

УДК 620.9.504.064 (047.2)

Принципы построения АИИС мониторинга ПКЭ и управления качеством электроэнергии

Суднова В.В., канд. техн. наук, Пригода В.П., канд. техн. наук,
Хакимов Р.Р., инж.

Инжиниринговый центр «Тест-Электро»

Рыночные отношения, которые складываются между продавцами и покупателями электроэнергии, требуют оценки ее качества как любого другого товара. В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» - «субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики и территориальные сетевые организации (в пределах своей ответственности), отвечают перед потребителями за надежность обеспечения их электроэнергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями» (Статья 38).

Федеральным законом «О техническом регулировании» для видов продукции, использование которых связано с причинением «вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу» предусматриваются меры по обеспечению безопасности данного вида продукции. Электрическая энергия относится, как известно, к таким видам продукции, и государством осуществляются меры для обеспечения ее безопасности, которые состоят в установлении правовых и технических основ регулирования в области качества электроэнергии. Таким образом, техническое регулирование в электроэнергетике предусматривает контроль качества электрической

энергии. В Российской Федерации показатели качества электроэнергии (ПКЭ) и их нормы устанавливаются ГОСТ 13109-97 /1/.

ПКЭ, за которые несет ответственность энергоснабжающая организация: установившееся отклонение напряжения и отклонение частоты (хотя электросетевые компании никак не могут повлиять на последний показатель).

Известно, что в последнее время растет количество электроприемников, ухудшающих ПКЭ в электрической сети – электрифицированный транспорт, тиристорный электропривод, машины контактной сварки, дуговые сталеплавильные печи (ДСП), газоразрядные лампы, технологические преобразовательные установки, нелинейные и мощные однофазные нагрузки и т.д. Эти электроприемники потребляют токи высших гармоник, токи обратной и нулевой последовательности и вызывают несинусоидальные и несимметричные падения напряжения в сопряженном с границей раздела сопротивлении системы. Если даже энергоснабжающая организация обеспечивает 100%-ную синусоидальность и симметричность питающего напряжения, то напряжение в точке общего присоединения (ТОП) таких потребителей будет искаженным.

Неудовлетворительное качество электроэнергии (КЭ) в ТОП вызывает обоснованные претензии к энергоснабжающей организации со стороны остальных “лояльных” потребителей. Нарушения норм стандарта по этим показателям встречаются достаточно часто. Поэтому к потребителям электроэнергии предъявляются серьезные требования и показатели КЭ должны быть включены в договор энергоснабжения.

Проблеме определения источника искажения ПКЭ посвящено достаточно много работ, например /3/, и решается она, как правило, на основе анализа мощностей искажений (с помощью специальных приборов) по гармоникам несинусоидальных напряжений и по составляющим прямой, обратной последовательности для несимметричных напряжений. Такой

анализ становится необходимым для разрешения возможных споров между потребителем и энергоснабжающей организацией.

Существует и другая проблема – повышенная погрешность при измерении расхода некачественной электрической энергии с помощью современных электронных счетчиков электрической энергии, используемых в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Требования точного учета генерируемой, потребленной или транспортируемой электроэнергии, регистрации полчасового максимума мощности обусловило необходимость создания систем АСКУЭ, которые должны иметь практически все объекты электроэнергетики.

Создание и эксплуатация таких систем позволяет свести к минимуму денежные затраты потребителей электроэнергии, и со стороны энергоснабжающей организации появляется возможность осуществления жесткого контроля потребленной электроэнергии, а также значений ПКЭ.

В соответствии с ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) /2/ для электронных счетчиков активной и реактивной энергии устанавливаются дополнительные погрешности (при значениях ПКЭ, несоответствующих ГОСТ 13109-97), которые значительно увеличивают результирующую погрешность счетчика. Как показано в /4/, в электрических сетях эта погрешность может достигать 20% и более. В этом случае энергоснабжающая организация и потребитель электроэнергии, использующие различные типы счетчиков, никогда не достигнут согласия по величине отпущенной и потребленной электроэнергии.

Решение проблем, связанных с повышением точности учета электроэнергии как в энергоснабжающей организации, так и потребителей электроэнергии может быть осуществлено с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы (АИИС) мониторинга ПКЭ и управления КЭ.

