



X Международная
научно-техническая конференция

«Развитие и повышение надежности
распределительных электрических сетей»



2025 / 1–3 июля / Москва / Конгресс-центр ЦМТ

Использование счетчиков интеллектуальной системы учета для выявления виновников хищений электроэнергии в низковольтных распределительных сетях

Болоев Е.В.¹, Голуб И.И.¹, Стенников В.А.¹, Бучинский А.Л.², Белоусов Р.А.³, Фискин Е.М.³

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук

²Областное государственное унитарное энергетическое предприятие «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей»

³Научно-технический центр КУМИР



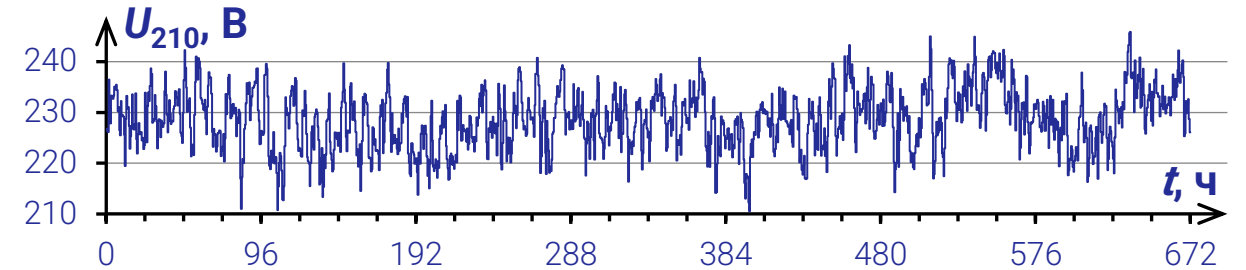
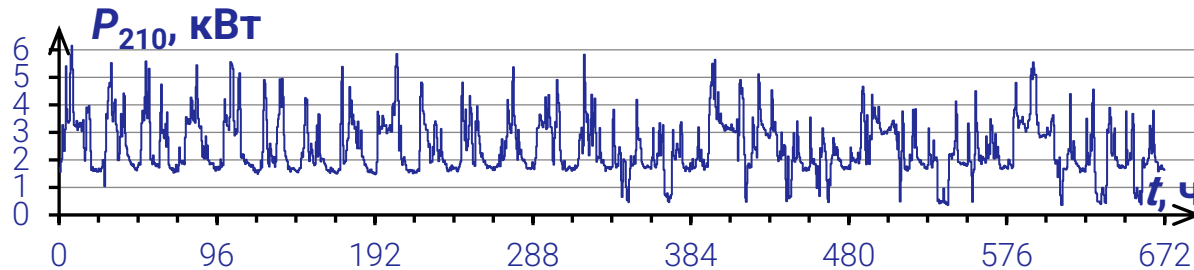
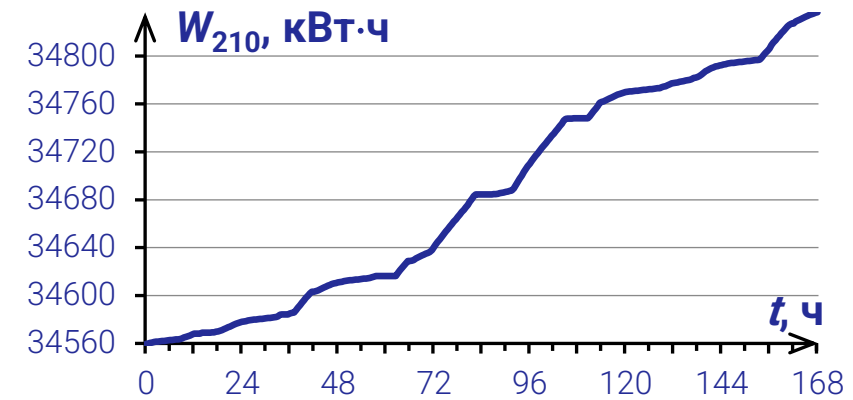
Счетчики интеллектуальной системы учета электроэнергии

Содержание презентации:

- Идентификация фаз подключения счетчиков к сети..... 3
- Расчет фактических, технических и коммерческих потерь..... 4
- Выявление потребителей-мошенников виновных в хищениях энергии... 5
- Проверка потребителей на совершение эпизодических хищений энергии 6
- Поиск мест хищений энергии в сети..... 7
- Примеры обнаружения хищений 8-16
- Заключение. Требования к счетчикам ИСУЭ..... 17

Профили нагрузки и напряжения февраля, усредненные на 30 минутных интервалах с однофазного счетчика 210

Учет электроэнергии однофазным счетчиком потребителя 210 в феврале



Балансный
счетчик на ТП

Распределительная сеть

7 трехфазных и 18 однофазных
счетчиков потребителей

Идентификация фаз подключения счетчиков к сети методом корреляционного анализа напряжений

Фаза X подключения счетчика потребителя к сети определяется по максимальному значению коэффициента корреляции Пирсона между напряжениями, измеренными счетчиками потребителя U_N^X и трансформаторной подстанции $U_{ТП}^F$:

$$K(U_k^X, U_{ТП}^F) = \frac{\sum_{t=1}^T (U_{kt}^X - \mu(U_k^X)) (U_{ТПt}^F - \mu(U_{ТП}^F))}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (U_{kt}^X - \mu(U_k^X))^2 \sum_{t=1}^T (U_{ТПt}^F - \mu(U_{ТП}^F))^2}},$$

Значения коэффициентов корреляции Пирсона между напряжениями ТП и потребителей где $F=A, B, C$ – фазы подключения к сети, $t = 1, 2, \dots, T$ – срезы измерений; U_k^X и $U_{ТП}^F$ – измерения

