

## Методики применения прибора «Энерготестер ПКЭ»



Санкт-Петербург  
2009 г

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1. Проверка характеристик измерительных каналов АИИС и их элементов .....	4
1.1 Проверка правильности подключения электросчетчиков .....	4
1.2 Определение падения напряжения в линии присоединения счетчика к ТН .....	6
1.3 Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации .....	7
1.3.1 Определение коэффициента трансформации ТТ для сети 0,4 кВ .....	8
1.3.2 Измерение нагрузки ТТ .....	9
1.4 Измерение нагрузки ТН .....	10
2. Ведение коммерческих расчетов с потребителями электроэнергии .....	12
2.1 Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ .....	12
2.2 Снятие суточного графика нагрузки в сети 6-35 кВ .....	13
2.3 Прямое измерение средней электрической мощности за получасовой интервал в сети 0,4 кВ ..	13
3. Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ) .....	14
3.1 Общие сведения .....	14
3.2 Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ .....	18
3.3 Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях .....	19
3.4 Анализ ПКЭ для определения источника искажений .....	19
4. Энергоаудит и определение потерь мощности .....	20
4.1 Определение потери мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ .....	20
4.2 Определение распределения нагрузки по фазам в сети 0,4 кВ .....	21
4.3 Энергосбережение. Определение параметров потребления токоприемников .....	22
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	23

ООО «Научно – производственное предприятие Марс-Энерго»  
190031, Санкт-Петербург, наб. реки Фонтанки, д. 113А  
Тел./факс: (812) 315-13-68, 327-21-11

E-mail: [mail@mars-energo.ru](mailto:mail@mars-energo.ru)

## **ВВЕДЕНИЕ**

Предлагаем Вашему вниманию краткий обзор методик по использованию прибора для измерений электроэнергетических величин и показателей качества электроэнергии «Энерготестер ПКЭ».

Сферы применения прибора следующие:

1. Проверка характеристик измерительных каналов Автоматизированных информационно – измерительных систем (АИИС) и их составных элементов (электросчетчики, ТТ, ТН и вторичные цепи) на местах эксплуатации.
2. Ведение коммерческих расчетов с потребителями электроэнергии (ЭЭ).
3. Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ).
4. Энергоаудит, энергосбережение и определение потерь электрической мощности.

## 1. Проверка характеристик измерительных каналов АИИС и их элементов

### 1.1 Проверка правильности подключения электросчетчиков

Для этих целей используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_{ном} = 10$  (100) А. Зажимы щупов для измерения напряжения можно подключить к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в РУ или на ИКК счетчика. А клещи подключаются к токовой измерительной цепи счетчика ЭЭ с учетом направления «генератор-нагрузка».

В меню «Усреднение» выбрать время усреднения 3 с (рис.1.1). Для запуска режима «Усреднение» необходимо выбрать пункт «Начать счет» и нажать клавишу «ENT», при этом пункт «Начать счет» изменится на «Закончить счет» (рисунок 1.1). Расчет и отображение усредняемых параметров начнется когда текущее время Энеерготестера ПКЭ превысит заданное время начала усреднения, при этом в правом нижнем углу ЖКД появится сообщение «ИДЕТ УСРЕДНЕНИЕ»

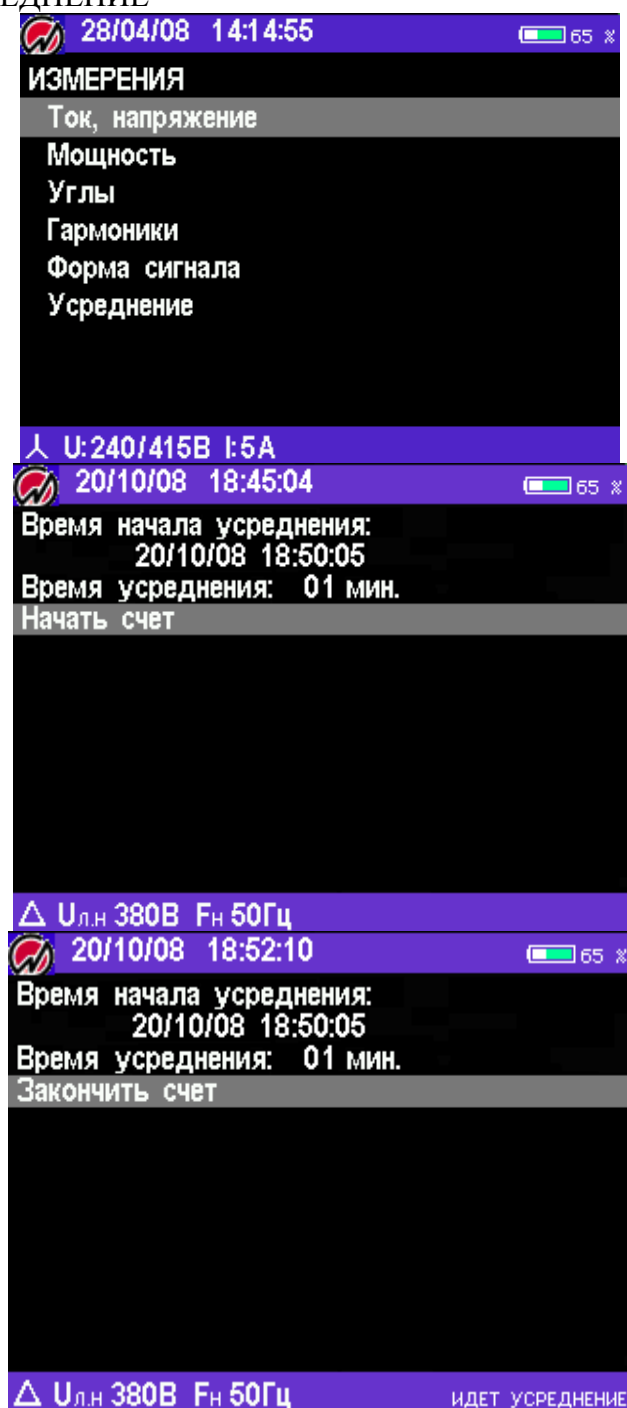


Рис. 1.1

Измерить углы между током и напряжением, углы сдвига фаз (рис.1.2).

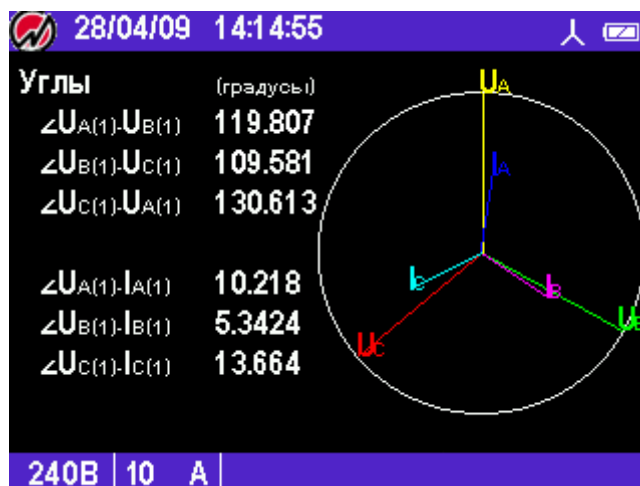


Рис.1.2

Измерить активную мощность (рис.1.3).