АИИС мониторинга ПКЭ и управления КЭ – это система непрерывного контроля ПКЭ в режиме реального времени и расчет различных компонентов напряжения контролируемой распределительной сети от потребителя до центров питания (ЦП). Создание такой АИИС требует более дорогого аппаратного и программного обеспечения, чем сертификационные испытания (аудит).

Создание системы мониторинга ПКЭ невозможно без использования специально разработанных приборов (измерителей, регистраторов, анализаторов ПКЭ), регистрирующих количество и параметры ПКЭ в соответствии с ГОСТ 13109-97. Такие приборы должны также контролировать потребляемую активную и реактивную мощности с целью определения источника искажений. Интеллектуальные цифровые счетчики, например, СЭТ, Альфа, ЕвроАльфа и т.д., и даже сверхинтеллектуальные счетчики серии ION (совместная разработка концерна АББ и канадской компании Power Measurement), используемые в АСКУЭ, не обеспечивают измерение всех необходимых ПКЭ.

В настоящее время основными отечественными разработчиками приборов - измерителей ПКЭ (а также напряжений, токов, мощностей и энергии) являются: НПП «Энерготехника» (РЕСУРС-UF, РЕСУРС-UF2, РЕСУРС- ПКЭ), г. Пенза; ООО «Марсэнерго» (Энергомонитор 3.3), г. Санкт-Петербург; ООО «Парма» (Парма РК 3.01), г. Санкт-Петербург; ООО «Энергоконтроль» (ЭРИС - КЭ.хх), г. Москва; ООО «НПФ Солис-С» (ППКЭ-1-50.М), г. Москва; НПО «Омск-Мир» (ИВК “ОМСК-М”), г. Омск; НПП «Прорыв» (Прорыв-КЭ), г. Петрозаводск.

АИИС мониторинга ПКЭ может организовываться автономно или интегрироваться в существующую АСКУЭ. При проектировании автономной системы требуется полный набор программного и аппаратного обеспечения всех системных уровней. Окончательное решение вопросов по

реализации АИИС мониторинга ПКЭ может быть принято после детального инжиниринга объекта.

Иерархическая структура любой автономной АИИС (или интегрированной в существующую АСКУЭ) имеет, как правило, три уровня: нижний, средний и верхний. Нижний уровень содержит измерители ПКЭ.

Информация с нижнего уровня концентрируется на среднем уровне, который реализуется с помощью интеллектуальных (полуинтеллектуальных) микропроцессорных устройств: концентраторов, контроллеров, устройств сбора (и передачи) данных (УСД, УСПД), мультиплексоров и т.д. В качестве УСПД может быть использован промышленный компьютер.

Далее информация передается на верхний уровень, который, как правило, для всех систем одинаков – это компьютерная локальная вычислительная сеть (ЛВС, LAN), существующая корпоративная или специально созданная для АСКУЭ и АИИС мониторинга ПКЭ.

Уровни связаны между собой каналами связи (проводными, модемными, оптоволоконными или радиоканалом), которые должны отвечать определенным стандартам для обеспечения коммутативности различной аппаратуры. На сегодняшний день такие стандарты рекомендуются Международным консультативным комитетом по телеграфии и телефонии (МККТТ), (International Consultative Committee for Telegraphy and Telephony, ССИТТ). МККТТ разрабатывает технические стандарты по всем международным аспектам цифровых и аналоговых коммуникаций. В последнее время для образования каналов связи нашли широкое применение GSM – связь и PLC (Power Line Communication) - новая телекоммуникационная технология, базирующаяся на использовании силовых электросетей для высокоскоростного информационного обмена.

Как уже было сказано выше, основной задачей АИИС мониторинга ПКЭ является непрерывная (на нижнем уровне) регистрация значений ПКЭ с интервалами усреднения, установленными ГОСТ 13109-97.

Имея суточные графики, например, по отклонению напряжения, достаточно просто провести анализ этого показателя КЭ в (соответствии с пунктом Б.1.4 ГОСТ 13109-97). В случае превышения нормально или предельно допустимых значений появляется возможность выявить наиболее вероятного виновника ухудшения ПКЭ.

