



Воротницкий Валерий Эдуардович

Главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСК ЕЭС», доктор технических наук, профессор, действительный член Академии электротехнических наук РФ, Заслуженный работник ЕЭС России, Почётный энергетик Минэнерго России.

Автор более 200 публикаций, в том числе 7 книг, по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности в электросетях.



Заслонов Сергей Викторович

Генеральный директор ООО «Энергоэкспертсервис», ведущий программист. Соавтор около 10 публикаций в научных журналах и более 20 докладов на семинарах и конференциях по направлению расчет и нормирование потерь электроэнергии.



Калинкина Маргарита Анатольевна

Начальник отдела энергоэффективных технологий в ЭСХ АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Кандидат технических наук, член Комиссии Министерства энергетики РФ по утверждению нормативов потерь электроэнергии.

Автор и соавтор более 30 публикаций в научных и отраслевых журналах и более 30 докладов на семинарах и конференциях по направлению расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии и повышение энергетической эффективности.



Севостьянов Алексей Владимирович

Технический директор ООО «ЭНТЕЛС»

Ведущий специалист в области разработки и поставки программно-аппаратных комплексов для энергетики и ЖКХ, внедрению систем автоматизации в различных областях промышленности, энергетики и жилищно-коммунальном хозяйстве.

3.2. Автоматизированная система оперативного мониторинга потерь и качества электроэнергии в электрических сетях

1. Задачи, решаемые автоматизированной системой оперативного мониторинга

Задачи мониторинга должны охватывать все объекты транспорта электроэнергии и мощности с целью получения полной картины баланса электроэнергии на этапах ее распределения, передачи и потребления, включая

балансы по объектам, уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Задачи мониторинга потерь электроэнергии и качества электроэнергии могут быть решены на базе единой системы.

Целевыми задачами мониторинга потерь электроэнергии являются:

- мониторинг параметров режимов электропотребления в точках поставки на границе балансовой принадлежности (ГБП) с потребителями, а также в точках технического учета электроэнергии в электрической сети в оперативном режиме, на основе информации, получаемой в темпе процесса с установленных на присоединениях подстанций средств измерений всех видов;
- оперативный контроль текущего уровня фактических потерь при транспорте электроэнергии на участках сети, которые обеспечены средствами измерений и/или учета электроэнергии;
- повышение точности и обоснованности результатов расчетов структурных составляющих балансов электроэнергии, технических и нетехнических потерь электроэнергии в сетях, в соответствии с уровнем обеспеченности их средствами измерений и/или учета электроэнергии;
- выявление мест и анализ причин повышенных технических и нетехнических потерь мощности и электроэнергии в сетях в целях принятия оперативных мер по их снижению;
- повышение качества исходной информации для планирования и реализации организационных и технических мероприятий по снижению технических и нетехнических потерь электроэнергии в электрических сетях;
- повышение эффективности использования технологической информации, предоставляемой средствами автоматизации для целей мониторинга, коммерческого и технического учета электроэнергии в сетях;
- переход от контроля уровня потерь в электрической сети в целом к определению объекта с очагом потерь;

- формирование «карты потерь электроэнергии» на основе непрерывных расчетов технических потерь и формирования балансов электроэнергии с автоматическим оформлением результатов контроля.

Целевыми задачами мониторинга качества электроэнергии являются [1-2]:

- мониторинг текущего состояния качества передаваемой электроэнергии, выявление проблемных участков и анализа причин отклонения показателей качества электроэнергии;

- принятие технических и инвестиционных решений при подключении новых потребителей и разработке программ по модернизации и развитию сетей;

- переход от контроля качества электрической энергии в отдельной точке присоединения, к контролю и анализу в масштабах энергорайона;

- выявление «виновников» и определение степени их влияния на ухудшение качества электроэнергии;

- формирование «карты качества электроэнергии» на основе непрерывных измерений с автоматическим оформлением результатов контроля;

- автоматизированное выявление нарушений нормативов на качество электроэнергии и причин данных нарушений;

- разработка оперативных и перспективных мероприятий по повышению качества электроэнергии в сети;

- объективное и конструктивное взаимодействие с потребителями по вопросам качества электроэнергии;

- разработка (актуализация) нормативно-правовой базы электроэнергетики России, направленной на повышение качества электроэнергии.

Для решения целевых задач мониторинга должна быть разработана соответствующая автоматизированная система (далее – Система мониторинга).

Система мониторинга предназначена для автоматизации решения в оперативном цикле управления сетевым комплексом заданного перечня задач по выявлению и локализации объектов и участков электрической сети 0,4-220 кВ с уровнем фактических, технических и нетехнических потерь электроэнергии выше предварительно заданных нормируемых значений на основе выполнения регулярных расчетов по определению и анализу основных структурных составляющих потерь, с ненормативными показателями качества электроэнергии. Система мониторинга должна обеспечивать выполнение комплекса функций по сбору, верификации, синхронизации по времени, хранению, обработке, анализу, отображению и приему-передаче информации, требуемой для решения комплекса задач.

Источниками информации для Системы мониторинга должны являться уже эксплуатируемые в подразделениях сетевых компаний информационно-технологические автоматизированные системы и специализированные программно-технические комплексы (ПТК), в которых хранятся и обрабатываются измеренные и расчетные данные о значениях контролируемых параметров режима сети и электропотребления, собираемые с устройств телемеханики, терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики, приборов учета электроэнергии, устройств контроля показателей качества электроэнергии, которые установлены и введены в эксплуатацию на объектах электрической сети 220–0,4 кВ. Приоритетными источниками информации должны быть интеллектуальные приборы учета, уже включенные в систему автоматизации сетевого предприятия.

Формирование системы мониторинга невозможно без использования современных средств измерения. Основными элементами для мониторинга потерь и показателей качества является интеллектуальный прибор учета, который передает необходимый набор телеметрических данных для контроля

потерь, расчета, мониторинга балансов, выявления аварийных событий на объектах (отключение счетчика, воздействие на счетчик, нарушение параметров и характеристик в режимах электроснабжения). Любые средства измерения не подходят для задач учета, необходим набор информационных данных, работающий в требуемом классе точности, в едином формате расчетов и синхронизированный в системе единого времени.

Система мониторинга должна обеспечивать автоматизацию бизнес-процессов и информационную поддержку принятия управленческих решений персоналом профильных структурных подразделений филиалов и исполнительного аппарата сетевых компаний, которые участвуют в решении задач планирования, расчета, анализа и осуществления мероприятий по снижению технических и нетехнических потерь электроэнергии по следующим направлениям производственно-технологической деятельности:

- ✓ ведение оперативного информационного массива учетных показателей, участвующих в расчетах для контроля нормируемых величин, с привязкой их к объектам и элементам информационной модели электрической сети;

- ✓ выявление и локализация объектов, участков и зон контролируемой сети 220–0,4 кВ, в которых структурные составляющие технических и нетехнических потерь электроэнергии выше заданных нормируемых значений;

- ✓ оперативная регистрация и уведомление персонала о возникающих очагах потерь, корректировка планов работы оперативного персонала по их устранению;

- ✓ планирование работ и формирование адресных маршрутов по выявлению бездоговорного и/или безучетного потребления электроэнергии в сетях Общества;

- ✓ планирование работ и формирование адресных маршрутов по проверке работы установленных на ПС, РП, ТП приборов коммерческого или

технического учета электроэнергии при выявлении фактов недостоверности учетных данных;

✓ формирование адресных заданий техническим службам ПЭС/РЭС на проверку технического состояния и/или режима работы силового оборудования, установленного в зонах и участках сети, в которых уровень технических потерь систематически превышает допустимое значение;

✓ планирование организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности оказания услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям, а также оценка технико-экономического эффекта от их реализации.