Рис.1.3

Электросчетчик подключен правильно, если:

- чередование фаз напряжений прямое,
- измеренные значения углов сдвига фаз напряжений положительны и равны  $120 \pm 10^\circ$ ;
- углы между током и напряжением лежат в пределах  $\pm 90^\circ$ ;
- знак активной мощности в трех фазах одинаков: положительна - идет потребление, или отрицательна – идет генерация.

## 1.2 Определение падения напряжения в линии присоединения счетчика к ТН

Как известно, превышение допустимого значения потери напряжения происходит, как правило, по причине использования совместных цепей с устройствами релейной защиты, а также возрастания сопротивлений в местах присоединений при длительной эксплуатации.

Для измерения падения напряжения на линии, соединяющих зажимы выходной обмотки ТН с измерительной клеммной колодкой (ИКК), расположенной рядом со счетчиком на пункте учета ЭЭ, необходимы два прибора «Энерготестер ПКЭ». Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [6]. Допускаемая относительная погрешность прибора при измерении напряжения  $\pm 0,1\%$ .

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия. Перед началом измерений необходимо синхронизировать внутренние часы приборов, затем подключить оба Прибора к измерительной клеммной колодке (ИКК) счетчика (рис.1.4). Установите в приборах «время усреднения» равным 30 мин. и «время начала усреднения» в каждом приборе. Для запуска режима «Усреднение» необходимо выбрать пункт «Начать счет» и одновременно на двух приборах нажать клавишу «ENT», при этом пункт «Начать счет» изменится на «Закончить счет». Расчет и отображение усредняемых параметров начнется, когда текущее время Энерготестера ПКЭ превысит заданное «время начала усреднения», при этом в правом нижнем углу ЖКД появится сообщение «ИДЕТ УСРЕДНЕНИЕ».

Для отображения на экране ЖКД действующих значений напряжений и токов с заданным временем усреднения необходимо нажать клавишу  $\Leftarrow$  или  $\Rightarrow$ . Переход между экранами задания времени усреднения и отображения усредненных значений осуществляется по циклу клавишами  $\Leftarrow$ ,  $\Rightarrow$ . По истечении 30 минут выполните запись в протокол результатов измерений приборами П1 и П2 значений напряжения  $N_{1К}$  и  $N_{2К}$ , соответственно по каждой фазе. Для возврата из режима «Усреднение» необходимо нажать клавишу «ESC».

*Примечание. Прибор «Энерготестер ПКЭ» позволяет производить измерение напряжений в трех фазах одновременно. При трехпроводной схеме включения вместо фазных измеряются междуфазные напряжения.*

Закончите измерения на обоих приборах и отключите П2 от клемм электросчетчика.

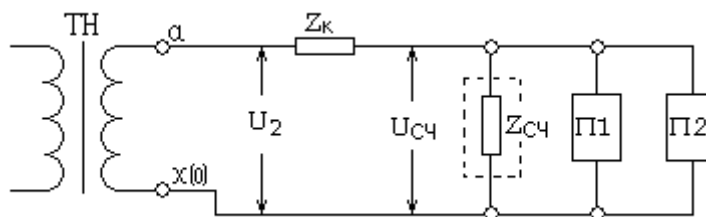


Рисунок 1.4 Схема калибровки.

$Z_k$  - импеданс линии;  $Z_{сч}$  - импеданс нагрузки (счетчика); П1, П2 – приборы «Энерготестер ПКЭ».

Отключите Прибор 2 от счетчика и подключите его к зажимам выходных обмоток ТН согласно рис.1.5.

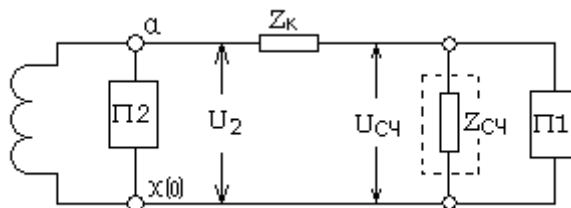


Рисунок 1.5.

## Схема измерений.

$Z_k$  - импеданс линии;  $Z_{сч}$  - импеданс нагрузки (счетчика); П1, П2 – приборы «Энерготестер ПКЭ».

Установите в приборах «время усреднения» равным 30 мин. и одинаковое, заранее обусловленное «время начала усреднения» в каждом приборе. Одновременно войдите в режим измерений «ток, напряжение».

По истечении 30 минут (окончании цикла усреднения) выполните запись измеренных приборами П1 и П2 значений напряжения  $N_1$  и  $N_2$ , соответственно. Закончите измерения на обоих приборах и отключите их от цепей.

Пользуясь тем, что приборы одновременно измеряли и регистрировали вначале одно и тоже напряжение, а затем напряжения на выходных клеммах ТН и ИКК, можно рассчитать поправку, а затем погрешность  $\delta_{л}$ , вызванную падением напряжения во вторичных цепях измерительных ТН.

### 1.3 Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации

Данная методика распространяется на измерительные трансформаторы тока (ТТ), выпущенные по ГОСТ 7746, класса 0,2S и менее точные, с номинальным напряжением 0,66 кВ; номинальным первичным током от 10 до 3000 А; номинальным вторичным током от 1 до 5 А.

Для выполнения измерений по схеме рисунок 1.6 применяется прибор «Энерготестер ПКЭ» в комплекте с гибкими датчиками тока ( $I_n=300/3000$  А) и с токоизмерительными клещами ( $I_n=10$  А), с блоком коммутации «БК 10-3000» и спецкабелем со щупами для измерительного входа прибора  $U_n 10В$ .

Все испытания производятся без отключения ТТ от действующей схемы и без снятия нагрузки.

*Примечание. Рекомендуется производить испытания в периоды (суточные зоны) как максимального, так и минимального потребления. Для определения указанных периодов следует выполнить регистрацию нагрузки сети с помощью прибора с гибкими датчиками тока ( $I_n=300/3000$  А) в течение типичных суток.*

### 1.3.1 Определение коэффициента трансформации ТТ для сети 0,4 кВ

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия (рисунок 1.6).