Такая АИИС была бы неполной без расчета режимов распределительных сетей по **реально измеренным** (фактическим) значениям напряжения (тока). Реализация АИИС позволит определить: потери напряжения в элементах сети (по измеренным значениям напряжений, токов и мощностей), необходимые уставки ПБВ на трансформаторах 6-10/0,4 кВ и, что самое важное, фактические уровни напряжения на шинах 0,4 кВ ТП и в центрах питания (ЦП).

Предварительно такой же расчет может быть выполнен для нормируемых ГОСТом отклонений напряжения на выводах электроприемников, как это осуществляется обычно перед сертификационными испытаниями электроэнергии. Это позволит сопоставить требуемую и существующую режимные ситуации. Такая процедура уже выходит за рамки чистого мониторинга ПКЭ и относится к области управления КЭ. Очевидно, что для реализации такой концепции необходимо соответствующее программное обеспечение (ПО).

В инжиниринговом центре «Тест-Электро» (г. Москва), где многие годы проводятся работы по сертификации электрической энергии, такое ПО («Test-electro») разработано и апробировано. Обследовано более десятка энергоснабжающих организаций, как на уровне АО-Энерго, так и на уровне транспортных и муниципальных сетей. Опыт работы показывает, что мониторинг ПКЭ становится необходимым, т.к. сертификационные измерения за 7 суток слишком малая выборка в течение одного года (до следующего инспекционного контроля).

Кроме того, реализация АИИС мониторинга ПКЭ в электросетевых компаниях повлияет на саму процедуру сертификации электроэнергии. Для электросетевой компании (при условии наличия системы менеджмента качества в организации) достаточно будет подать Заявку-декларацию о соответствии сертифицируемых ПКЭ требованиям ГОСТ 13109-97. Орган по сертификации проведет проверку данных, указанных в Заявке-декларации и примет соответствующее решение о выдаче (отказе в выдаче) сертификата соответствия.

Проведение инжиниринга автоматизируемого объекта требует анализа не только самого объекта, но и анализа выбранной базовой системы АИИС, ее технических возможностей и требуемых денежных затрат. Выбор того или иного решения становится непростой задачей.

В данной статье мы предлагаем рассмотреть несколько вариантов автономной АИИС мониторинга ПКЭ и управления КЭ с использованием ПО «Test-electro» на базе отечественных измерителей (приборов) ПКЭ.

Измеритель должен производить статистическую обработку результатов измерения ПКЭ согласно методике, изложенной в ГОСТ 13109-97.

Интервалы усреднения значений ПКЭ, используемые при расчете статистической информации в приборе, должны соответствовать ГОСТ и составлять:

- для установившегося напряжения (отклонения напряжения) - 1 мин;
- для коэффициентов несимметрии напряжений, коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициентов n -ых гармонических составляющих напряжения - 3 с;
- для частоты (отклонение частоты) - 20 с.

Эти приборы устанавливаются на нижнем уровне и по интерфейсу RS-485 могут быть связаны в единую сеть (в пределах одной территориальной

зоны) с передачей данных с дискретностью 3 с на IBM- компьютер, который может выполнять роль УСПД среднего уровня в трехуровневой топологии и основного сервера в двухуровневой топологии (см. рисунки 1-3).

Компьютер оснащается ПО «OPC-сервер» для соответствующего измерителя. Стандарт OPC (OLE for Process Control) - механизм связывания и внедрения объектов для сбора данных и управления в системах автоматизации.

Настоящий стандарт, разработанный независимой организацией OPC Foundation, является наиболее общим способом организации взаимодействия между различными источниками и приемниками данных.

Целью программы OPC является создание средств, при помощи которых компоненты измерителей ПКЭ в рамках АИИС мониторинга ПКЭ могли бы связываться с ПО среднего (верхнего) уровня по стандартизованному интерфейсу.

OPC-сервер обеспечивает выполнение организации информационного обмена с оперативными данными прибора по физическим каналам связи RS-232 или RS-485. Работа OPC-сервера должна обеспечивать прием и передачу по нескольким физическим каналам связи одновременно, что позволит в случае необходимости уменьшить общее время информационного обмена с приборами. Желательно также обеспечить возможность опроса нескольких устройств на одном канале связи. На OPC-сервер передается вся необходимая информация по ПКЭ. Например, ПО «OPC-сервер для измерителя Ресурс UF2» (НПП «Энерготехника») позволяет получить:

- Все характеристики фазных и междуфазных напряжений, а также напряжений симметричных составляющих.
- Характеристики частоты.
- Коэффициенты несимметрии.
- Коэффициенты искажения синусоидальности фазных и междуфазных напряжений.

