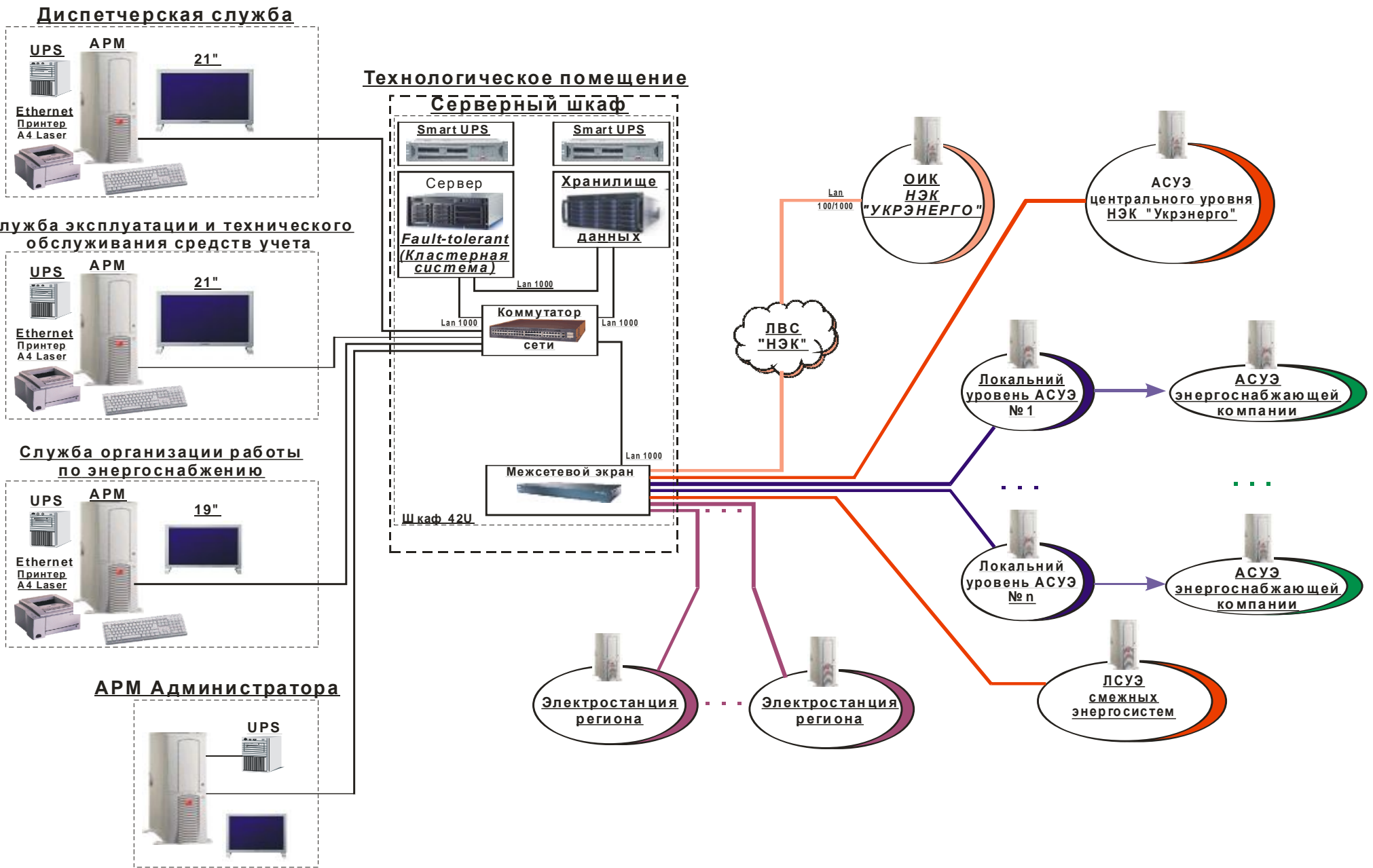


Рис.4. Общая архитектура АСУЭ регионального уровня НЭК "Укрэнерго" (энергосистемы)



*Архитектура ЦУ АСУЭ НЭК «Укрэнерго».* Выполнение задач АСУЭ центрального уровня обеспечивается аппаратно-программными средствами центра управления, основой которых есть отказоустойчивый сервер и СІМ-модель ЦСУЭ (Рис. 5).