$$U_k^X = [U_{k1}^X; U_{k2}^X; \dots; U_{kt}^X; \dots; U_{kT}^X],$$

$$U_{ТП}^F = [U_{k1}^F; U_{k2}^F; \dots; U_{kt}^F; \dots; U_{kT}^F];$$

$\mu(U_k^X), \mu(U_{ТП}^F)$ – средние значения напряжений

$$\mu(U_k^X) = 1/T \sum_{t=1}^T U_{kt}^X,$$

$$\mu(U_{ТП}^F) = 1/T \sum_{t=1}^T U_{ТПt}^F.$$

Потребитель	226	226	226	224	224	224	257	222	255	255a	220	220	220
Фаза трехфазного счетчика	Фаза а	Фаза б	Фаза с	Фаза а	Фаза б	Фаза с	Фаза а	Фаза б	Фаза с		Фаза а	Фаза б	Фаза с
ТП, фаза А	✓ 0.982	✗ -0.314	✗ -0.417	✓ 0.984	✗ -0.312	✗ -0.417	✗ -0.316	✗ -0.459	✓ 0.954	✗ -0.287	✗ -0.254	✗ -0.485	✓ 0.916
ТП, фаза В	✗ -0.32	✗ 0.01	✓ 0.988	✗ -0.317	✗ 0.005	✓ 0.988	✗ 0.013	✓ 0.965	✗ -0.274	✗ -0.015	✗ -0.047	✓ 0.934	✗ -0.242
ТП, фаза С	✗ -0.419	✓ 0.985	✗ 0.054	✗ -0.417	✓ 0.987	✗ 0.052	✓ 0.987	✗ 0.094	✗ -0.47	✓ 0.967	✓ 0.942	✗ 0.121	✗ -0.513
Потребитель	218	253	253a	216	251	214	214	214	212	249	249	249	210
Фаза трехфазного счетчика						Фаза а	Фаза б	Фаза с		Фаза а	Фаза б	Фаза с	
ТП, фаза А	✗ -0.256	✓ 0.917	✗ -0.499	✗ -0.207	✗ -0.522	✗ -0.521	✓ 0.841	✗ -0.175	✗ -0.164	✗ -0.522	✓ 0.83	✗ -0.156	✓ 0.774
ТП, фаза В	✗ -0.043	✗ -0.245	✓ 0.919	✗ -0.063	✓ 0.903	✓ 0.883	✗ -0.204	✗ -0.071	✗ -0.079	✓ 0.875	✗ -0.205	✗ -0.091	✗ -0.154
ТП, фаза С	✓ 0.939	✗ -0.511	✗ 0.138	✓ 0.921	✗ 0.149	✗ 0.153	✗ -0.546	✓ 0.898	✓ 0.894	✗ 0.154	✗ -0.55	✓ 0.892	✗ -0.541
Потребитель	208	247a	247	206	206	206	204	245a	202	245	243a	243a	243a
Фаза трехфазного счетчика				Фаза а	Фаза б	Фаза с					Фаза а	Фаза б	Фаза с
ТП, фаза А	✗ -0.525	✗ -0.525	✗ -0.14	✗ -0.527	✓ 0.7	✗ -0.109	✓ 0.696	✗ -0.119	✓ 0.666	✗ -0.529	✓ 0.665	✗ -0.527	✗ -0.107
ТП, фаза В	✓ 0.852	✓ 0.85	✗ -0.084	✓ 0.823	✗ -0.103	✗ -0.098	✗ -0.092	✗ -0.09	✗ -0.079	✓ 0.812	✗ -0.081	✓ 0.811	✗ -0.115
ТП, фаза С	✗ 0.162	✗ 0.165	✓ 0.874	✗ 0.166	✗ -0.534	✓ 0.849	✗ -0.525	✓ 0.852	✗ -0.523	✗ 0.175	✗ -0.525	✗ 0.174	✓ 0.84



Фазы подключения счетчиков к распределительной сети

К фазе А сети подключены 12 потребителей, к фазе В – 13, а к фазе С – 14.



Расчет фактических, технических и коммерческих потерь по измерениям счетчиков

Исходные данные – измерения: **Расчет технических потерь при передаче потребителю методом адресности:**

- P_{kt}^F – нагрузки потребителей;
 - $P_{ТП t}^F$ – нагрузка ТП;
 - U_{kt}^F – напряжение у потребителей;
 - $U_{ТП t}^F$ – напряжение на ТП,
- где $F=A, B, C$ – фазы сети;

$k = 1, \dots, N_F$ – потребители фазы F ;
 N_F – число потребителей в фазе F ;
 $t = 1, \dots, T$ – измерения;
 h – интервал между измерениями;
 T – число измерений в расчетном периоде.

Последовательность расчета:

1) вычисление фактических потерь из баланса мощностей в сети, как разницы между мощностями поступившей в сеть и отданной из сети

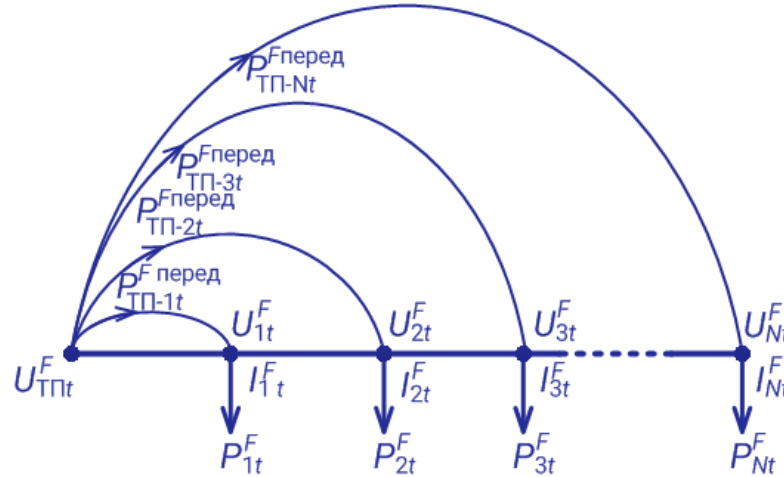
$$\Delta P_{\text{факт } t}^F = P_{ТП t}^F - \sum_{k=1}^{N_F} P_{kt}^F, \quad \Delta P_{\text{факт } t}^{\Sigma} = \Delta P_{\text{факт } t}^A + \Delta P_{\text{факт } t}^B + \Delta P_{\text{факт } t}^C;$$

2) расчет технических потерь методом адресности из баланса мощностей, как разница между мощностью переданной потребителям из ТП и мощностью потребителей

$$\Delta P_{\text{техн } t}^F = \sum_{k=1}^{N_F} (U_{ТП t}^F / U_{kt}^F - 1) P_{kt}^F, \quad \Delta P_{\text{техн } t}^{\Sigma} = \Delta P_{\text{техн } t}^A + \Delta P_{\text{техн } t}^B + \Delta P_{\text{техн } t}^C;$$

3) определение коммерческих потерь, путем вычитания технических потерь из фактических потерь

$$\Delta P_{\text{ком } t}^F = \Delta P_{\text{факт } t}^F - \Delta P_{\text{техн } t}^F = P_{ТП t}^F - U_{ТП t}^F \sum_{k=1}^{N_F} P_{kt}^F / U_{kt}^F, \quad \Delta P_{\text{ком } t}^{\Sigma} = \Delta P_{\text{ком } t}^A + \Delta P_{\text{ком } t}^B + \Delta P_{\text{ком } t}^C.$$