- Все характеристики гармонических составляющие фазных и междуфазных напряжений.
- Все характеристики фазных токов, а также токов симметричных составляющих.
- Коэффициенты искажения синусоидальности токов.
- Все характеристики гармонических составляющие фазных токов.
- Активная, реактивная и полная мощность однофазная и трехфазная.
- Текущее время, дата.

От OPC - сервера вся информация передается на центральный сервер (верхний уровень) по выделенным каналам связи (RS-485, ИППС, радио, ВЧ, GSM). На центральном сервере устанавливается соответствующее ПО «OPC-клиент» (см. рисунки 1 и 2).

При определенном количестве контролируемых точек средний уровень может отсутствовать. Измерители, собранные в информационную сеть в одной территориальной зоне могут передавать данные замеров непосредственно на верхний уровень (рисунок 3), где может быть использовано сетевое ПО «OPC-клиент», либо собственное ПО измерителя ПКЭ.

Все пользователи обеспечиваются ПО «Test-electro». Эта программа позволяет сконструировать контролируемую распределительную электрическую сеть в графическом виде.

Количество ТП и ЦП (РП) неограниченно. Программа содержит в своем составе обширную базу данных по электрооборудованию (кабели, воздушные линии, силовые трансформаторы). В случае необходимости достаточно быстро осуществляется перекоммутация сети в соответствии с изменившейся реальной обстановкой.

Далее происходит расчет режимов распределительной сети по напряжению для каждого ЦП по показаниям измерителей, установленных в

пунктах контроля. Определяются фактические уровни напряжения в каждом узле нагрузки.

На основе расчета определяются рекомендуемые значения уставок ПБВ трансформаторов 6-10/0,4 кВ, при этом, имея реальную картину уровней напряжения, программа Test-electro рекомендует задавать эти уставки таким образом, чтобы выполнение ГОСТ 13109-97 на выводах электроприемников обеспечивалось при максимально возможных отклонениях напряжения в центре питания. Т.е., соответствующий алгоритм позволяет получить максимально возможный диапазон нормально допустимых отклонений напряжения в центре питания, который, в свою очередь, проще обеспечить.

Если показания по отклонению напряжения на выводах электроприемников систематически превышают нормируемые значения, тогда принимаются определенные решения для выбора уставок РПН головных трансформаторов (считается, что уставки ПБВ на питающих трансформаторах отрегулированы).

В данном случае ПО «Test-electro» выполняет роль “советчика диспетчера”. Известно, что режим работы электрической сети в большой степени зависит как от времени суток (часы наибольших и наименьших нагрузок) так и от сезонности (летний и зимний периоды). Следовательно, появляется возможность достаточно гибко отслеживать уровни напряжений в центре питания и определять закон регулирования напряжения в зависимости от времени суток и сезонности.

Таким образом, АИИС мониторинга ПКЭ с обратной связью становится достаточно эффективным инструментом для энергоснабжающей организации в области управления качеством электрической энергии поставляемой потребителям.

Все вышесказанное также относится к промышленным потребителям. Предприятие, на котором работает АИИС мониторинга ПКЭ может:

- контролировать качество приобретаемой электрической энергии в режиме реального времени,
- требовать от поставщика снижения тарифных ставок при несоответствии ПКЭ нормам, указанным в договоре энергоснабжения,
- в случае аварий из-за некачественной электроэнергии требовать компенсации затрат. Это особенно важно для предприятий с «тонким» технологическим процессом.

Таким образом, внедрение подобных систем можно считать следующим этапом развития АСКУЭ.

Инжиниринговая фирма «Тест-Электро» выполняет работы по созданию АИИС мониторинга ПКЭ как для энергоснабжающих организаций, так и для организаций другого профиля от разработки до ведения в эксплуатацию.