В качестве высоконадежной платформы сервера ЦСУЭ предлагается использовать наиболее прогрессивную на сегодняшний день технологию ft, которая позволяет достичь максимальных показателей надежности. Вероятность отказа серверов, базирующихся на такой технологии, т.е. вероятность одновременного выхода из строя всех элементов одного типа есть наиболее низкой по сравнению с другими решениями. Прикладное ПО не нуждается в адаптации к алгоритмам безотказной работы сервера и взаимодействует с ним, как с традиционным сервером.

Дисковые массивы сервера ЦСУЭ предназначены лишь для оперативной работы. Для сохранения архивных данных должно использоваться резервированное хранилище данных, построенное на базе мощного дискового массива RAID. Хранилище данных оборудовано собственным управляющим модулем и взаимодействует с ft-сервером через технологическую ЛВС ЦУ, созданную на базе высокопроизводительных промышленных коммутаторов и маршрутизаторов.

Надежность функционирования ЛВС обеспечивается дублированием коммутаторов и сетевых подключений. Алгоритмы работы коммутаторов сетевого уровня обеспечивают управление правами доступа на аппаратно-программном уровне таким образом, что все пользователи получают доступ к данным, исключительно, через сервер ЦСУЭ, который имеет монопольное право на взаимодействие с хранилищем данных.

Оборудование ЦУ размещается в технологических шкафах, которые обеспечивают защиту от механических повреждений, нарушений климатического режима и несанкционированного вмешательства персонала. Электропитание оборудования обеспечивается резервированными источниками бесперебойного питания.