- определение токовых нагрузок потребителей

$$I_{kt}^F = \frac{P_{kt}^F}{U_{kt}^F};$$

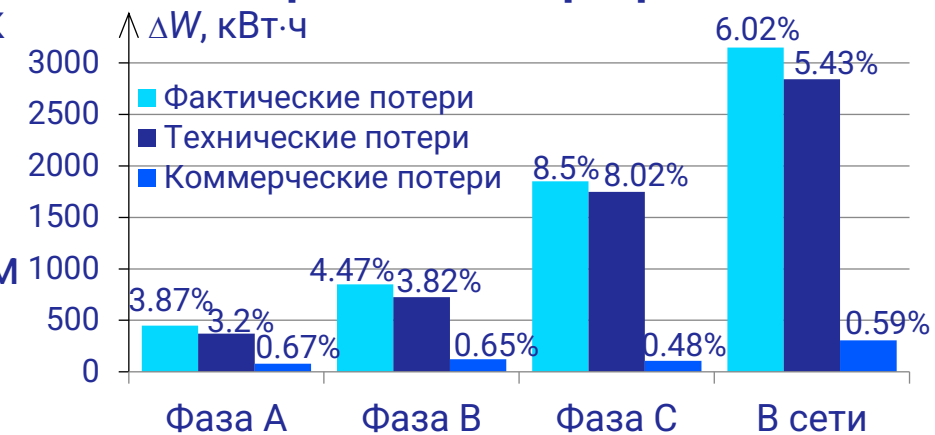
- вычисление мощностей, переданных потребителям из ТП

$$P_{ТП-k t}^{F \text{ перед}} = I_{kt}^F U_{ТП t}^F;$$

- расчет технических потерь

$$\Delta P_{ТП-k t}^F = P_{ТП-k t}^{F \text{ перед}} - P_{kt}^F = \left(\frac{U_{ТП t}^F}{U_{kt}^F} - 1 \right) P_{kt}^F.$$

Фактические, технические и коммерческие потери в сети за февраль



Расчет энергии: $\Delta W = \Delta P h$.

Выявление потребителей-мошенников виновных в хищениях энергии методом корреляции коммерческих потерь и нагрузок

Для корреляционного анализа формируются:

- по расчетам вектор коммерческих потерь $\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F = [\Delta P_{\text{КОМ } 1}^F; \Delta P_{\text{КОМ } 2}^F; \dots; \Delta P_{\text{КОМ } t}^F; \dots; \Delta P_{\text{КОМ } T}^F]$,
- по измерениям вектор нагрузок потребителей $\mathbf{P}_k^F = [P_{k 1}^F; P_{k 2}^F; \dots; P_{k t}^F; \dots; P_{k T}^F]$, где $F = A, B, C$ – фазы сети.

Попарно рассчитываются коэффициенты корреляции $K_{\text{хищ } k}^F$ между коммерческими потерями $\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F$ и нагрузками потребителей $\mathbf{P}_k^F$ ($k = 1, 2, \dots, N_F$):

$$K_{\text{хищ } k}^F = K(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F, \mathbf{P}_k^F) = \frac{\rho(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F, \mathbf{P}_k^F)}{\sigma(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F) \sigma(\mathbf{P}_k^F)}, \text{ коэффициенты хищений}$$

где $\sigma(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F)$, $\sigma(\mathbf{P}_k^F)$ – среднеквадратические отклонения $\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F$ и $\mathbf{P}_k^F$ и их ковариации:

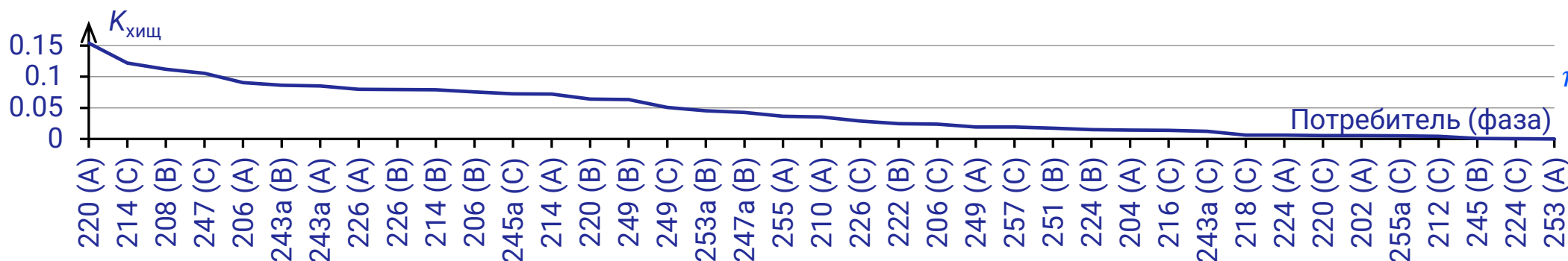
$$\sigma(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F) = \sqrt{1/T \sum_{t=1}^T (\Delta P_{\text{КОМ } t}^F - \mu(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F))^2}, \sigma(\mathbf{P}_k^F) = \sqrt{1/T \sum_{t=1}^T (P_{k t}^F - \mu(\mathbf{P}_k^F))^2},$$

$$\rho(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F, \mathbf{P}_k^F) = 1/T \sum_{t=1}^T (\Delta P_{\text{КОМ } t}^F - \mu(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F)) (P_{k t}^F - \mu(\mathbf{P}_k^F));$$

$\mu(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F)$, $\mu(\mathbf{P}_k^F)$ – средние значения $\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F$ и $\mathbf{P}_k^F$ равные $\mu(\Delta \mathbf{P}_{\text{КОМ}}^F) = 1/T \sum_{t=1}^T \Delta P_{\text{КОМ } t}^F$, $\mu(\mathbf{P}_k^F) = 1/T \sum_{t=1}^T P_{k t}^F$.

Потребители-мошенники определяются по уровню значимости коэффициента хищения больше 0,5.