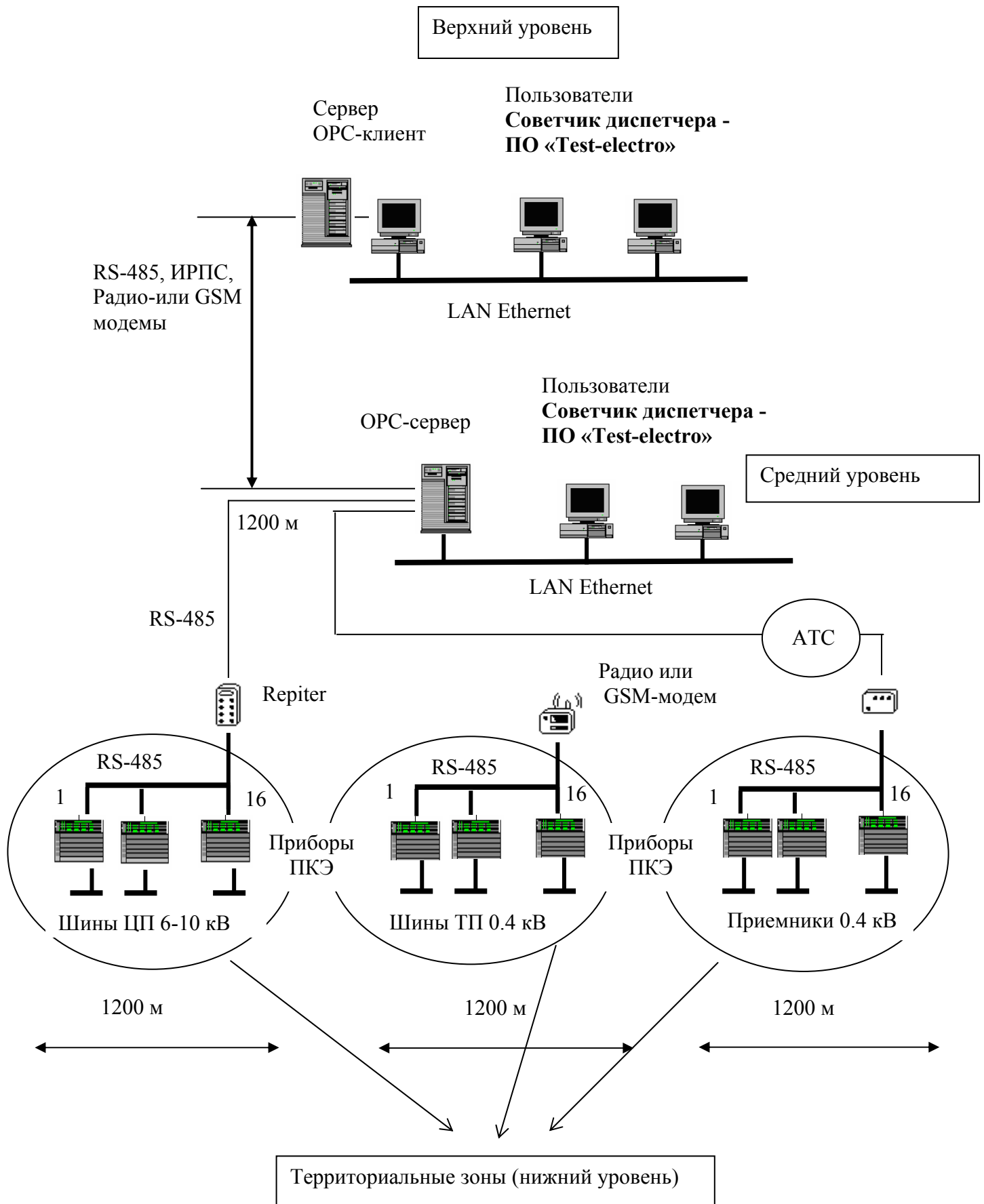


Рисунок 1 – Трехуровневая АИИС мониторинга ПКЭ на базе OPC – сервера с различной удаленностью территориальных зон.