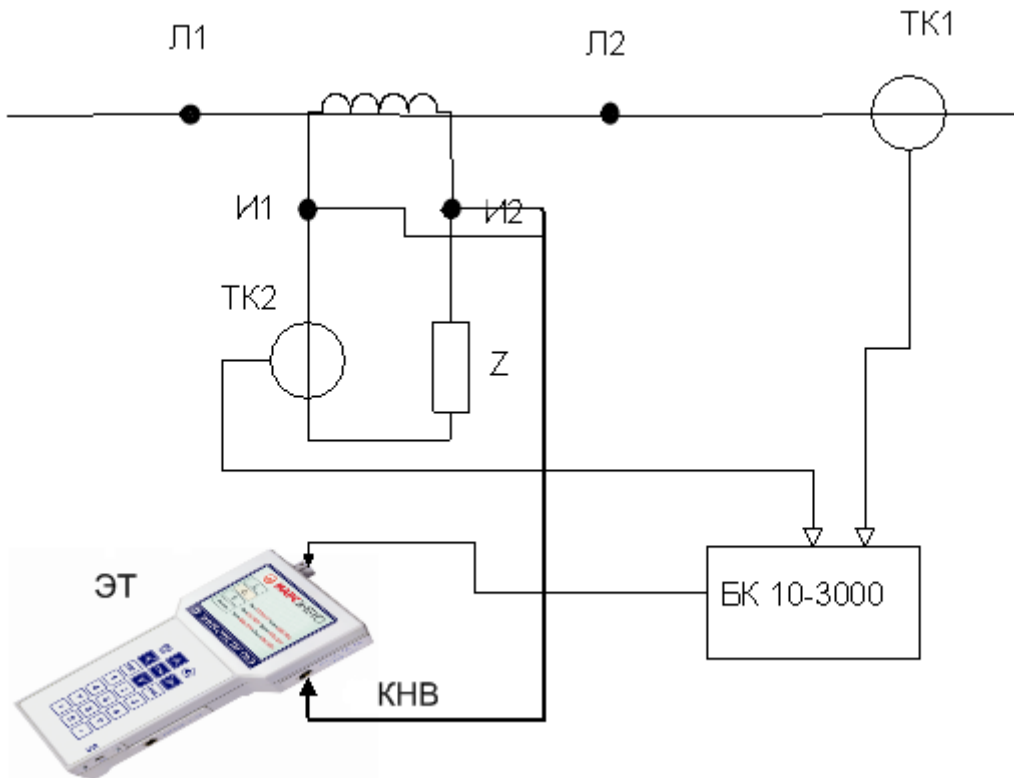


Рис. 1.6. Схема испытаний.

ЭТ – прибор Энерготестер ПКЭ; «БК 10-3000» - блок коммутации; ТК – токовые датчики; КНВ – кабель низковольтный; Z – реальная нагрузка вторичной цепи ТТ.

Выбрать тип схемы подключения «3ф3пр» и, при необходимости, изменить диапазон измерения тока с 3000А на 300А как в приборе, так и на усилителе клещей токоизмерительных. К прибору подключить блок коммутации «БК 10-3000».

Токоизмерительные клещи ТК1 фазы «В» 3000А первоначально подсоединить к «БК 10-3000», а затем установить на шину с учетом направления «генератор-нагрузка».

Токоизмерительные клещи ТК2 фазы «А» 10А первоначально подсоединить к «БК 10-3000», а затем – к токонесущим проводникам вторичной измерительной цепи с учетом направления «генератор-нагрузка».

**Убедиться в правильности подключения ТТ** следующим образом. Войти в режим «Измерение» - «Углы». На дисплее в результате измерений индицируется значение угла между векторами тока фаз «А» и «В».

Если значение угла  $I_{A1} \wedge I_{B1} = \pm(0...2)^\circ$ , то вторичная обмотка ТТ подключена **правильно**. Если значение угла  $I_{A1} \wedge I_{B1} = \pm(178...180)^\circ$ , то вторичная обмотка подключена **неправильно**.

#### **Определение коэффициента трансформации ТТ.**

1. Войти в режим «Усреднение - Время усреднения» и установить время 1 мин.
2. При необходимости изменить диапазон измерения тока с 3000А на 300А как в приборе, так и на усилителе клещей токоизмерительных.
3. Войти в режим «Измерение – Ток, напряжение» и через 60 с записать показания прибора в протокол по токам  $I_A$  и  $I_B$ . Повторить запись еще 4 раза.



4. Рассчитать фактические значения тока вторичной цепи:  $I_{Аф}$ , разделив записанные показания прибора на 300 (для диапазона 3000А) или на 30 (для диапазона 300А).
5. Рассчитать фактические значения коэффициента трансформации ТТ:  $K_{тт} = I_B / I_{Аф}$
6. Определить среднее значение из 5 рассчитанных  $K_{тт}$ .

**ТТ неисправен**, если измеренное значение  $K_{тт}$  отличается от номинального более, чем на  $\pm 5\%$ .

### 1.3.2 Измерение нагрузки ТТ.

Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [6]. Подключить прибор к вторичной цепи ТТ в соответствии со схемой рис.1.6 (БК и клещи 300/3000А можно не подключать) и Руководством по эксплуатации прибора.

- Включить прибор по схеме «однофазная двухпроводная».
- В меню «Усреднение» установить время усреднения 1 мин.
- Измерить прибором полную мощность  $S_2$  (ВА), используя измерительный канал с номинальным напряжением 10В, напряжение во вторичной цепи ТТ. Записать в протокол измеренные значения.
- Повторить измерения по п.п. 1.3.2 еще 4 раза.
- Рассчитать среднюю полную мощность нагрузки.

Если напряжение во вторичной цепи ТТ превышает 15 В, то следует выполнять прямые измерения полной мощности  $S_2$  (ВА) прибором, используя измерительный канал с номинальным напряжением 240В .

Для сохранения в памяти прибора измеренных значений мощности можно воспользоваться режимом «Регистрация ПКЭ».

ТТ эксплуатируется в классе точности, если измеренные значения  $S_2$  лежат в пределах 25...100 % от номинальной нагрузки.

## 1.4 Измерение нагрузки ТН.

Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [6].

Соберите схему измерений, представленную на рисунке 1.7, для однофазного ТН. В схеме используются токоизмерительные клещи из комплекта прибора в соответствии с маркировкой. Убедитесь в работоспособности собранной схемы, проконтролировав текущие значения тока и напряжения.

Для измерений нагрузки в трехфазных ТН к входам прибора  $U_a$ ,  $U_c$  и  $U_b$  подключите соответствующие фазы вторичных цепей и установите токоизмерительные клещи фаз «А», «В» и «С» аналогично схеме рис. 1.7. При необходимости, в приборе установите схему «3-хфазная 3-хпроводная». Определите соответствие маркировки фаз измеряемой трехфазной сети правильному чередованию фаз с помощью прибора (пункт меню прибора «Измерения-Углы»). Чередование фаз входных сигналов должно совпадать с маркировкой соответствующих измерительных каналов напряжения и тока прибора.

При исследовании однофазных трехобмоточных ТН к входам прибора  $U_a$  и  $U_b$  подключите соответственно основную и дополнительную вторичную цепь и установите токоизмерительные клещи фаз «А» и «В» на основную и дополнительную цепь аналогично рис. 1.7.

Подготовьте и проверьте режим работы прибора в соответствии с Руководством по эксплуатации. В режиме «Усреднение - Время усреднения» выберите время «3 сек».