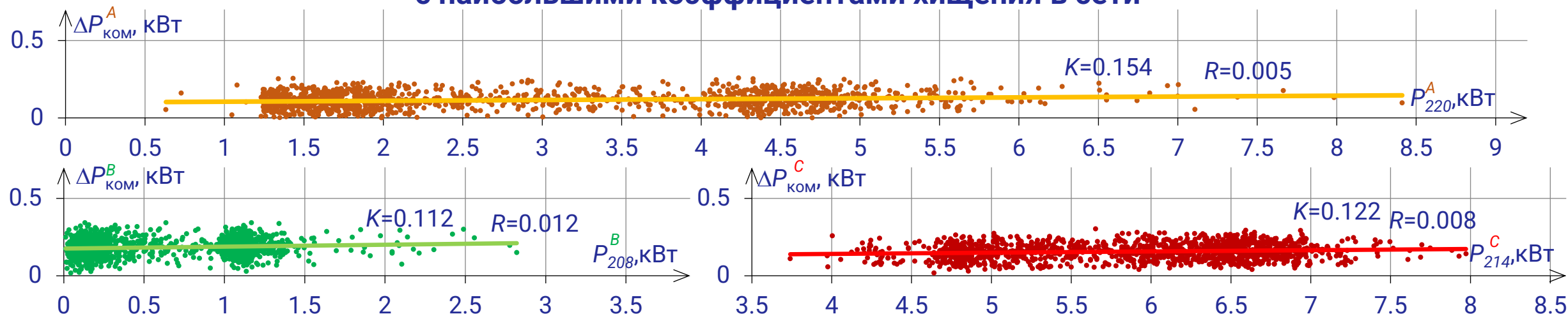
Упорядоченные по убыванию коэффициенты хищения для всех потребителей рассчитанные для февраля



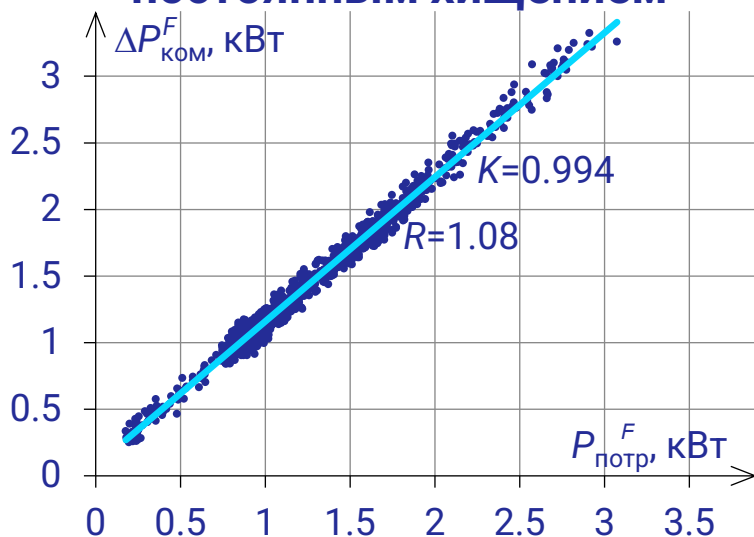
$\max(K_{\text{хищ } k}^F) = 0,154$
меньше 0,5

Проверка потребителей на совершение эпизодических хищений энергии

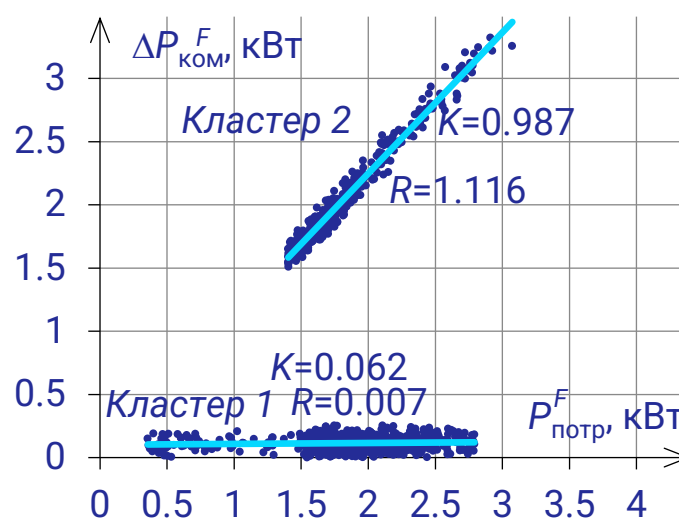
Диаграммы рассеивания коммерческих потерь в фазах **А**, **В**, **С** и нагрузок потребителей 220 (**А**), 208 (**В**), 214 (**С**) с наибольшими коэффициентами хищения в сети



Для сравнения диаграмма с постоянным хищением



Для сравнения диаграмма с эпизодическими хищениями



Коэффициенты регрессии

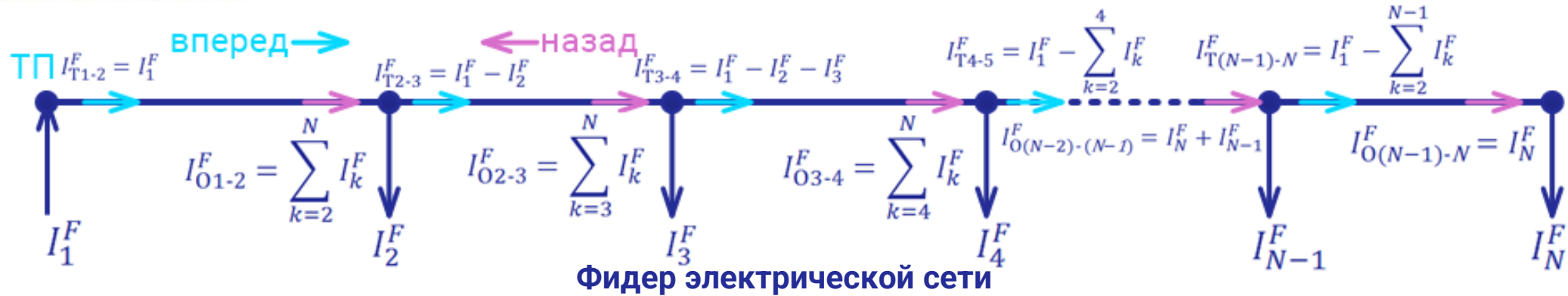
$$R(\Delta P_{\text{ком}}^F / P_k^F) = K(\Delta P_{\text{ком}}^F, P_k^F) \frac{\sigma(\Delta P_{\text{ком}}^F)}{\sigma(P_k^F)}$$

Характеристика облаков (кластеров) на диаграммах:

- 1) при отсутствии хищений – овальное вытянутое вдоль горизонтальной оси облако;
- 2) при наличии хищений – скошенное овальное с положительным угловым коэффициентом облако.