Особенно важным является оперативность выявления возникающих очагов потерь. Для этого необходимо, чтобы Система мониторинга выдавала на схему сети в режиме on-line сигналы о возникновении очагов потерь (например, превышение фактических небалансов над допустимым их значением, недопустимая загрузка трансформаторов, отключение или некорректная работа средств измерения и прочее) и отклонения режимных параметров от их значений в нормальных режимах. На их основании необходимо формировать пакет управляющих воздействий, которые должны в оперативном режиме выявлять и устранять эти очаги потерь. В большинстве случаев при выявлении отклонений на более позднем периоде, например, в конце месяца, задача поиска нарушения теряет свою актуальность.

Реализация указанных выше требований позволит персоналу сетевых компаний в границах своей территориальной ответственности осуществлять:

- анализ данных по транспорту и отпуску электроэнергии в сеть;
- мониторинг результатов расчета потерь электрической энергии на основе данных средств измерений;
- мониторинг режимных параметров электрической сети с точки зрения минимизации потерь электрической энергии;

- контроль ограничения электроснабжения потребителей и ведение реестра проблемных абонентов, задерживающих оплату за электроэнергию;
- контроль актуальности расчетных схем сети и исходных данных для расчета режимов и потерь в сети;
- выдачу предписаний на выполнение мероприятий по ликвидации «очагов» потерь электрической энергии;
- контроль за выполнением мероприятий по снижению потерь электрической энергии с оценкой эффективности их внедрения.

Можно сказать, что Система мониторинга – это осуществление организации обмена необходимой информацией между базами данных (БД) двух и более программно-технических комплексов (ПТК), систем визуализации, систем сбора и хранения данных.

Описанная Система мониторинга, как это было сказано выше, должна создаваться на базе уже эксплуатируемых в сетевой компании ПТК, систем визуализации и хранения данных.

В настоящее время в ПАО «ФСК ЕЭС» для ЕНЭС в рамках пилотного объекта внедрена Система мониторинга на 4 предприятиях МЭС – Хабаровское, Амурское, Забайкальское, Красноярское [1-2], уже сейчас позволяющая осуществлять сбор, обработку, хранение и представление результатов, в т.ч.:

- формирование стандартных протоколов контроля КЭ;
- расчет статистических характеристик измеренных параметров;
- приведение измеренных параметров к единому базовому напряжению;
- расчет суммарных векторов токов гармоник и симметричных составляющих;
- расчет эквивалентных токов гармоник и симметричных составляющих;
- оценка закономерностей регулирования напряжения;

- сопоставление событий по КЭ с изменениями схемы и режимов работы сети (по данным ОИК);
- расчет энергий искажений.

Для распределительного комплекса в первую очередь сегодня необходимо осуществлять сбор, обработку и анализ:

- отклонения напряжения от его номинального значения для сети 0,4 и 6(10) кВ;
- потерь напряжения в узлах сети 0,4 и 6(10) кВ.

К сбору и анализу остальных показателей качества необходимо приступить в дальнейшем.

2. Описание Системы мониторинга оперативного мониторинга уровня потерь и показателей качества электроэнергии

В настоящей статье рассмотрена Система мониторинга для распределительного сетевого комплекса, организованная на базе:

- ✓ системы сбора, хранения и обработки данных «SCADA система ЭНТЕК»;
- ✓ ПТК «РТП 3» для расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии;
- ✓ цифровых приборов учета;
- ✓ контроллеров "УСПД ЭНТЕК".

«SCADA система ЭНТЕК»

«SCADA система ЭНТЕК» [3] — система для АСКУЭ, телемеханики, АСУ ТП, MES, задач учета и диспетчеризации объектов энергетики, промышленности, ЖКХ и зданий.

В системе реализованы средства и методы разработки проектов, обеспечивающие сокращение трудозатрат и повышение надежности создаваемой системы. Система легко масштабируется до проектов, исчисляющих число объектов автоматизации сотнями и тысячами.

«SCADA система ЭНТЕК» охватывает цикл разработки проектов автоматизации от технологического программирования микропроцессорных контроллеров до создания рабочих мест верхнего уровня различной специализации. Открытые интерфейсы коммуникации, такие как OPC DA и МЭК 60870–5-101/104, использование баз данных SQL позволяют легко осуществлять двунаправленную передачу информации между «SCADA системой ЭНТЕК» и приложениями сторонних производителей.

Основные функции:

- сбор и регистрация первичной информации о ходе технологического процесса;
- обработка информации по алгоритмам пользователя;
- предоставление информации в виде мнемосхем технологического процесса;
- оперативное, диспетчерское управление;
- ведение истории технологического процесса;
- просмотр и анализ хода технологического процесса;
- формирование отчетной документации;
- экспорт оперативной и исторической информации в WEB;
- сигнализация и регистрация событий и нарушений в ходе технологического процесса;
- регистрация всех действий операторов;
- механизм настройки прав пользователей.

Основные особенности системы:

✓ Получение данных от контроллеров диспетчеризации, телемеханики и учета (КП – контролируемый пункт) происходит с использованием стандартных протоколов телемеханики МЭК 870-5-101/104. Также возможно получение данных от внешних источников по стандарту OPC DA.

✓ «SCADA система ЭНТЕК» является полноценным инструментом для проведения полного цикла работ по настройке сбора данных и управлению, заданию алгоритмов обработки, формированию сигналов тревог, настройке баз данных истории, формированию технологических и оперативных схем отображения информации. При этом не требуются знания и квалификация программиста, все работы могут быть проведены специалистом уровня инженера АСУ. Для разработки пользовательского интерфейса имеется большая библиотека готовых тематических объектов для отображения оперативной и исторической информации – электрические аппараты, тренды телеизмерений, а также объектов общего характера – изображения, фигуры, графики, кнопки и пр.

✓ Сервер сбора данных «SCADA системы ЭНТЕК» является одновременно шлюзом протокола МЭК 870-5-104, и предоставляет возможность транспорта данных телемеханики и телеуправления от нижнего уровня (уровня КП и ДП РЭС) в систему телемеханики верхнего уровня (ДП ПЭС). Таким образом, возможно создание распределенных и иерархических систем телемеханики с организацией двустороннего обмена телеинформацией и выдачей транзитных команд телеуправления. Дополнительно для интеграции с классическими системами АСУ ТП сервер «ЭНТЕК» может выступать в качестве источника данных по стандарту OPC DA.