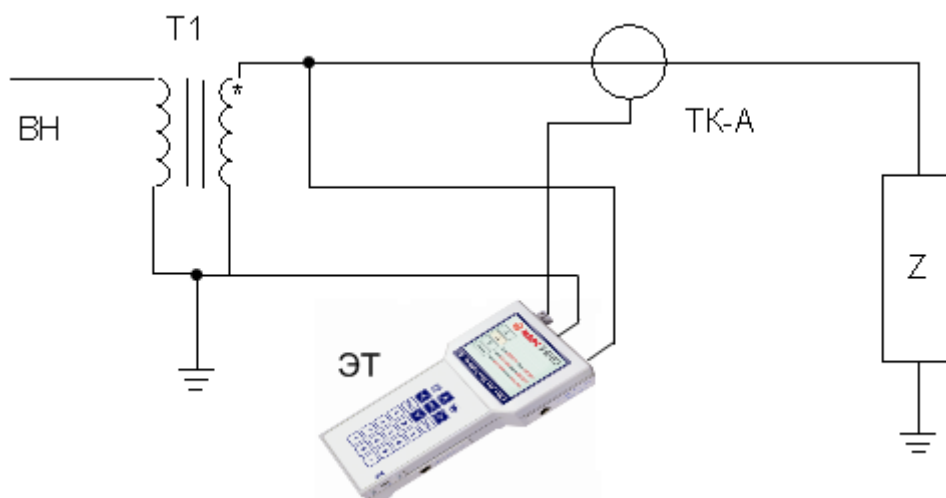


Рисунок 1.7 – Схема измерения нагрузки вторичных цепей ТН.

ВН – высокое напряжение; Т1 – ТН однофазный; ЭТ - прибор Энерготестер ПКЭ; ТК-А – токоизмерительные клещи фазы «А»; Z – реальная нагрузка ТН.

Для выполнения измерений нагрузки ТН следует войти в режим прибора «Измерения - Мощность – Мощность полная». Произвести прямые измерения полной мощности фазных нагрузок ТН ( $S_a$ ,  $S_b$ ,  $S_c$ ), а для трехфазных ТН – суммарной полной мощности  $S_{\Sigma}$ , заполняя протокол, форма которого представлена в приложении 1. Одновременно выполните измерения коэффициентов мощности  $K_r$  и фазных вторичных напряжений.

Пересчитайте полные мощности каждой фазной нагрузки ТН на номинальное напряжение вторичной обмотки ТН ( $100/\sqrt{3}$ , 100 В)

Для измерений нагрузки в трехфазных ТН пересчитывают полную суммарную мощность, а для однофазных трехобмоточных ТН пересчитывают полную мощность по фазам «А» и «В» и суммируют их.

Сравнивают полученные значения с предельными значениями нагрузки ТН в заданном классе точности, рассчитанными по формулам.

$$\text{Для ТН: } 0,25 \cdot S_{2\text{ном}} \left( \frac{U_2}{U_{2\text{ном}}} \right)^2 \text{ до } S_{2\text{ном}} \left( \frac{U_2}{U_{2\text{ном}}} \right)^2$$

## 2. Ведение коммерческих расчетов с потребителями электроэнергии

### 2.1 Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_n = 10; 1000$  А или гибкими датчиками с  $I_n = 300/3000$  А (Рис. 2.1).



Рис. 2.1.

Регистрация активной и реактивной мощности выполняется прибором с интервалами усреднения 3 с, 1 мин. или 30 мин. с возможностью последующего интегрирования на компьютере (для расчета электроэнергии) (рис. 2.2).

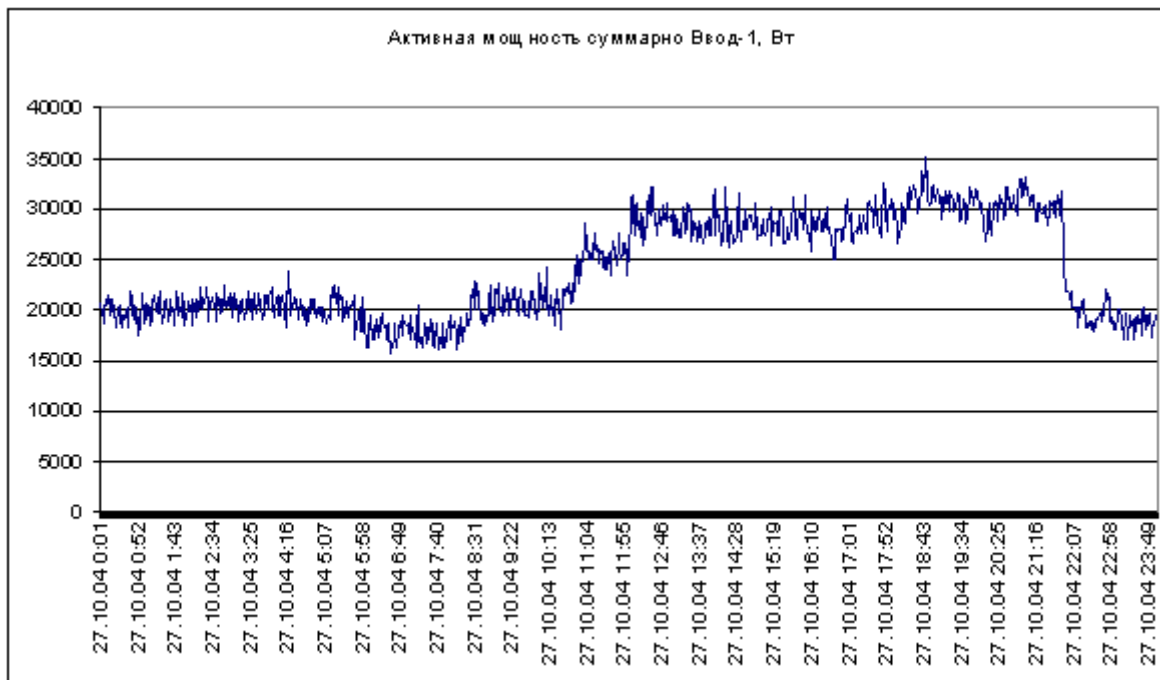


Рис. 2.2.

Длительность регистрации устанавливается на приборе (начало и окончание). Максимальная длительность непрерывной регистрации:

- 16 часов при времени усреднения 3 сек.,
- 15 суток при времени усреднения 1 мин. (в т.ч. значений ПКЭ),
- 13 месяцев при времени усреднения 30 мин.

## **2.2 Снятие суточного графика нагрузки в сети 6-35 кВ**

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_n = 5 (3000)$  А. Перед началом регистрации необходимо записать параметры использованных измерительных ТН и ТТ для того, чтобы ввести их при последующей обработке на компьютере (типы, зав. №№, номиналы, класс точности). Регистрация активной и реактивной мощности выполняется прибором с интервалами - см. п.2.1.

## **2.3 Прямое измерение средней электрической мощности за получасовой интервал в сети 0,4 кВ**

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_n = 1000$ А или гибкими датчиками с  $I_n = 300/3000$ А. Перед началом измерения необходимо в настройках прибора выбрать время усреднения. Возможна установка следующих значений времени от 1 мин. до 30 мин. Например, после установки усреднения 30 мин. нужно войти в режим «Измерение» - «Мощность». Запускается замер выбранной мощности (активная или реактивная) по таймеру, информация на дисплее прибора обновляется каждые 30 мин. При этом отображается бегущая строка, соответствующая прошедшему времени усреднения.