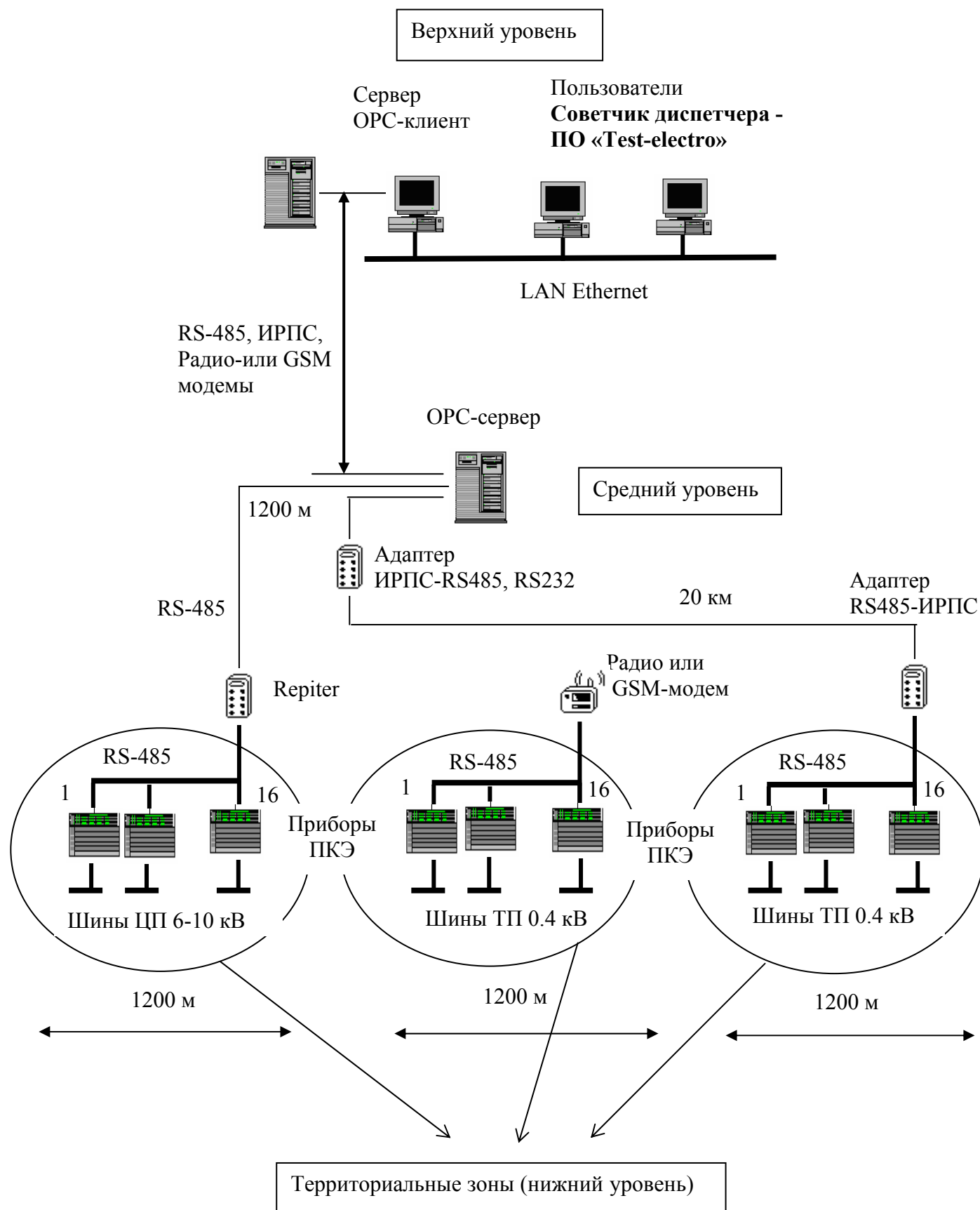


Рисунок 2 – Трехуровневая АИИС мониторинга ПКЭ на базе OPC – сервера с различной удаленностью территориальных зон (коммутируемый модем заменен токовой петлей для иллюстрации канала связи).