✓ Клиент-серверная архитектура взаимодействия модулей «SCADA системы ЭНТЕК» позволяет в рамках локальной сети предприятия создавать серверные станции и автоматизированные рабочие места пользователей в любой комбинации. В качестве транспортного протокола используется протокол TCP/IP. Типовая схема организации станций: один АРМ сервера

телемеханики, в небольших проектах совмещенный с рабочим местом диспетчера, и любое число клиентских рабочих станций – главного инженера, начальника, службы учета и пр. Имеется механизм разграничения прав пользователей для обеспечения защиты функций редактирования и управления.

Программный комплекс РТП 3

Программный комплекс РТП 3 (далее – РТП 3) предназначен: для расчета режимных параметров, технических потерь мощности и электроэнергии; обоснования нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 – 220 кВ; для расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети; расчета эффективности некоторых мероприятий по снижению потерь [4]. РТП 3 соответствует требованиям действующих нормативных документов [5], что подтверждается соответствующим сертификатом.

РТП 3 используется для решения следующих задач в электрических сетях 0,4-220 кВ:

- расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;
- расчет потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;
- расчет потерь электроэнергии за любой расчетный период в зависимости от имеющейся исходной информации: средних нагрузок, наибольших потерь мощности и оперативных расчетов, по обобщенной информации - для сетей 0,4 кВ;
- расчет потерь электроэнергии за год с распределением их значений по месяцам в замкнутых сетях методом характерных суток;

- оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах электрических сетей;

- расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках прямого включения), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжений, в устройствах присоединения ВЧ-связи, в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;

- расчет потерь электроэнергии на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий;

- расчет потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий;

- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по уровням напряжения с делением на структурные составляющие технологических потерь по каждому структурному подразделению сетевой компании;

- формирование баланса мощности и электроэнергии по электрической сети с учетом балансовой принадлежности элементов (определение приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуска электроэнергии в сеть, фактических и технических потерь электроэнергии, трансформации электроэнергии в сеть смежного напряжения, потребленной электроэнергии);

- расчет допустимого и фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях с учетом допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии (используются показания приборов учета, фиксирующие прием электроэнергии в сеть, передачу электроэнергии в собственную электрическую сеть смежных уровней напряжения и по границе балансовой принадлежности);

- расчет снижения потерь мощности и электроэнергии от внедрения мероприятий по замене проводов, кабелей и силовых трансформаторов, вводу

в работу батарей статических компенсаторов, разукрупнению электрических сетей (используется соответствующее моделирование электрических сетей);

- формирование отчетных таблиц в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

По результатам использования РТП 3 в действующих электрических сетях проводится постоянная работа по совершенствованию его сервисных возможностей. В настоящее время в программном комплексе предусмотрены:

- предоставление пользователю на выбор нескольких методов расчета нормативных технологических потерь электроэнергии – от оценочных расчетов до поэлементных, в зависимости от имеющейся исходной информации;

- расчеты режимных параметров электрической сети по данным измерений нагрузок разных временных интервалов – от получаса до года;

- подготовка по результатам расчета выходных форм отчетности для обоснования нормативов и целевых показателей технологических потерь электроэнергии;

- прозрачность и наглядность использования исходных данных для расчета и анализа полученных результатов расчета;

- аналитическая проверка используемых исходных данных и полученных результатов расчета на корректность;

- оценка исходных данных и результатов расчета потерь на корректность и наличие недопустимых ошибок путем автоматического использования фильтров исходных данных и результатов расчета с установленными допустимыми их диапазонами;

- сравнительная оценка объема и состава оборудования сформированной базы данных для выполнения расчетов с объемом и составом оборудования структурных подразделений и сетевой компании в целом по данным официальной отчетности.

Для корректного формирования структурных составляющих баланса мощности и электроэнергии каждый элемент сети имеет соответствующую

балансовую принадлежность (на балансе текущего структурного подразделения, на балансе смежного структурного подразделения, на балансе смежной сетевой организации, на балансе потребителя).

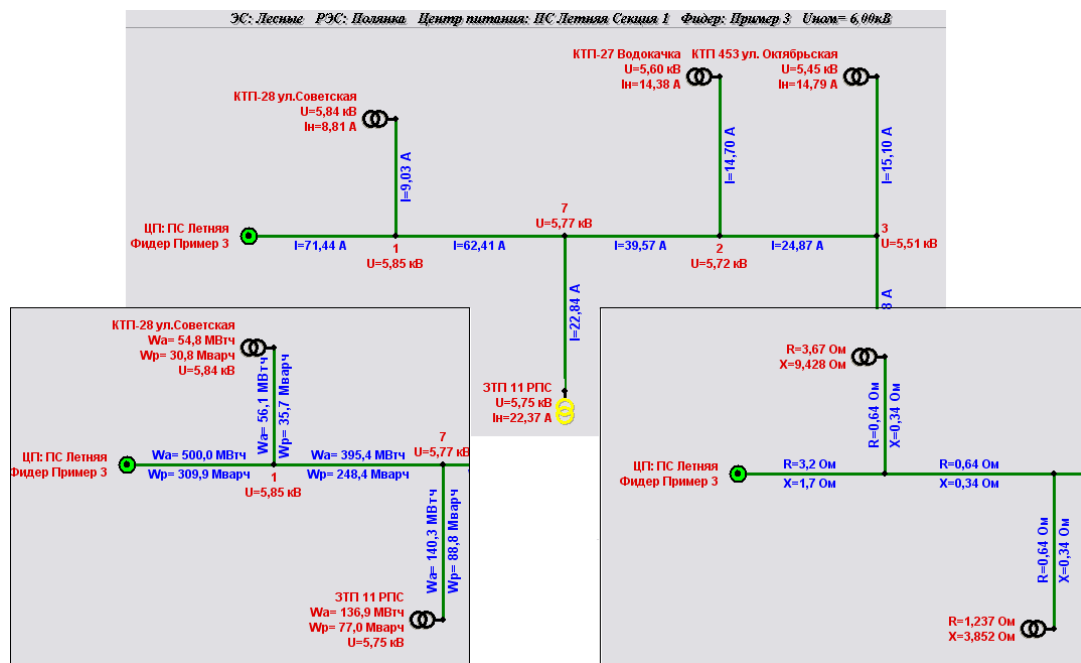


Рисунок 1 – Примеры экранных форм РТП 3 (схемы сети с результатами расчетов)