### 3. Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

#### 3.1 Общие сведения

3.1.1 Специалистами испытательной лаборатории Московского энергетического института были выполнены многочисленные измерения ПКЭ и дополнительных параметров ЭЭ в действующих электрических сетях 0,4; 6; 10; 220 и 500 кВ. Объектами исследования являлись: система электроснабжения 10/220/500 кВ алюминиевого завода с мощной преобразовательной нагрузкой; сети, получающие питание от тяговых подстанций; сети коммунально-бытовых и небольших промышленных объектов. Данные измерения показали, что искажения синусоидальности и симметрии токов и напряжений в действующих электрических сетях, включая сети высоких напряжений, могут достигать десяти и более процентов. В большинстве же случаев уровни коэффициентов искажения синусоидальности не превышают 10-12 % по напряжению и 15-20 % по току, а уровни коэффициентов несимметрии 3-4 % по напряжению и 20-25 % по току.

Источником несинусоидальности напряжения в электрических сетях является электрооборудование и электроприемники с нелинейной вольт(вебер)-амперной характеристикой, к которым относят:

- преобразовательные установки различных видов (выпрямители, инверторы, частотные преобразователи, регуляторы напряжения, электроподвижной состав переменного и постоянного тока и т.д.);
- аппараты с электрической дугой или аппараты, использующие электрический разряд (дуговые печи, сварочные установки, люминесцентное освещение и т.д.);
- установки с магнитными цепями, работающими в режиме насыщения (трансформаторы, дроссели с сердечником и т.д.);
- вращающиеся машины (генераторы, двигатели).

К источникам несимметрии напряжений и токов относят следующие:

- нетранспонированные линии электропередачи и неравномерно присоединенные однофазные бытовые нагрузки, создающие систематическую несимметрию напряжений;
- дуговые сталеплавильные печи, однофазные печи электрошлакового переплава, электроподвижной состав переменного тока, однофазные сварочные агрегаты, одновременно включающиеся по фазам бытовые нагрузки и др., создающие случайную несимметрию напряжений.

В соответствии с выполненными теоретическим и инструментальным исследованиями, нелинейную/несимметричную нагрузку следует рассматривать как нагрузку, обладающую преобразовательными свойствами. Она, потребляя ЭЭ на основной частоте прямой последовательности, преобразует часть ее в энергию искажений и передает обратно в сеть. Это приводит к непродуктивной нагрузке сети.

Энергия высших гармоник и обратной/нулевой последовательностей практически не совершает полезной работы. При несинусоидальных и несимметричных токах и напряжениях дополнительные потери мощности равны сумме мощностей высших гармоник, а также мощностей токов обратной и нулевой последовательности.

Причинами несоответствий по установившемуся отклонению напряжения  $\delta U_y$  могут быть:

- неверно выбранный коэффициент трансформации трансформатора 6–10/0,4 кВ или не проведенное своевременно сезонное переключение отпаяк этих трансформаторов;
- разнородность нагрузок линий 0,38 кВ и несовместимость требований потребителей к  $\delta U_y$  на шинах 0,4 кВ трансформаторов 6–10/0,4 кВ;
- значительная несимметрия фазных нагрузок в сетях 0,4 кВ;
- значительные потери напряжения в распределительной сети, превышающие предельные значения;

- отсутствие трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) в центре питания (ЦП) распределительной сети;
- отсутствие автоматического регулятора напряжения (АРН) в ЦП или его не использование;
- некорректная работа АРН или неправильно выбранный закон регулирования напряжения в ЦП;
- разнородность нагрузок распределительных линий 6–10 кВ и несовместимость требований потребителей всей распределительной сети к  $\delta U_y$  на шинах ЦП;
- ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения в реактивной мощности;
- отсутствие договорных отношений или некорректно определенные договорные условия по допустимому диапазону  $\delta U_y$  в ТКЭ;
- неверно заданные уставки регулирующих устройств на генераторах, повышающих трансформаторах и автотрансформаторах связи, отсутствие или недостаточное использование специальных устройств в межсистемных линиях и питающих сетях энергосистем, регулирующих реактивную мощность (синхронных компенсаторов, батарей статических компенсаторов и шунтирующих реакторов), пониженная пропускная способность питающих сетей и др.;
- превышение потребителем разрешенной ему мощности или нарушение договорных условий с энергоснабжающей организацией (ЭСО) по использованию специальных средств, регулирующих реактивную мощность (батарей статических конденсаторов, синхронных двигателей).

Отклонение напряжения у потребителя приводит к снижению освещенности рабочих мест, падению оборотов электроприводов, нарушению режимов технологических процессов.

Причинами несоответствий по отклонению частоты  $\Delta f$  могут быть:

- отсутствие достаточного резерва мощности и пропускной способности элементов сети;
- ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения в активной мощности, в подборе электростанций для размещения первичного резерва, в том числе – необходимого при аварийных нарушениях баланса мощности, в планировании дополнительных резервов пропускной способности линий для выдачи первичного резерва при внезапных нарушениях баланса;
- несвоевременность предоставления резерва мощности для его использования в режимах первичного, вторичного или третичного регулирования в соответствии с заданными системным оператором требованиями.

Отклонение частоты приводит к авариям в оборудовании сети, выходу из строя оборудования потребителей.

### 3.1.2 Нормативные документы

А.1 В настоящее время, до появления в России предусмотренных Федеральным законом «О техническом регулировании» Технических регламентов, устанавливающих обязательные и добровольные для применения и исполнения требования к продукции, взаимоотношения между поставщиками и потребителями ЭЭ в части ее качества определяются следующими правовыми документами:

- Закон РФ «О защите прав потребителей»;
- Гражданский кодекс РФ;
- Постановление Правительства РФ №1013 от 13 августа 1997 г. « О перечне товаров, подлежащих обязательной сертификации и перечне услуг, подлежащих обязательной сертификации».

А.2 В обеспечение существующих правовых норм в области качества электроэнергии в Российской Федерации действуют нормативные документы:

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

РД 153-34.0-15.501-00. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1 Контроль качества электрической энергии

РД 153-34.0-15.502-2002. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии

А.3 ГОСТ устанавливает, какие показатели качества электрической энергии (ПКЭ) следует применять для электромагнитной совместимости и безопасности, дает их определение, методы их расчета, нормы (пределы) и вероятные источники ухудшения ПКЭ. Область распространения ГОСТ: в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения).

Нормы, установленные стандартом, подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договоры на пользование электрической энергией между электроснабжающими организациями и потребителями электрической энергии. Установлены два вида норм КЭ: нормально допускаемые и предельно допускаемые. Оценка соответствия показателей КЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 часам.