Поиск мест хищений энергии в сети



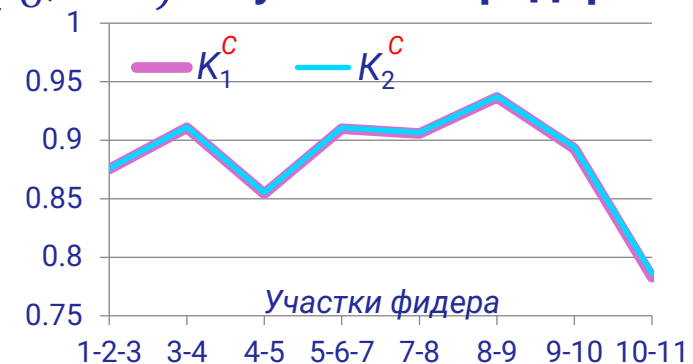
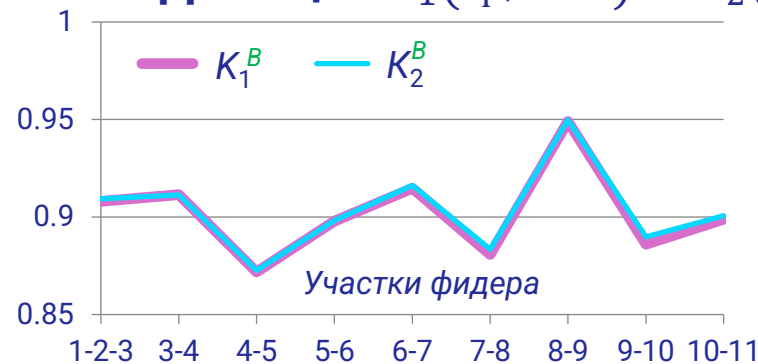
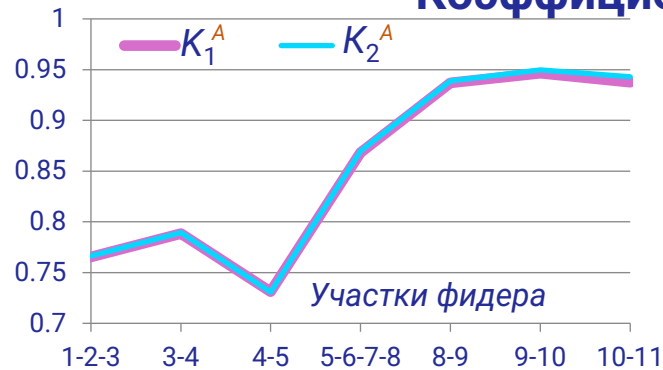
Формулы расчета напряжений и токов на участке n сети между узлами n -($n+1$) ($F=A, B, C$): $\Delta U_n^F = U_n^F - U_{(n+1)}^F$

1) формула вперед (туда) $I_{Tn}^F = I_1^F - \sum_{k=2}^n I_k^F$; 2) формула назад (обратно) $I_{On}^F = \sum_{k=n+1}^N I_k^F$.

Для корреляционного анализа формируются:

- векторы токов на участках сети $\mathbf{I}_{Tn}^F = [I_{Tn1}^F; I_{Tn2}^F; \dots; I_{Tnt}^F; \dots; I_{TnT}^F]$, $\mathbf{I}_{On}^F = [I_{On1}^F; I_{On2}^F; \dots; I_{Ont}^F; \dots; I_{OnT}^F]$,
- векторы потерь напряжений на участках сети $\Delta \mathbf{U}_n^F = [\Delta U_{n1}^F; \Delta U_{n2}^F; \dots; \Delta U_{nt}^F; \dots; \Delta U_{nT}^F]$, где $F = A, B, C$ – фазы сети.

Коэффициенты корреляции $K_1(I_T^F, \Delta U^F)$ и $K_2(I_O^F, \Delta U^F)$ на участках фидера



Хищений в сети нет, если на каждом участке $K_1(I_T^F, \Delta U^F) \approx K_2(I_O^F, \Delta U^F)$.



Способы хищения электроэнергии в низковольтной сети



В обход счетчика



Изменение сопротивления в токовых цепях
счетчика с 10 Ом до 3,7 Ом



Уменьшение показаний с 2,677 кВт заводского
режима пультом радиомодуля до 990,7 Вт



Уменьшение показаний радиомодулем
в трансформаторе тока

Кибератаки:

- перепрограммирование счетчика;
- фальсификация протоколов;
- подлог показаний в ЦСОД.



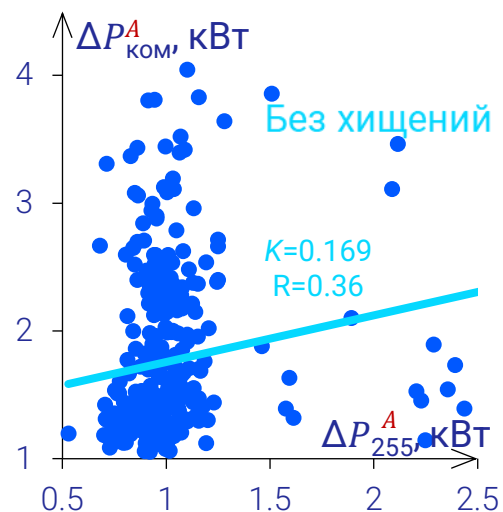
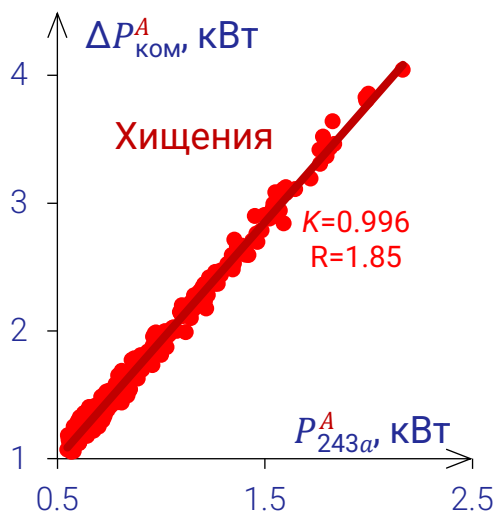
Блокировка работы (фотографии слева на право):
импульсными излучателями; неодимовыми магнитами; герконами

Выявление хищения электроэнергии при изменении сопротивлений в слаботочных цепях тока в счетчике



Изменение шунтирующего сопротивления в токовых цепях счетчика с 10 Ом до 3,7 Ом

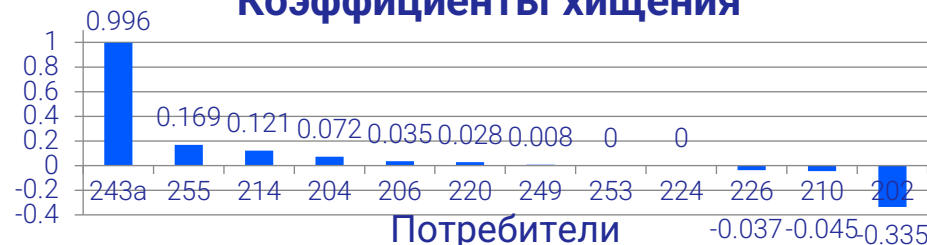
Диаграммы рассеивания $\Delta P_{\text{ком}}^A$ с P_{243a}^A и P_{255}^A в фазе А