Наименование структурных составляющих	Численные значения по ступеням напряжения														
	ВН			СН I			СН II			НН			Всего		
	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуска	% от потерь
Отпуск электроэнергии в сеть	1 054 514,257			274 050,250			399 728,088			269 715,608			1 084 887,990		
Условно-постоянные потери электроэнергии	11 066,811	1,05	49,02	6 248,586	2,28	41,13	11 451,074	2,86	59,28	1 225,416	0,45	5,82	29 991,887	2,76	38,38
Колонистый ход трансформаторов	8 074,290	0,77	35,76	4 992,966	1,82	32,86	8 963,569	2,24	46,40				22 030,816	2,03	28,19
Корона в ВЛ	966,095	0,09	4,23										966,095	0,09	1,22
Потери от токов утечки	1 314,835	0,12	5,82	834,161	0,30	5,49	1 761,676	0,44	9,12				3 910,672	0,36	5,00
Изоляция в КЛ							34,064	0,01	0,18				34,064	0,00	0,04
ИТ	38,867	0,00	0,17	31,333	0,01	0,21	16,567	0,00	0,09	6,583	0,00	0,03	93,350	0,01	0,12
ИТН	458,333	0,04	2,03	266,400	0,10	1,75	239,400	0,06	1,24				964,133	0,09	1,23
Счетчики										1 218,833	0,45	5,79	1 218,833	0,11	1,56
Шунтирующие реакторы															
СППС	154,000	0,01	0,68	99,000	0,04	0,65	420,085	0,11	2,17				673,085	0,06	0,86
Вентильные разрядники	59,400	0,01	0,26	22,932	0,01	0,15	15,603	0,00	0,08				97,935	0,01	0,13
ОПН	1,980	0,00	0,01	0,273	0,00	0,00	0,011	0,00	0,00				2,264	0,00	0,00
УПВЧ	9,020	0,00	0,04	1,520	0,00	0,01	0,100	0,00	0,00				10,640	0,00	0,01
Компенсированные устройства															
Расход электроэнергии на собственные нужды															
Переменные потери электроэнергии	11 509,286	1,09	50,98	8 944,851	3,26	58,87	7 866,882	1,97	40,72	19 839,415	7,36	94,18	48 160,434	4,44	61,62
Трансформаторы	1 836,914	0,17	8,14	1 777,531	0,65	11,70	1 163,349	0,29	6,02				4 777,795	0,44	6,11
Линии	9 672,372	0,92	42,84	7 167,320	2,61	47,17	6 703,533	1,68	34,70	19 839,415	7,36	94,18	43 382,640	4,00	55,51
ТОР															
Суммарные технические потери электроэнергии	22 576,097	2,14	100,00	15 193,437	5,54	100,00	19 317,956	4,83	100,00	21 064,831	7,81	100,00	78 152,321	7,20	100,00
Метрологическая составляющая потерь															
Суммарные потери электроэнергии	22 576,097	2,14	100,00	15 193,437	5,54	100,00	19 317,956	4,83	100,00	21 064,831	7,81	100,00	78 152,321	7,20	100,00

Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам

Потери мощности | Потери электроэнергии

Наименование линии: Село
 Номинальное напряжение линии, кВ: 0,38
 Наименование расчетного периода: Май 2015 г.
 Расчетный период, часов: 744
 Коэффициент заполнения графика, о.е.:
 Квадрат коэффициента формы графика, о.е.: 1,333
 Коэффициент дополнительных потерь, о.е.: 1,130
 Температура, °С: 20

Параметры фидера		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Среднее
Напряжение в центре лоткаов, В		230,00	230,00	230,00	230,00
Измеряемый ток г.у., А					
Максимальный ток г.у., А					
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.		0,950	0,950	0,950	0,950

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	не на балансе		всего
			ССО	ССП	
1	Прием электроэнергии в сеть	тыс. кВт·ч	-	-	150,000
		тыс. квар·ч	-	-	49,303
2	Отдача электроэнергии из сети, всего	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
		тыс. квар·ч	0,000	0,000	0,000
2.1	в том числе: расход электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
		тыс. квар·ч	0,000	0,000	0,000
2.2	Технические потери электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
		тыс. квар·ч	0,000	0,000	0,000
3	Отпуск электроэнергии в сеть	расчет тыс. кВт·ч	-	-	150,000
		тыс. квар·ч	-	-	49,303
4	Полезный отпуск электроэнергии, всего	расчет тыс. кВт·ч	-	-	129,894
		тыс. квар·ч	-	-	46,169
4.1	в том числе: расход электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	-	-	129,894
		тыс. квар·ч	-	-	46,169
4.2	Технические потери электроэнергии	расчет тыс. кВт·ч	-	-	0,000
		тыс. квар·ч	-	-	0,000
6	Технические потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	-	-	20,106
		% от отпуска в сеть	-	-	13,40

Детально | Выход

Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам

Потери мощности | Потери электроэнергии

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе			всего	всего
				ССО	ССП	потребителя		
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	20,106	0,000	0,000	0,000	0,000	20,106
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,133	0,000	0,000	0,000	0,000	3,133
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	129,894	0,000	0,000	0,000	0,000	129,894
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	46,169	0,000	0,000	0,000	0,000	46,169
5	Количество абонентов	аб.	12	0	0	0	0	12
6	Количество узлов в линии	штук	-	-	-	-	-	25
7	Количество воздушных участков	штук	20	0	0	0	0	20
8	Количество кабельных участков	штук	3	0	0	0	0	3
9	Общее количество участков	штук	23	0	0	0	0	23
10	Длина воздушных участков (по трассе)	м	396	0	0	0	0	396
11	Длина кабельных участков (по трассе)	м	45	0	0	0	0	45
12	Суммарная длина участков (по трассе)	м	441	0	0	0	0	441
13	Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения	о.е.	-	-	-	-	-	0,841
14	Коэффициент разветвления	о.е.	-	-	-	-	-	0,798
15	Сечение головного участка	мм ²	-	-	-	-	-	50
16	Длина головного участка	м	-	-	-	-	-	40
17	Длина магистралей	км	-	-	-	-	-	0,215
18	Длина двухфазных и трехфазных ответвлений	км	-	-	-	-	-	0,060
19	Длина однофазных ответвлений	км	-	-	-	-	-	0,166
20	Эквивалентная длина линии	км	-	-	-	-	-	0,278
21	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,069	0,000	0,000	0,000	0,000	0,069
22	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	45,591	0,000	0,000	0,000	0,000	45,591
23	Максимальные относительные потери напряжения	%	-	-	-	-	-	11,07
24	Отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть	%	13,40	0,00	0,00	0,00	0,00	13,40

Детально | Выход

Рисунок 2 – Примеры экранных форм РТП 3 (результаты расчета по одному фидеру и структура технологических потерь электроэнергии в совокупности электрических сетей)

За годы использования РТП 3 в сетевых филиалах множества компаний создана, выверена и постоянно актуализируется база данных по схемным и режимным параметрам линий, трансформаторам, собственным нуждам подстанций, прочему электросетевому оборудованию электрических сетей 0,4 – 220 кВ, потерям и балансам электроэнергии с разбивкой по месяцам. С целью повышения достоверности расчетов потерь, в соответствии с перечисленными выше регламентами, проводится систематическая проверка (балансировка)

базы данных АИИС КУЭ по активной и реактивной электроэнергии по отдельным присоединениям. После такой проверки эти данные используются для поэлементных расчетов потерь в каждой линии и трансформаторе. Поэлементные расчеты используются для выбора и оценки эффективности мероприятий по снижению потерь, в частности, по компенсации реактивной мощности, оптимизации режимов электрических сетей, установки энергоэффективного оборудования.