Установлены следующие показатели КЭ:

ГОСТ 13109	Примечания	РД 153-34.0-15.501
4.1.1 Установившееся отклонение напряжения $dU_{\gamma}$		+
4.1.2 Размах изменения напряжения $dU_t$ .		-
4.1.3 Доза фликера $P_t$ .		-
4.1.4 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения $K_U$		+
4.1.5 Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ .		+
4.1.6 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2U}$		+
4.1.7 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0U}$		+
4.1.8 Отклонение частоты $\Delta f$ .		+
4.1.9 Длительность провала напряжения $\Delta t_{\Pi}$		+
4.1.10 Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$ .	Не нормируется	-
4.1.11 Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	Не нормируется	-

РД не определяют методики измерения таких ПКЭ, как размах изменения напряжения  $dU_t$  и доза фликера  $P_t$

В ГОСТ и РД указано: «Качество электрической энергии по длительности провала напряжения  $\Delta t_{\Pi}$  считают соответствующим требованиям НД, если наибольшая из всех измеренных за продолжительный период наблюдения (например, в течение года) длительностей провалов напряжения не превышает предельно допускаемого значения» (по ГОСТ – это 30 с).



Госстандартом РФ установлено, что для целей сертификации ЭЭ временно используются только два показателя: отклонение частоты  $\Delta f$  и установившееся отклонение напряжения  $dU_y$ . Система, предлагаемая в РД по контролю качества электрической энергии, ориентирована на проведение периодического контроля КЭ, так как в большинстве случаев в настоящее время ни поставщики, ни потребители электроэнергии не располагают стационарными средствами измерений КЭ, обеспечивающими непрерывный мониторинг ПКЭ и статистическую обработку в соответствии с требованиями стандарта. Поэтому в методических положениях, изложенных в РД по контролю КЭ, нашли отражение следующие вопросы:

- выбор пунктов периодического контроля КЭ, в том числе пунктов входного контроля и пунктов, представляющих совокупность пунктов поставки электроэнергии потребителям, а также условия пересмотра этих пунктов;
- определение допустимых значений ПКЭ в пунктах контроля;
- определение длительности непрерывных измерений ПКЭ в пунктах контроля и периодичности таких измерений;
- методика выполнения измерений ПКЭ, в которой установлены требования к средствам измерений, к безопасности и квалификации персонала, определены условия измерений, рассмотрены вопросы подготовки к проведению измерений, выполнения измерений и обработки результатов измерений, а также оформления результатов.

В тех случаях, когда результаты контроля КЭ показывают нарушение установленных требований, возникает задача анализа КЭ, т.е. выяснения причины нарушения. В общем случае измерительная информация, полученная в результате контроля КЭ, недостаточна для определения причины нарушения, а выяснение причины требует применение специальных методов анализа, специфичных для каждого ПКЭ.

А.5 Всего к настоящему времени для обеспечения сертификации электрической энергии Госстандартом России и Минэнерго России аккредитованы в регионах Российской Федерации свыше 100 испытательных лабораторий по качеству электрической энергии и свыше 20 органов по сертификации электрической энергии. Идет выдача энергоснабжающим организациям сертификатов соответствия электрической энергии. Процесс развертывания сети аккредитованных испытательных лабораторий и органов по сертификации продолжается.

А.6 Введение в силу в 2003 г. Федерального закона “О техническом регулировании” означает дальнейшее расширение прав пользователей всех категорий, включая и промышленные предприятия, на поставки электрической энергии установленного качества. Указанный Федеральный закон устанавливает норму, в соответствии с которой для продукции, представляющей опасность для жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества и окружающей среды, устанавливаются обязательные требования и правила обязательного подтверждения соответствия. Условием установления обязательного требования и обязательного подтверждения соответствия является разработка и принятие для продукции указанного вида технического регламента.

### 3.1.3 Область применения прибора «Энерготестер ПКЭ» в сфере ПКЭ

Прибор предназначен для применения энергоснабжающими и энергопотребляющими организациями в соответствии со своими полномочиями при осуществлении следующих видов контроля качества электрической энергии:

- периодический контроль;
- контроль при определении технических условий (ТУ), разрешений или иных документов на присоединение;
- контроль при определении условий договора между энергоснабжающей организацией и потребителем;

- контроль при допуске к эксплуатации электроустановок потребителей, ухудшающих качество электрической энергии (далее – КЭ);

- контроль при рассмотрении претензий к КЭ.

Прибор предназначен для применения органами государственного надзора при проведении:

– сертификационных испытаний ЭЭ;

– испытаний при инспекционном надзоре за сертифицированной ЭЭ.

### 3.2 Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ

Для регистрации ПКЭ по ГОСТ 13109 каналы токов не используются. Измерения ПКЭ в соответствии с ГОСТ выполняются по РД **153-34.0-15.501-00** и **МИ 2536-99**. Расчет ПКЭ производится по формулам, приведенным в ГОСТ 13109-97. Начать регистрацию ПКЭ можно либо с текущего момента (при этом в нижней строке появится сообщение `идет усреднение`), либо с заранее установленных даты и времени (при этом в нижней строке появится сообщение `ждем начало рег.`, которая сменится сообщением `идет регистрация` при достижении заданного времени начала регистрации). При достижении времени окончания регистрации, в нижней строке появляется сообщение `нет регистрации`. Для начала регистрации необходимо подвести указатель к пункту `НАЧАТЬ РЕГИСТРАЦИЮ` и нажать клавишу `ENT`, при этом текст `НАЧАТЬ РЕГИСТРАЦИЮ` изменится на `ЗАКОНЧИТЬ РЕГИСТРАЦИЮ`.

При исчезновении напряжения питания 16 В (при глубине провала 100 %) прибор обеспечивает сохранение установок и накопленной в памяти информации. При восстановлении напряжения сети питания Прибор обеспечивает автоматическое включение в режим регистрации. Время непрерывной работы Прибора при питании от аккумуляторных батарей (при отсутствии напряжения питающей сети), не менее 2 ч. Время полного заряда аккумуляторных батарей - не более 10 ч.

Значения всех ПКЭ, измеряемых в текущий момент, можно наблюдать как во время регистрации, так и не проводя регистрации. Для этого необходимо, находясь в пункте меню `Показатели ПКЭ`, активизировать подпункт `Текущие значения ПКЭ`, после чего будет доступно для наблюдения несколько окон

Через 7 суток непрерывной регистрации измерения прекращают, прибор подключается к компьютеру. В компьютерной программе «Энергомониторинг» формируются отчеты и протоколы измерений в соответствии с ГОСТ по каждому суткам. Одновременно с ПКЭ могут регистрироваться и измеренные параметры токов, фазных углов, мощности: гармоник, обратной и нулевой последовательности и пр. для последующего анализа.

В энергонезависимой памяти Энерготестера ПКЭ существует 512 архивных суточных зон ПКЭ, в которые происходит сохранение статистических данных о ПКЭ.

### 3.3 Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях

При присоединении к электрической сети с номинальным напряжением 6...330 кВ через измерительные трансформаторы или переносные преобразователи ПВЕ, номинальное напряжение в Приборе и значения уставок необходимо выбрать в соответствии со значением напряжения на вторичных обмотках измерительных трансформаторов. Необходимо записать параметры использованных измерительных ТН и ТТ для того, чтобы ввести их при последующей обработке на компьютере.