Моделирование хищения потребителем 243а в фазе А



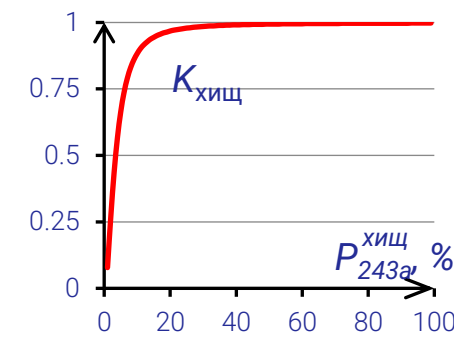
Коэффициенты хищения



Коэффициенты регрессии



Зависимость $K_{\text{хищ}}$ от доли похищенной энергии





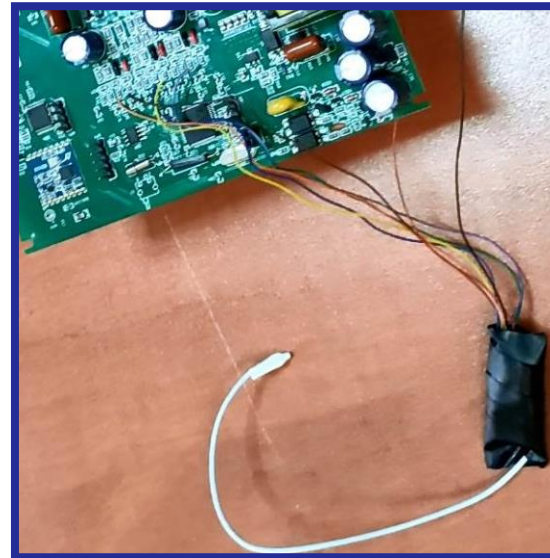
Выявление хищения энергии при изменении сопротивлений в слаботочных цепях тока с помощью радиомодуля в счетчике



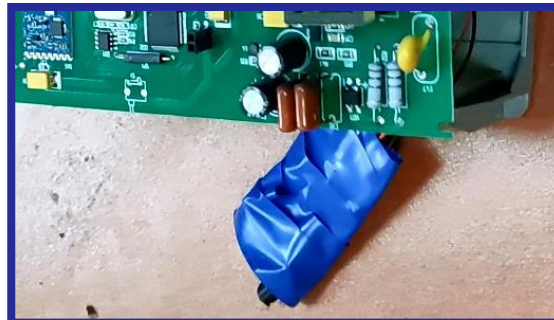
Электропотребление в заводском режиме 2,678 кВт



Уменьшение электропотребления с пульта радиомодулем до 990,7 Вт



Трехфазный радиомодуль

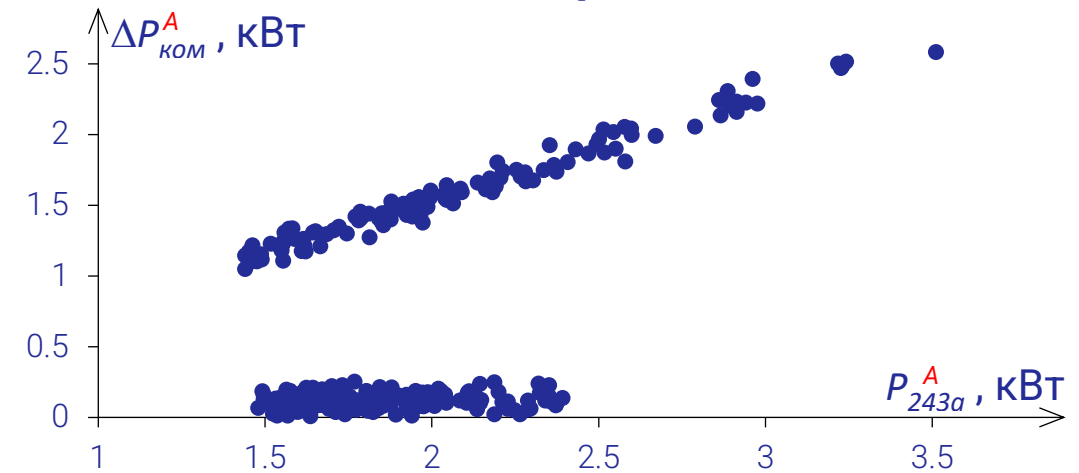


Однофазный радиомодуль

Моделирование хищения потребителем 243а в фазе А*



Диаграмма рассеивания $\Delta P_{\text{ком}}$ с P_{243a} в фазе А до кластеризации

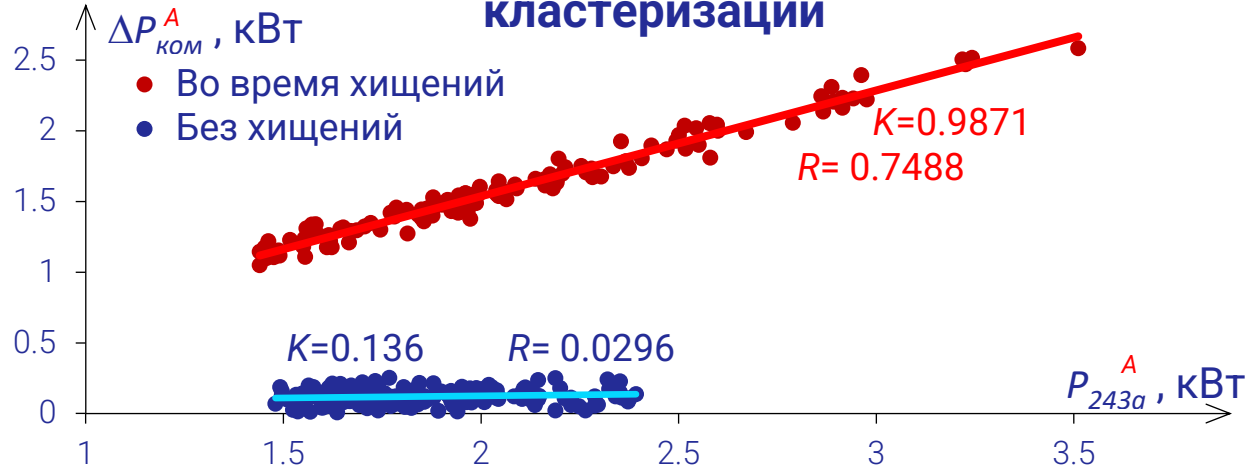


* С помощью радиомодуля снижали регистрацию электроэнергии счетчиком на 40 % в пиковые утренние и вечерние часы.