Таким образом, практика показала, что уже на первых этапах, главным эффектом внедрения РТП 3 является: наведение порядка в сборе, подготовке и анализе исходной информации; создание баз данных по результатам расчетов режимов, потерь и балансов электроэнергии в сетях, по их динамике по месяцам за ряд лет. Эти базы данных являются расчетной основой для выявления «очагов» технических и нетехнических потерь и выбора мероприятий по их снижению. Вместе с тем, ясно, что при ручном сборе и подготовке данных для расчетов могут быть ошибки, на выявление и устранение которых требуется дополнительное время. Как показывает передовой зарубежный и отечественный опыт, стратегическим путем исключения этих ошибок является автоматизация расчетов путем стыковки вычислительных программных комплексов, в том числе РТП 3, с оперативно-информационным комплексом (ОИК) и автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Такая стыковка позволяет повысить не только достоверность, но и оперативность исходной информации, а также самих результатов расчета потерь.

Организация обмена данными между «SCADA системой ЭНТЕК» и РТП 3

На рисунке 3 представлена схема передачи данных между описанными выше комплексами.

Обмен данными осуществлен в следующем порядке:

1. «SCADA система ЭНТЕК» формирует запрос в виде XML-файла, в котором указывается идентификатор фидера, расчетный период (сутки, несколько суток, месяц) и расчетный интервал (3 мин, полчаса, час).
2. РТП 3, получив XML-файл запроса, запрашивает у «SCADA система ЭНТЕК» необходимые данные для расчета (активная и реактивная мощности, уровни напряжения).
3. «SCADA система ЭНТЕК» с использованием своих библиотек передает в РТП 3 режимные параметры для расчета технических потерь в разрезе расчетного интервала за расчетный период.
4. РТП считает технические потери электроэнергии (выполняются расчеты режимов по графикам нагрузок).
5. РТП 3 передает данные, требуемые для вывода на схему диспетчера, в обменный XML-файл (в настоящее время передаются технические потери, допустимый небаланс и максимальные потери напряжения).
6. «SCADA система ЭНТЕК» выводит результаты на мнемосхему диспетчера.

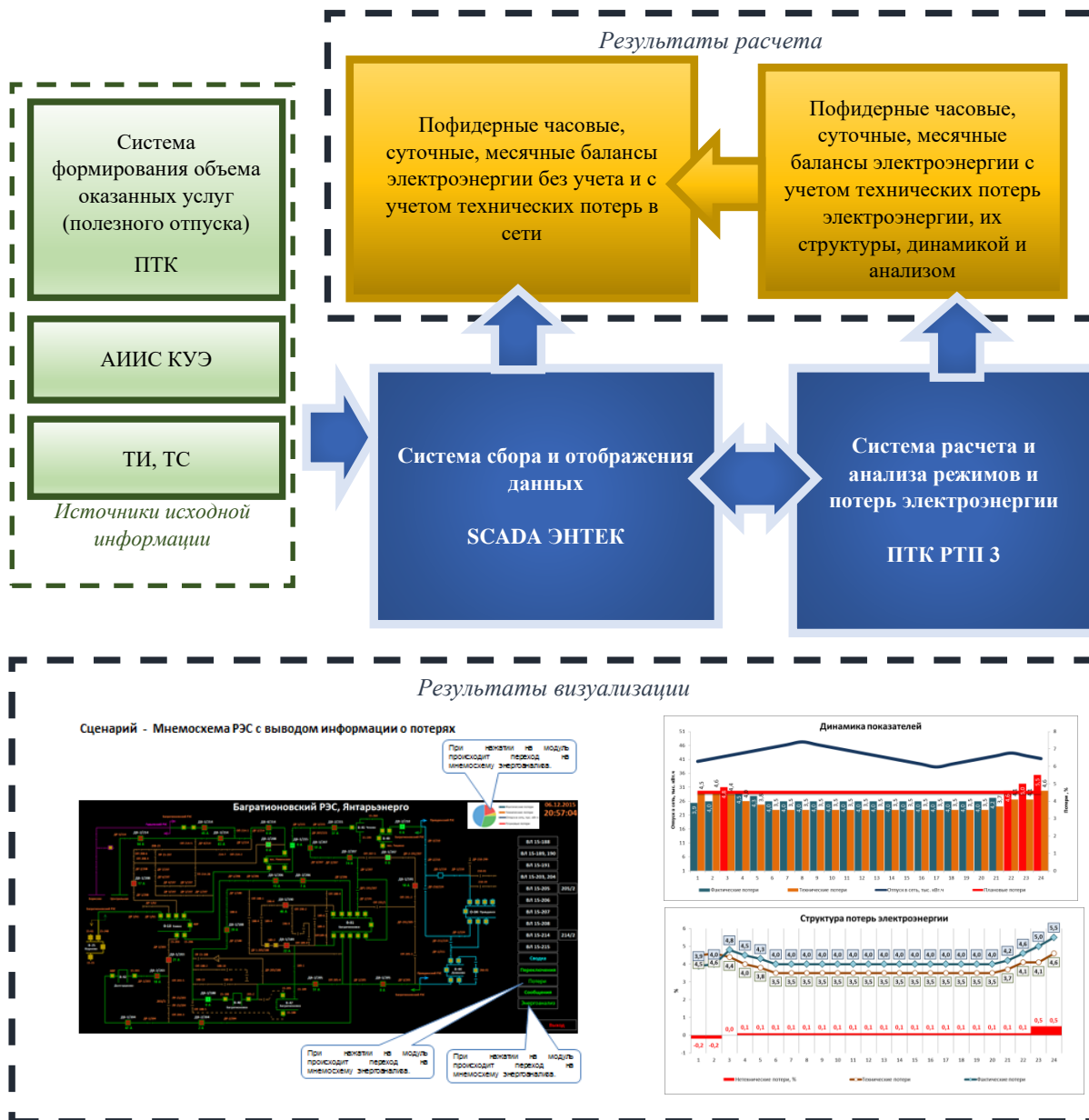
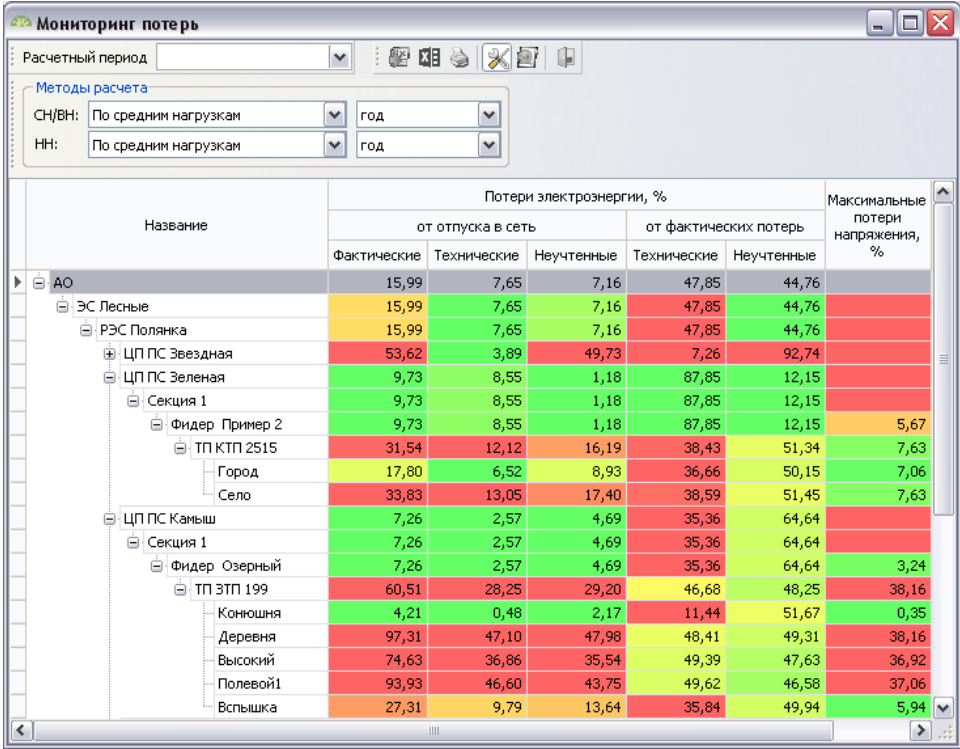