В программе «Энергомониторинг» при считывании данных из прибора после нажатия на кнопку <Сохранить> открывается окно, в котором следует ввести значения параметров измерительных ТТ и ТН: напряжение (ток) первичной обмотки; напряжение (ток) вторичной обмотки; класс точности, тип и заводской номер. Эти параметры вносятся в протокол автоматически.

### 3.4 Анализ ПКЭ для определения источника искажений

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_n = 10; 1000$  А или гибкими датчиками с  $I_n = 300/3000$  А. Не проводя измерений ПКЭ как по напряжению, так и по току, нет никакой возможности, во-первых, определить источник искажений (виновную сторону) – для учёта и последующих коммерческих расчётов, а во-вторых, знать параметры ПКЭ для выбора мероприятий по их компенсации. Гарантировать необходимое КЭ может только система, построенная:

- на непрерывной регистрации ПКЭ (по току и напряжению) в точках поставки и критических центрах питания (технический аспект);
- на договорных отношениях поставщика и потребителя ЭЭ (экономико-правовой аспект).

При контрольных измерениях (регистрации) ПКЭ как по напряжению, так и по току, определяется и фиксируется виновник снижения качества ЭЭ в пределах каждого суток, поскольку прибор измеряет и регистрирует мощности искажений (гармоник, обратной и нулевой последовательности) с учетом знака (потребление/генерация).

В экономико-правовой части ключевым является практическое введение договорных обязательств о разделении взаимной ответственности за КЭ между поставщиками и потребителями электроэнергии. Договорами на электроснабжение должно устанавливаться безусловное обязательство энергоснабжающей организации поддерживать в точке общего присоединения (или в другой оговоренной точке контроля) значения ПКЭ в соответствии с нормами ГОСТ 13109-97 (или более жесткими). Со стороны потребителя обязательными условиями договора должно быть: установка АИИС и выполнение оговоренных графиков электропотребления и других режимных мероприятий. Договор должен составляться с указанием конкретных нормально и предельно допускаемых значений ПКЭ. Следующим шагом должен быть договорной учёт ПКЭ, т.е. потребления и генерации энергии искажений, с их тарификацией и последующими взаимными финансовыми расчётами. Здесь принцип простой – мощность искажений оплачивает тот, кто эти искажения генерирует. Особым образом в договорах должны расцениваться перерывы поставки ЭЭ (провалы напряжения) - конкретно для каждого потребителя.

Основная цель внедрения систем мониторинга ПКЭ на промышленных предприятиях – это сокращение издержек за счёт тесного взаимодействия с поставщиком электроэнергии в рамках собственной Системы Менеджмента Качества, что предусматривается стандартами ISO 9000.

Для электросетевых предприятий АИИС-ПКЭ – это инструмент для анализа состояния электрооборудования и выявления источников технических потерь.

#### 4. Энергоаудит и определение потерь мощности.

##### 4.1 Определение потери мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ

Используются два прибора, укомплектованные токоизмерительными клещами с  $I_{ном} = 100; 1000$  или  $300/3000\text{А}$  (фото 4.1).



Фото 4.1.

Зажимы щупов для измерения напряжения и токоизмерительные клещи первого прибора подключались к токонесящим проводникам (шинам) измеряемой сети в начале линии, а второго – в конце. Выполняется регистрация мощности в сети одновременно двумя приборами в течение суток. Допускается сокращение срока для предварительной оценки потерь. Результаты измерений обрабатываются на компьютере в программе «Энергомониторинг» и экспортируются в программу MS Excel (из пакета MS Office). В программе MS Excel выполняется статистическая обработка для определения средних потерь в линии и представления на графике (см. рисунок 4.2). Измерения позволяют определить причину небаланса по узлам учета поставщика ЭЭ и потребителя.

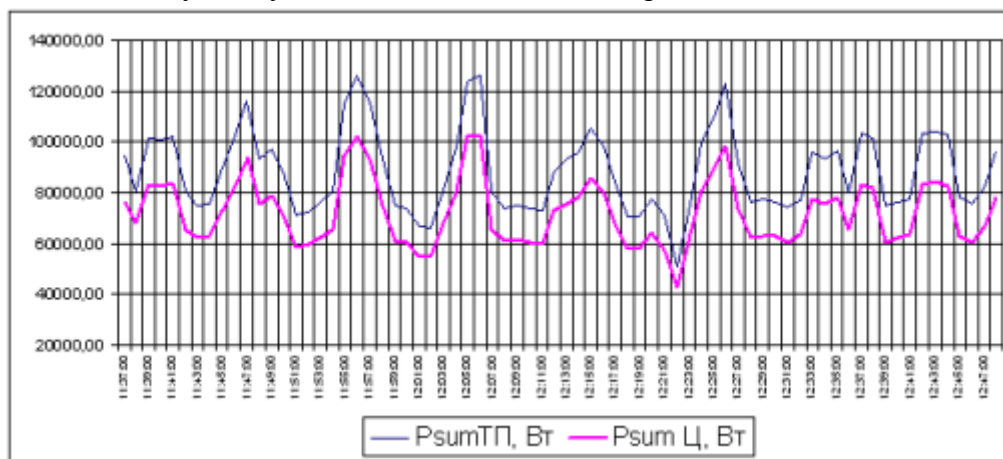


Рис. 4.2. График. Активная мощность на питающей ТП и на РУ цеха.

## 4.2 Определение распределения нагрузки по фазам в сети 0,4 кВ

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_n = 100$ ; 1000 А или гибкими датчиками с  $I_n = 300/3000$ А.

Для предварительной оценки активной и реактивной мощности по фазам (без регистрации) выполняются замеры с выбранным усреднением от 1 мин. до 30 мин.

Для получения протоколов с помощью программы «Энергомониторинг» выполняется регистрация прибором (в режиме ПКЭ) с интервалами усреднения 1 мин. в течение требуемого времени. Программа обеспечивает распечатку протоколов с графиками мощностей по фазам (рис. 4.3), по видам мощности (рис. 4.4) и пр.