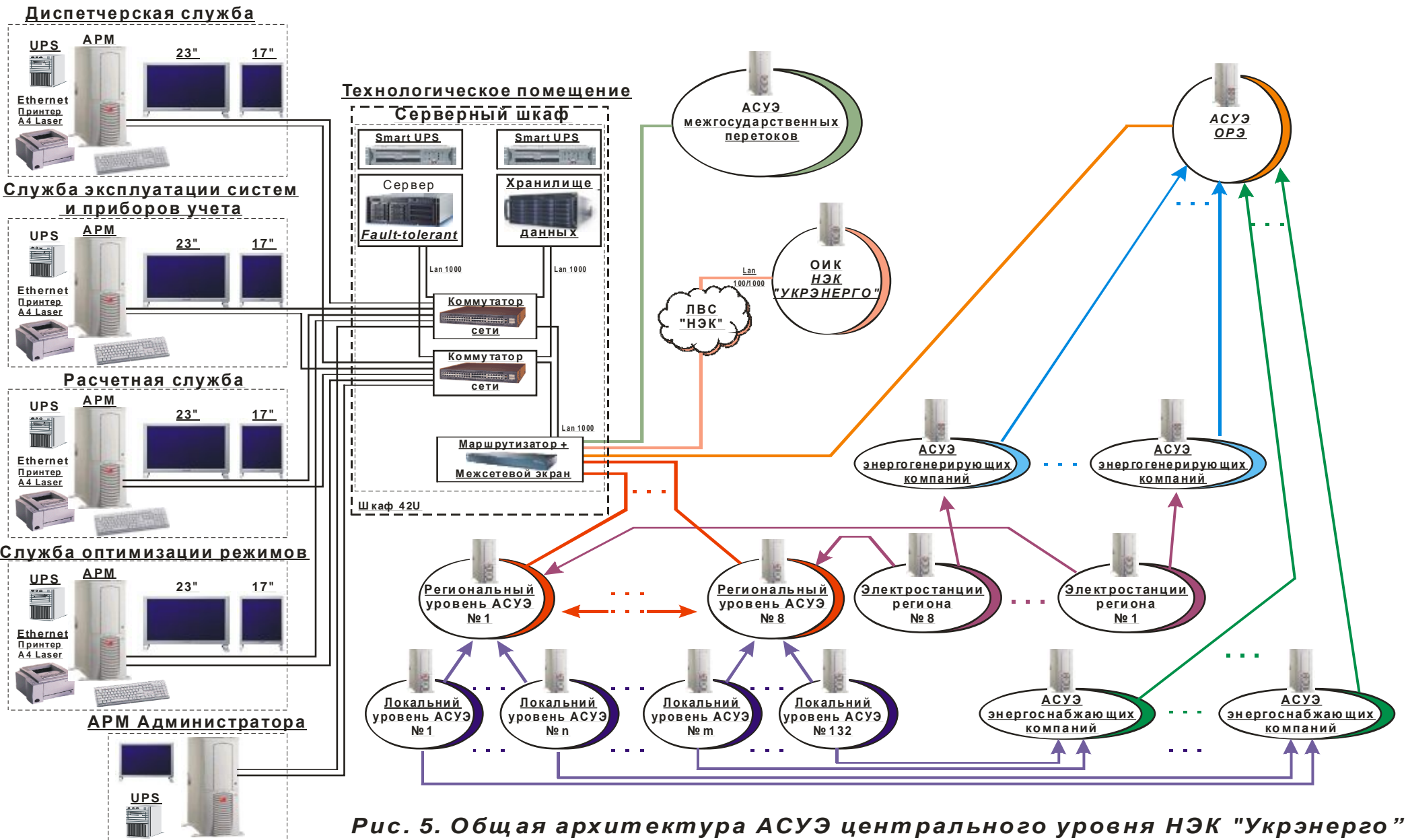


Рис. 5. Общая архитектура АСУЭ центрального уровня НЭК "Укрэнерго"

## Выводы

1. Впервые в Украине разработаны основополагающие принципы объединения разрозненных систем учета электроэнергии в интегрированную АСУЭ ОЭС Украины.

2. В качестве основного базиса интеграции АСУЭ предложено использование международных стандартов IEC 61970, IEC 61968, IEC 61870 - 6.

3. Для хранения, обработки, общего и раздельного доступа к технологической и учетной коммерческой информации предлагается создавать АСУЭ на основе объектных систем управления базами данных реального времени, ориентированных на работу с CIM - моделями и XML - форматом их представления.

4. Исследованы отказоустойчивые программно-аппаратные платформы для построения центров управления АСУЭ и акцентированно внимание на необходимости широкого применения современной технологии Fault Tolerant.

5. Детерминирована технология синхронизации измерений коммерческих параметров в АСУЭ и определены алгоритмы контроля этого процесса.

6. Основные принципы интеграции АСУЭ НЭК «Укрэнерго» утверждены на заседании научно-технического совета компании (Протокол № 7-2007 от 28 февраля 2007 года).

## Литература

1. Концепция построения автоматизированных систем учета электроэнергии в условиях энергоринка Украины №32/28/28/276/75/54 от 17.04.2000 г.
2. Приложение 7(4).III. Стандарт ОРЭ «Автоматизированные системы коммерческого учета электрической энергии субъектов ОРЭ. Общие требования. - Киев, 2006.
3. Инструкция о порядке коммерческого учета электрической энергии. Постановление НКРЭ от 26.06.2003 г. № 612.
4. Техническое и организационное требования к построению автоматизированных систем учета электрической энергии на объектах НЭК «Укрэнерго». Вторая редакция, утвержденная НТС НЭК «Укрэнерго» (Протокол № 6 от 22.09.2005 г.).
5. А.В. Гинайло, И.Н. Блощаневич, К.В. Ущাপовский, П.А. Сергиенко, В.И. Васильченко, В.М. Людмирский, О.В. Сухомлинов. Стандарты для создания интегрированных систем управления электроэнергетическими компаниями. Киев, 2007, НЭК „Укрэнерго” - 14 с.
6. Common Information Model (CIM): CIM 10 Version. EPRI Project/ Maneger, D. Becker, [www.epri.com](http://www.epri.com).
7. Вадим Федоров. Стандарты обмена данными в электроэнергетике. Изд-во: Открытые системы, журнал № 9, 2005 – [www.osp.ru](http://www.osp.ru).
8. Сергей Грищачук. Серверные технологии Stratus: кластер нужен не всегда. 2006, <http://itc.ua/23882>.

9. The Scaleable Enterprise Server. [www.nec-computers.com](http://www.nec-computers.com).
10. В. А. Федоров. Постреляционная СУБД Cache. InterSystems Corp., [www.Intersystems](http://www.Intersystems).
11. Александр Чеснавский. СУБД Cache - взаимодействие с внешним миром. InterSystems Corporation, [alexander@intersystems.ru](mailto:alexander@intersystems.ru).