Рисунок 3 - Функциональная схема взаимодействия ПТК «SCADA система ЭНТЕК» и ПТК «РТП 3» при осуществлении мониторинга

Экранные формы Системы мониторинга потерь и качества электроэнергии

Табличная визуализация результатов мониторинга потерь с заданными параметрами цветового отображения: фактические, технические, нетехнические потери, максимальные потери напряжения представлена на рисунке 4. Порядок сбора данных для табличной визуализации представлен на рисунке 5.



The screenshot shows a software window titled "Мониторинг потерь" (Loss Monitoring). It features a tree view on the left with a collapsed "АО" folder. The main area displays a table with columns for "Название" (Name), "Потери электроэнергии, %" (Energy Loss, %), and "Максимальные потери напряжения, %" (Maximum Voltage Loss, %). The "Потери электроэнергии, %" column is further divided into "от отпуска в сеть" (from supply to network) and "от фактических потерь" (from actual losses). The "от фактических потерь" column is further divided into "Технические" (Technical) and "Неучтенные" (Unaccounted). The table contains 17 rows of data, each representing a different power distribution point or substation. The data is color-coded: yellow for "Фактические" losses, green for "Технические" losses, and red for "Неучтенные" losses. The "Максимальные потери напряжения, %" column shows values ranging from 0,35 to 38,16.

Название	Потери электроэнергии, %					Максимальные потери напряжения, %
	от отпуска в сеть			от фактических потерь		
	Фактические	Технические	Неучтенные	Технические	Неучтенные	
АО	15,99	7,65	7,16	47,85	44,76	
ЭС Лесные	15,99	7,65	7,16	47,85	44,76	
РЭС Полянка	15,99	7,65	7,16	47,85	44,76	
ЦП ПС Звездная	53,62	3,89	49,73	7,26	92,74	
ЦП ПС Зеленая	9,73	8,55	1,18	87,85	12,15	
Секция 1	9,73	8,55	1,18	87,85	12,15	
Фидер Пример 2	9,73	8,55	1,18	87,85	12,15	5,67
ТП КТП 2515	31,54	12,12	16,19	38,43	51,34	7,63
Город	17,80	6,52	8,93	36,66	50,15	7,06
Село	33,83	13,05	17,40	38,59	51,45	7,63
ЦП ПС Камыш	7,26	2,57	4,69	35,36	64,64	
Секция 1	7,26	2,57	4,69	35,36	64,64	
Фидер Озерный	7,26	2,57	4,69	35,36	64,64	3,24
ТП ЗТП 199	60,51	28,25	29,20	46,68	48,25	38,16
Конюшня	4,21	0,48	2,17	11,44	51,67	0,35
Деревня	97,31	47,10	47,98	48,41	49,31	38,16
Высокий	74,63	36,86	35,54	49,39	47,63	36,92
Полевой1	93,93	46,60	43,75	49,62	46,58	37,06
Вспышка	27,31	9,79	13,64	35,84	49,94	5,94

Рисунок 4 – Пример экранной формы РТП 3 (мониторинг потерь)

Для формирования сводного уровня потерь электроэнергии по сети 6(10)-0,4 кВ необходимо выполнить расчеты балансов электроэнергии с определением технических потерь, уровней напряжения в узлах, допустимого и фактического небалансов, неучтенной электроэнергии. На каждом уровне (ЦП, РЭС, ПЭС и прочее) происходит суммирование результатов расчетов всех структурных составляющих потерь. Максимальные потери напряжения представляются в таблице только по уровню 6(10)-0,4 кВ. При этом по сети

6(10) кВ в таблицу записываются максимальные потери напряжения по сети 6(10) кВ без учета сети 0,4 кВ.



Рисунок 5 - Порядок формирования результатов расчетов для табличной визуализации

На рисунках 6-8 представлены экранные формы ПТК «РТП 3» Системы мониторинга по объектам (фидера, ТП, РЭС).

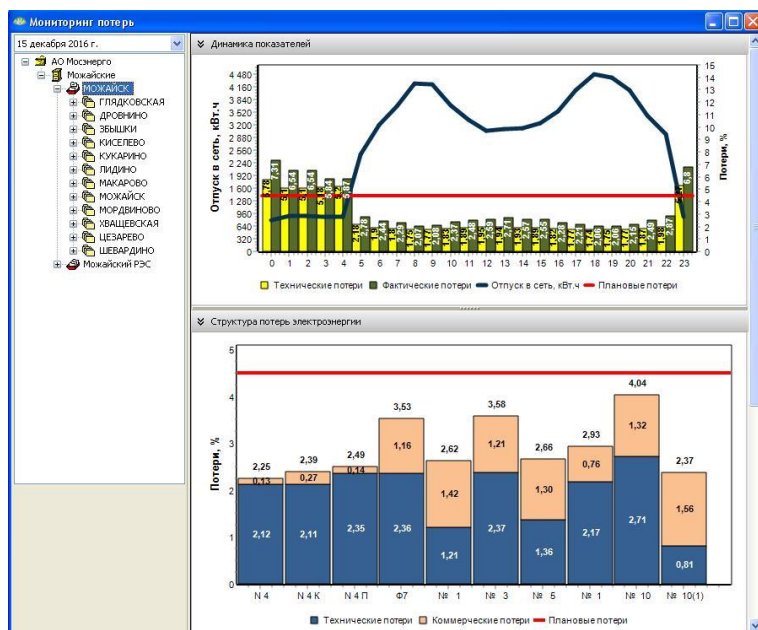


Рисунок 6 - Экранная формы ПТК «РТП 3» системы мониторинга (динамика фактических и технических потерь, отпуска в сеть)