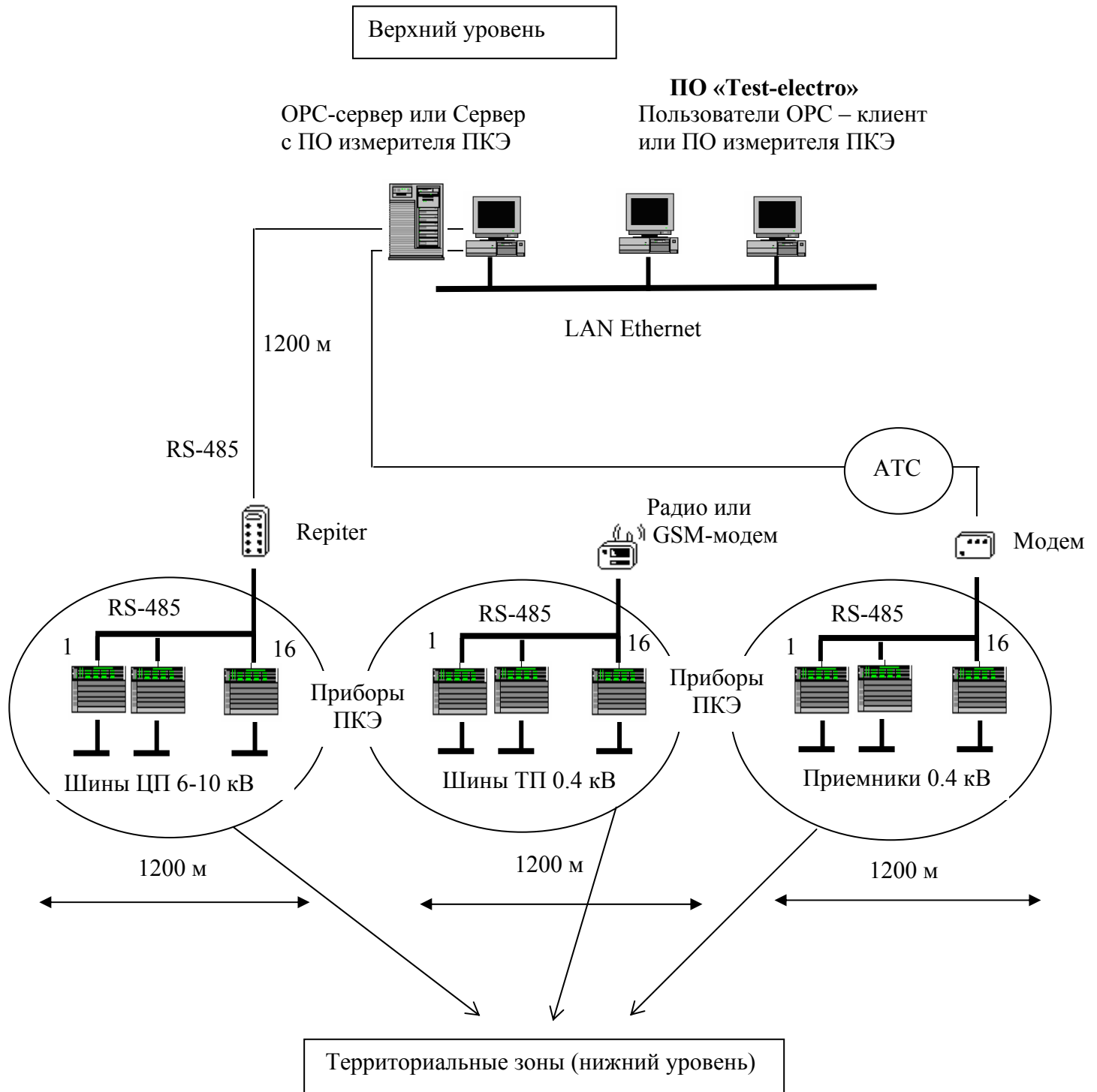


Рисунок 3 – Двухуровневая АИИС мониторинга ПКЭ с различной удаленностью территориальных зон.

Список литературы

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения// ИПК Издательство стандартов. – 1998. – 28.08. – 23с.
2. ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии".-2006.-36 с.
3. Карташев И.И., Пономаренко И.С., Сыромятников С.Ю. Способ инструментального выявления источников искажения напряжения и определение их влияния на качество электроэнергии//Электричество.-2001. -№3.-С. 2-7.
4. Пономаренко И.С. Функциональные требования к приборам для комплексных энергетических обследований электрических сетей// Электрические станции. –2003.- № 9.- С. 12-15