Выявление хищений электроэнергии при изменении сопротивлений с помощью радиомодуля

Диаграмма рассеивания $\Delta P_{\text{ком}}^A$ с P_{243a}^A в фазе A после кластеризации



Выявление периодов электропотребления без хищения и с хищениями энергии



Коэффициент хищения в синем кластере



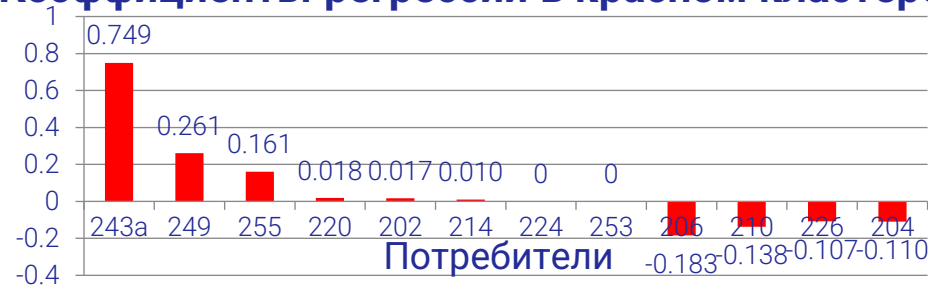
Коэффициенты регрессии в синем кластере



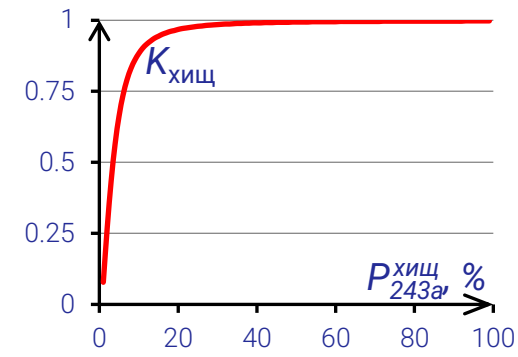
Коэффициенты хищения в красном кластере



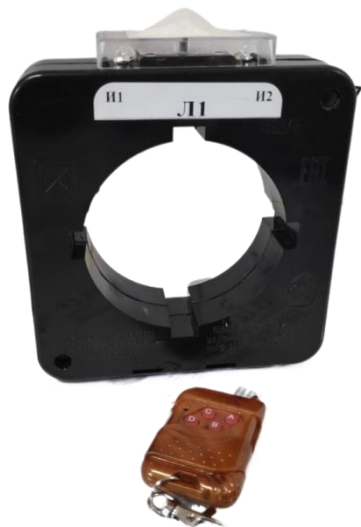
Коэффициенты регрессии в красном кластере



Зависимость $K_{\text{хищ}}$ от доли похищенной энергии в красном кластере



Выявление хищений энергии при изменении сопротивлений с помощью радиомодулей в цепях трансформаторов тока



Конструктивная особенность:
блок питания радиомодуля
подключается к токовым цепям.

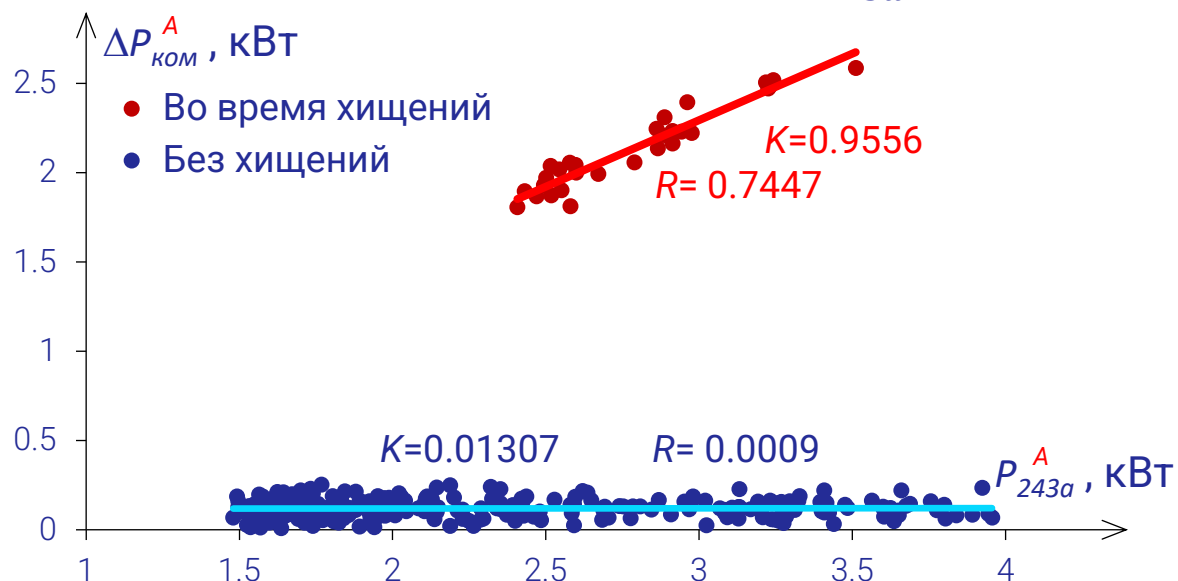
Необходимое напряжение для
работы радиомодуля создается
при протекании тока в первичной
обмотке выше 10 – 30%
номинального. В противном
случае радиомодуль не работает.

Моделирование хищения потребителем 243а в фазе А*

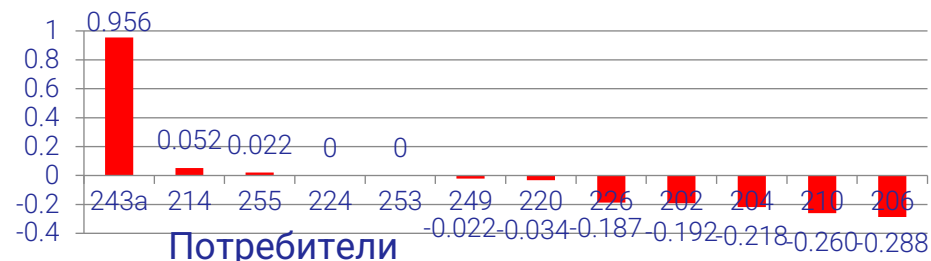


* С помощью радиомодуля трансформатора тока 60/5 А снижаются показания на 40 %.