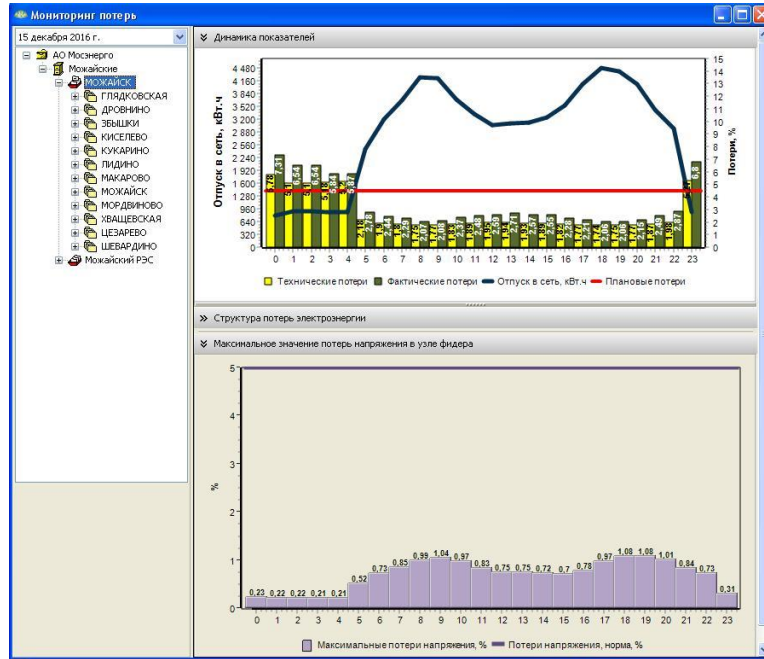


Рисунок 7 - Экранная формы ПТК «РТП 3» системы мониторинга (динамика максимальных потерь напряжения, отпуска в сеть)



Рисунок 8 - Экранная формы ПТК «РТП 3» системы мониторинга (динамика допустимого и фактического небалансов, фактических технических потерь и минимально возможных технических потерь)

Из рисунков видно, что Система мониторинга позволяет сигнализировать диспетчеру о превышении уровня потерь над нормативным значением. Визуализация динамики изменения структуры потерь электроэнергии в разрезе ПС/РЭС/фидер позволяет адресно определить источник недопустимого уровня потерь электроэнергии и оперативно дать задание бригаде по выявлению и локализации причины изменения уровня потерь.

В недалеком будущем автоматизированная система мониторинга может стать одной из подсистем интеллектуальной электрической сети и будет включать в себя системы мониторинга не только потерь и показателей качества электроэнергии, но и надежности электроснабжения [6].

3. Этапы развития Системы мониторинга оперативного мониторинга уровня потерь и показателей качества электроэнергии

Этапы развития Системы мониторинга потерь электроэнергии обусловлены наполнением исходными данными (статистика) и уровнем их автоматизации.

1. Исходный этап – ежемесячный, поквартальный, ежегодный расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–10 кВ в целом по ПЭС, РЭС, центрам питания и распределительным линиям с определением структурных составляющих технологических потерь, допустимых небалансов электроэнергии.

1.1. Отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется как разность между отпуском в сеть 6–10 кВ и рассчитанными техническими потерями в элементах сети 6-10 кВ.

1.2. Ввод исходной информации – вручную.

2. Первый этап (внедрение системы мониторинга в режиме реального времени) — почасовой, посуточный, ежемесячный, поквартальный,

ежегодный расчет технологических потерь (далее см. описание Исходного этапа).

2.1. Ввод исходной информации:

- схемная информация — вручную;
- информация о почасовых значениях электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть каждого фидера 6–10 кВ вводится автоматически по данным цифровых приборов учета.

2.2. Перечень исходной информации тот же, что в исходном этапе, но с заменой ручного ввода данных об отпущенной электроэнергии в сеть 6-10 кВ на автоматизированный ввод по данным цифровых приборов учета.

При отсутствии информации об объемах электроэнергии, отпущенной из сети (на вводах ТП, у потребителей) фактические потери электроэнергии в заданном интервале времени в целях их мониторинга не могут быть определены и приравниваются рассчитанным технологическим.

3. Второй этап — в дополнение к исходной информации первого этапа добавляются данные цифровых приборов учета на вводах на стороне 0,4 кВ каждого ТП сначала по отдельным фидерам 6–10 кВ, затем по отдельным центрам питания 110/35/6–10 кВ и в конечном виде — по РЭС в целом.

На втором этапе в дополнение к задачам, решаемым на предыдущем этапе, появляется возможность расчетного оперативного определения:

- фактических потерь по фидерам 6–10 кВ, где есть полный учет электроэнергии по ТП, как разности отпуска электроэнергии в сеть фидера и суммарного отпуска энергии в сеть 0,4 кВ всех ТП;

- уточненных значений технических потерь в сети 6–10 кВ с учетом реальной загрузки распределительных трансформаторов и структуры технических потерь;

- допустимых и фактических небалансов электроэнергии по каждому фидеру 6–10 кВ, где есть данные цифровых приборов учета;

– уточненных почасовых значений технических потерь в сети 0,4 кВ по реальному отпуску электроэнергии в эту сеть по данным цифровых приборов учета, питающихся от конкретного трансформатора, а не в целом по сети (оперативные расчеты);

– ТП, на которых предположительно может присутствовать бездоговорное и безучётное потребление электроэнергии. Определяется по статистике превышения расхода электроэнергии над предыдущим значением, существенным отклонением и прочее. Также ТП можно будет определять по величине завышенных сверхдопустимых фактических небалансов электроэнергии (нетехнических потерь) и отклонениям от средних значений почасовых значений профилей нагрузки ТП (по накопленным статистическим данным), профилей нагрузок питающего центра;

– небалансов электроэнергии между расчетным полезным отпуском электроэнергии потребителям, присоединенным к сети 0,4 кВ, (определяемым как разность между отпуском в сеть 0,4 кВ по данным цифровых приборов учета и техническими потерями в сети 0,4 кВ) и полезным отпуском электроэнергии потребителям по данным Энергосбыта. Таким образом, может быть определена величина нетехнических потерь электроэнергии по каждому ТП.

4. Третий этап — в дополнение к исходной информации второго этапа добавляются данные цифровых приборов учета по головным участкам отдельных или всех фидеров 0,4 кВ.

На третьем этапе в дополнение к задачам, решаемым на предыдущем этапе, появляется возможность уточненного оперативного расчета технологических потерь в отдельных или всех фидерах 0,4 кВ. При оснащении цифровыми приборами учета всех отходящих фидеров 0,4 кВ может быть рассчитан фактический и допустимый небаланс электроэнергии на стороне 0,4 кВ ТП.

5. Четвертый этап — в дополнение к исходной информации третьего этапа добавляются данные цифровых приборов учета по всем счетчикам абонентов, присоединенных к сети 0,4 кВ

На четвертом этапе в дополнение к задачам, решаемым на третьем, появляется возможность расчета допустимых и фактических небалансов электроэнергии по каждому фидеру 0,4 кВ и локализации бездоговорного и безучётного потребления по статистике превышения потребления электроэнергии над средним по каждому абоненту.