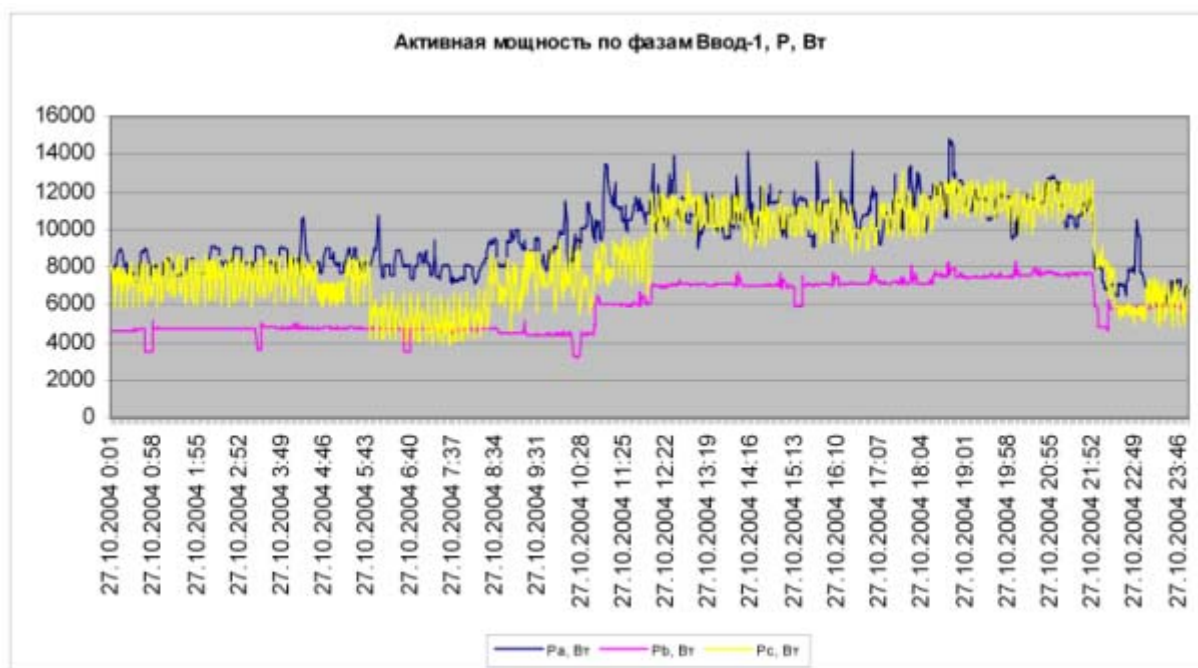


Рис. 4.3

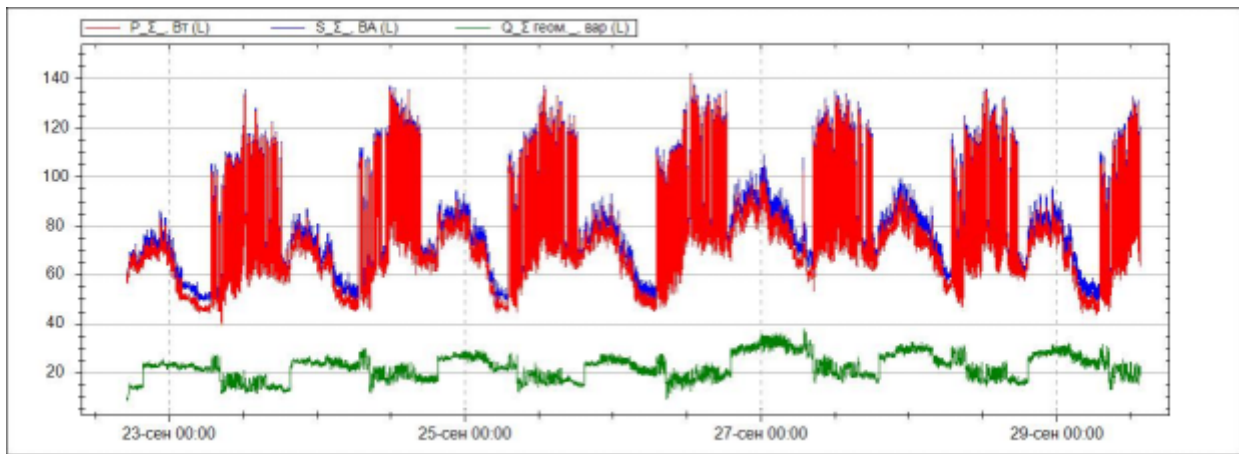


Рис. 4.4.

### 4.3 Энергосбережение. Определение параметров потребления токоприемников

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с  $I_n = 100; 1000$  А или гибкими датчиками с  $I_n = 300/3000$ А. Прибор подключается к линии питания электротехнического устройства (привод, ТЭН, ГРЩ и т.п.). Регистрация активной и реактивной мощности выполняется прибором с интервалами усреднения 3 с, 1 мин., 30 мин. Программа «Энергомониторинг» обеспечивает распечатку протоколов с графиками измеренных параметров (I, U, P, Q, Kp, гармоники, фазные углы и т.д.).

Для снижения потерь и уменьшения загрузки сетей требуется компенсировать реактивную мощность. При приёмке электроустановок в эксплуатацию и инспекционном контроле условий присоединения требуется проводить измерение тангенса  $\phi$ , который показывает отношение реактивной мощности к активной. В режиме регистрации Прибор выполняет прямое измерение Q и P. В программе MS Excel выполняется статистическая обработка для определения  $\text{tg}(\phi) = Q/P$ , что позволяет составлять протоколы, не производя дополнительных расчетов.

Кроме того, Энерготестер ПКЭ может работать в режиме осциллографирования, т.е. регистрации данных, поступающих непосредственно с АЦП с частотой 10 кГц (3 фазы напряжения и 3 фазы тока), что позволяет получать графики кривых тока и напряжения при переходных процессах и резкопеременной нагрузке. Например, измерять пусковые токи электродвигателей, токи отсечки автоматических выключателей и пр. Глубина регистрации - 12 мин. (1 час при отсутствии других архивов).

Результаты измерений из программы «Энергомониторинг» могут экспортироваться в программу MS Excel (из пакета MS Office). В программе MS Excel выполняется статистическая обработка для определения средних, максимальных и минимальных значений параметров за выбранный период времени. Там же можно построить соответствующие графики и гистограммы.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **ГОСТ 8.584-2004. ГСИ.** Счетчики Статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки.
2. **ГОСТ 8.259-2004. ГСИ.** Счетчики электрические индукционные активной и реактивной энергии. Методика поверки.
3. **ГОСТ 8.216-88. ГСИ.** Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
4. **МИ-3050. ГСИ.** Трансформаторы напряжения измерительные.  $6/\sqrt{3}$ ; 6;  $10/\sqrt{3}$ ; 10;  $15/\sqrt{3}$ ; 15;  $35/\sqrt{3}$ ; 35;  $110/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения ПВЕ.
5. **ГОСТ 8.217-2003. ГСИ.** Трансформаторы тока. Методика поверки.
6. Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т» в условиях эксплуатации. Свидетельство об аттестации МВИ № 2203/131А-00340. Ссылка в интернете: <http://www.mars-energo.ru/p/a/tt.pdf>
7. **ГОСТ 7746-2001.** Трансформаторы тока. Общие технические условия
8. **ГОСТ 1983-2001.** Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
9. **РД 34.11.333-97.** Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии.
10. **РД 34.09.101-94.** Типовая инструкция по учёту электрической энергии при её производстве, передаче и распределении.
11. **РД 34.11.114-98.** Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. АСКУЭ. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования.
12. **РД 153-34.0-11.209-99.** Рекомендации. АСКУЭ. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.
13. **ГОСТ 13109-97.** "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения".
14. **МИ 2536-99. ГСИ.** Показатели качества электрической энергии на объектах учета. Общие требования к методикам выполнения измерений.
15. **РД 153-34.0-15.501-00.** "Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии " (согласовано ВНИИМС).