

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем, далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) поступает на сервер сбора и БД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM. От сервера сбора и БД информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся в АРМ по локальной вычислительной сети и каналу связи сети Internet.

Передача информации от сервера сбора и БД или АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера сбора и БД с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера сбора и БД производится по запросу каждые 30 мин, коррекция часов выполняется при расхождении на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера сбора и БД производится во время сеанса связи (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора и БД на величину ± 1 с. Передача информации от счетчика до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков и сервера сбора и БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

| | |
|---|----------------------------------|
| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
| Идентификационное наименование ПО | ac_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | не ниже 15.07 |
| Цифровой идентификатор ПО | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но- мер ИК | Наименование точки измерений | Измерительные компоненты | | | Сервер | Вид электро- энергии | Метрологические характеристики ИК | |
|------------------|---|--|--|---|-------------------------------|----------------------------|---|--|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | | | Границы допус- каемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) % | Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 27 | ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 | STSS Flagman LX100.5-004LF | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,7 |
| 2 | ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 5 | ТЛШ-10 УЗ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 3 | ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 30 | ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,7 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|--|--|--|-------------------------------|-----------------|-----|-----|
| 4 | ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 12 | ТЛШ-10 УЗ Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12 | STSS Flagman LX100.5-004LF | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 5 | ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», РУ-0,23 кВ, с.ш. 0,23 кВ, ввод ТСН | Т-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 52667-13 | — | ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11 | | Актив- ная | 1,0 | 3,3 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,1 | 5,8 |
| 6 | РП-3 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2 | ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 | НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | | Актив- ная | 1,1 | 3,0 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,3 | 4,9 |
| 7 | РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7 | ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 8 | РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 8 | ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 | НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | | Актив- ная | 1,1 | 3,0 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,3 | 4,9 |
| 9 | РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14 | ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 | НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 | | Актив- ная | 1,1 | 3,0 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,3 | 4,9 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|---|---|--|--|-------------------------------|-----------------|-----|-----|
| 10 | РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 21 | ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11 | STSS Flagman LX100.5-004LF | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 11 | РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12 | ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 12 | РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14 | ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 2363-68 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 13 | РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11 | ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 14 | РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 19 | ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 | ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 15 | РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 24 | ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 | ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16 | | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|--|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------|-----|-----|
| 16 | РП-7 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12 | ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 | НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 | STSS Flagman LX100.5-004LF | Актив- ная | 1,3 | 3,4 |
| | | Рег. № 1276-59 | Рег. № 2611-70 | Рег. № 64450-16 | | Реак- тивная | 2,5 | 5,9 |
| 17 | КТП заготовит. столовой 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ | Т-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 | — | ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 | | Актив- ная | 1,0 | 3,3 |
| | | Рег. № 52667-13 | | Рег. № 64450-16 | | Реак- тивная | 2,1 | 5,8 |

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|--|--|
| Количество ИК | 17 |
| Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C | от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C | от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +40 от +15 до +25 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики типа СЭТ-4ТМ.03: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч | 165000 2 90000 2 140000 2 150000 1 |
| Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 113 10 3,5 |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение | Количество |
|---|-------------|------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Трансформаторы тока | ТПШЛ-10 | 6 шт. |
| Трансформаторы тока | ТЛШ-10 УЗ | 6 шт. |
| Трансформаторы тока | Т-0,66 | 6 шт. |
| Трансформаторы тока | ТПОЛ-10 | 6 шт. |
| Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией | ТПЛ-10 | 12 шт. |
| Трансформаторы тока | ТПЛМ-10 | 4 шт. |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-6-66 | 8 шт. |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-6 | 4 шт. |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 |
|--|-------------------------------|--------|
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03 | 2 шт. |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03М | 5 шт. |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | ПСЧ-4ТМ.05МК | 9 шт. |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | ПСЧ-4ТМ.05М | 1 шт. |
| Сервер сбора и БД | STSS Flagman LX100.5-004LF | 1 шт. |
| Методика поверки | МП ЭПР-013-2017 | 1 экз. |
| Паспорт-формуляр | ЭНСТ.411711.132.ФО | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-013-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 10.07.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64450-16) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46634-11) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ_4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209

Адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11

Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.