В настоящее время, учитывая реальный объем оснащения цифровыми приборами учета и средствами передачи данных в режиме on-line в распределительных сетях, разработанная Система мониторинга позволяет реализовать Первый этап мониторинга потерь электроэнергии.

По мере развития информационной обеспеченности разработанный и уже реализованный механизм позволит без доработок реализовать все остальные этапы мониторинга потерь электроэнергии.

4. Методы выявления узлов с предположительно возможным бездоговорным и безучетным потреблением

Система мониторинга позволяет адресно выявлять узлы с высокими небалансами следующими методами:

- воздействие магнитного поля на счетчик электроэнергии определяется аппаратным способом (по датчикам воздействия магнитного поля с передачей сигнала на диспетчерский пульт через ОИК АСДУ, SCADA ЭНТЕК);
- сравнение расчетного параметра нагрузки на ТП или в узлах (мощность, уровень напряжения) с его измеренным значением.

При наличии статистики потребления Система мониторинга позволяет использовать следующие методы для выявления узлов с высокими небалансами:

- анализ динамики роста нагрузки на ТП и/или в узлах с потреблением в контролируемые часы либо по динамике роста падения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП в те же часы и по сравнению этой динамики с динамикой фактических небалансов электроэнергии по фидеру в целом;
- анализ графиков нагрузки потребителей и выявление отклонений от статистических закономерностей.

5. Условия повышения практической значимости внедрения Системы мониторинга

В ближайшие годы сетевым компаниям предстоит большая работа по выполнению уже намеченных целевых показателей и по поддержанию в дальнейшем фактических потерь электроэнергии на технико-экономически обоснованном уровне, соответствующем передовым мировым достижениям.

Для этого необходимы:

- активизация работ по увеличению доли собственного учета электроэнергии на розничном рынке, по автоматизации этого учета путем широкого внедрения цифровых приборов учета, установки «выносного» приборного учета и учета на границах балансовой принадлежности с использованием «интеллектуальных счетчиков» с функцией управления нагрузкой потребителей;
- увеличение доли автоматизированных приборов учета в точках поставки, в максимальной близости к границе баланса. При этом необходимо выполнение следующих задач:
 - узлы учета должны работать в требуемом классе точности и передавать достоверные данные;

- передача телеметрической информации от приборов учета должна осуществляться в оперативном режиме и обеспечивать оптимальные функции для реализации задач оперативного контроля, анализа и необходимых расчетов;
- узлы учета, должны быть приняты в качестве расчетных, элементы средств измерения, входящие в состав узла учета должны быть поверены;
- дальнейшее совершенствование системы премирования персонала с дифференцированным вознаграждением за снижение потерь;
- совершенствование работы по выявлению и взысканию неучтенного электропотребления, реструктуризация дебиторской задолженности, претензионно-исковой работы;
- разработка, развитие и внедрение системы мониторинга потерь и качества электроэнергии;
- формирование объема оказанных услуг по передаче электроэнергии (мощности) силами сетевой компании.
- обеспечение единства и юридической значимости информации от приборов учета в точках поставки между потребителем, сбытовой компанией и сетевой компанией.

Необходимо обеспечить солидарную ответственность и чёткое взаимодействие электросетевой и энергосбытовой организаций в части достоверного определения отпущенной потребителям электроэнергии, расчёта балансов и нетехнических потерь электроэнергии с целью выявления «очагов» этих потерь и их ликвидации.

Главные пути налаживания такого взаимодействия следующие:

- организация недискриминационного обмена данными приборов учета электроэнергии, установленных на всех уровнях начиная с потребителей и заканчивая приборами технического учета в электросетях между всеми участниками процесса учета, расчета и анализа балансов потерь и потребления электроэнергии;
- автоматизация учёта электроэнергии и исключение по возможности «человеческого фактора» в сборе и обработке информации об отпущенной в сеть и потребленной электроэнергии;
- создание единых баз данных с привязкой потребителей к электрическим сетям для расчёта фактических балансов электроэнергии по всем структурным составляющим;
- развитие интегрированных систем учёта, расчёта технических и нетехнических потерь, балансов и показателей качества электроэнергии в полнофункциональные интеллектуальные системы учёта электроэнергии, как части интеллектуальной электрической сети.
- внедрение единой CIM IEC 61968/61970 модели сети, доступ к которой обеспечивается для всех участников рынка электроэнергетики;
- информация от приборов учета должна передаваться инициативно, с оптимальной дискретностью для решения всего комплекса задач;
- расчеты режимов, расчеты потерь, выявление аварийных ситуаций;
- контроль и регистрация отклонений текущих графиков нагрузок потребителей от их ожидаемых прогнозных и/или фактических.
- на основании информации формируемой автоматизированной системой должны формироваться практики устранения потерь.

Необходимо также совершенствование федерального законодательства и правоприменительной практики в части:

- развития и возможностей широкого внедрения энергосервисных контрактов для практической реализации программ снижения потерь

электроэнергии в электрических сетях, снижение рисков энергосервисных компаний по возврату денежных средств от полученной экономии;

- совершенствование тарифной политики, путем оставления в тарифах на электроэнергию полученной экономии от снижения потерь и предоставления возможности электросетевым организациям использования денежных средств от этой экономии для дальнейшего снижения потерь и повышения энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии;

- предоставление возможности электросетевым организациям включения в инвестиционную составляющую тарифов затрат на совершенствование системы учета электроэнергии и создание собственного учета на границах балансовой принадлежности;

- разработки и утверждения на федеральном уровне единых методик расчета фактических балансов и потерь электроэнергии, прогнозных балансов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, расчета фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- совершенствования методов расчета и нормирования потерь электроэнергии с учетом передового отечественного и зарубежного опыта. При этом нормирование потерь электроэнергии с учетом должно рассматриваться не только как составляющая тарифного регулирования, но и как стимулирующая основа для снижения потерь, обеспеченная финансовыми средствами по этому снижению.

Список литературы

1. И.М. Нестеров. Технические решения, реализованные в проекте создания Системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в

границах филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири и МЭС Востока // Презентация. 2017 год.

2. Большаков О.В., Конищев В.В., Минин А.А., Шамонов Р.Г., ПАО «ФСК ЕЭС». Система мониторинга качества электроэнергии в ЕНЭС. // Международная научно-практическая конференция «Управление качеством электрической энергии», 2016 год.

3. Презентационные материалы разработчиков системы <http://www.entels.ru/>

4. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики / А.Ф. Бондаренко, В.Э. Воротницкий, И.Н. Задирако, М.А. Калинин и др.; под ред. Ю.В. Шарова – М.: Машиностроение, 2014 – 380 с.ил.

5. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326. Зарегистрировано в Минюсте России от 12 февраля 2009 г. № 13314.

6. В.Э. Воротницкий, М.А. Калинин, И.А. Паринов, А.В. Севостьянов, Н.А. Батраков. Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей // Энергоэксперт, - 2012 - № 2 – с. 24-31.