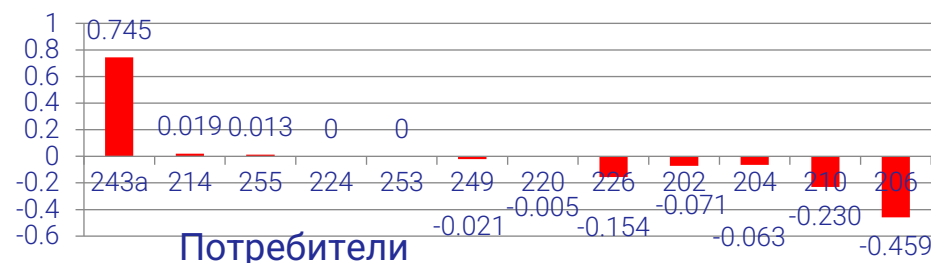
Диаграмма рассеивания $\Delta P_{\text{ком}}^A$ с P_{243a}^A в фазе А



Коэффициенты хищения в красном кластере



Коэффициенты регрессии в красном кластере



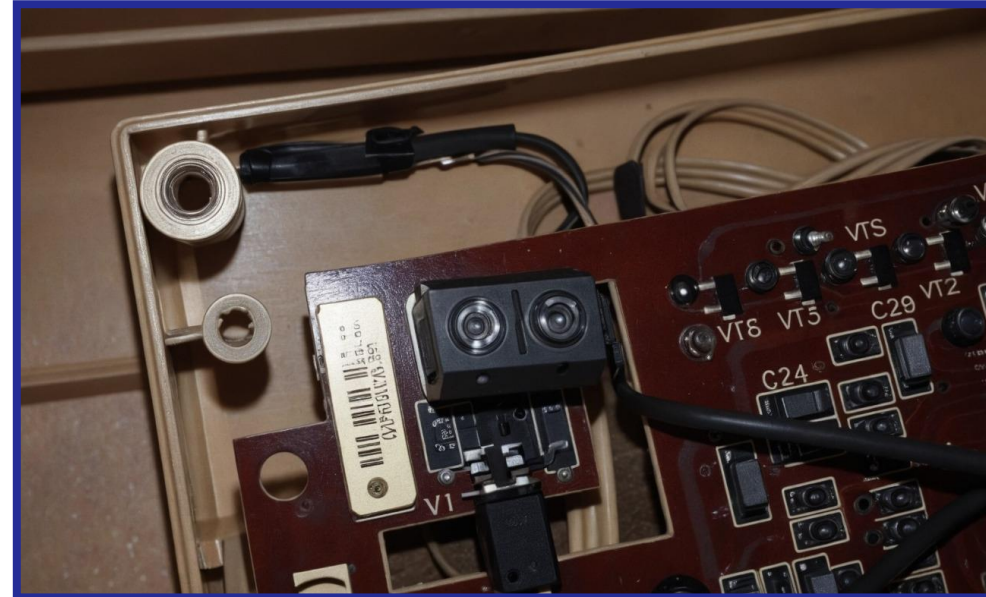
Выявление хищений энергии при блокировке или остановке счетчика



Применение импульсных приборов
для блокировки счетчика



Использование неодимовых
магнитов для остановки счетчика



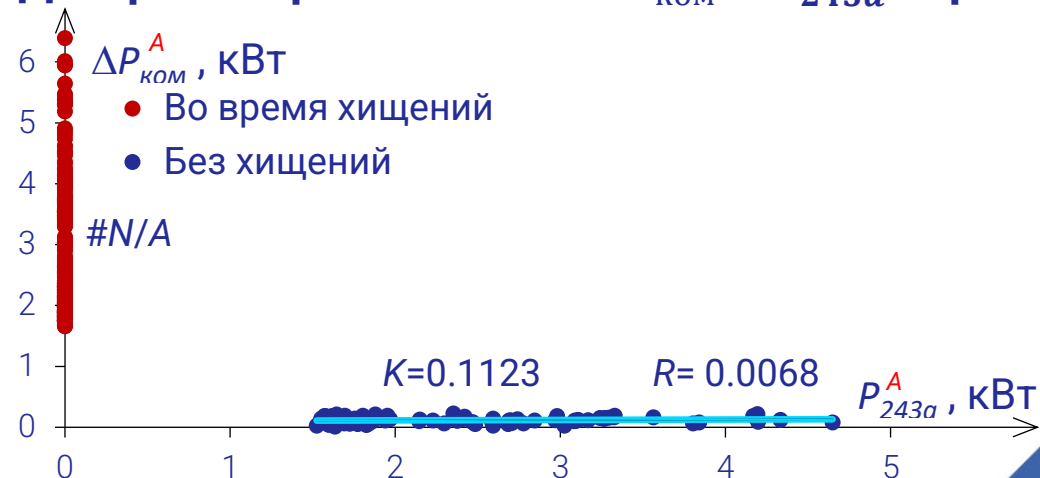
Внедрение геркона для магнитного управления
включением/отключением слаботочных цепей

Моделирование хищения потребителем 243a в фазе А*



* Ежедневная остановка счетчика с 7:00 до 9:00 и с 18:00 до 23:00.

Диаграмма рассеивания $\Delta P_{\text{ком}}^A$ с P_{243a}^A в фазе А





Выявление хищений энергии при перепрограммировании счетчика

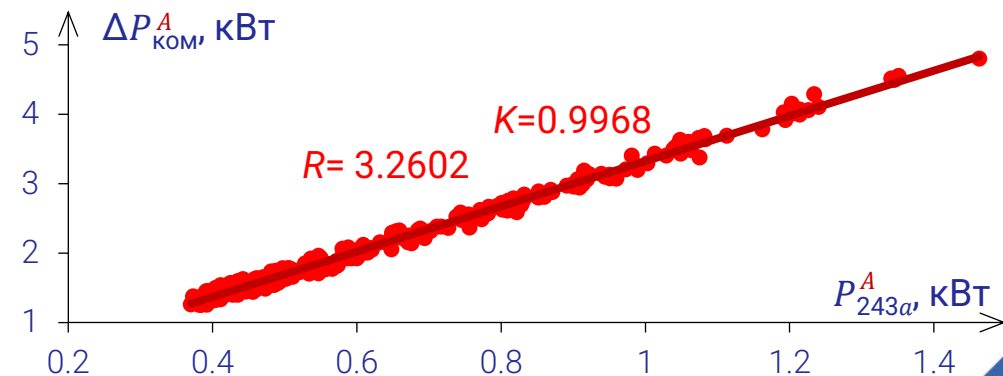


Время начала и завершения измерения 100 Вт·ч счетчиком при
работе в заводских настройках

Время начала и завершения измерения 100 Вт·ч счетчиком с
занижением показаний на 75 % после 90 секунд работы

Моделирование хищения потребителем 243а в фазе А

Диаграмма рассеивания $\Delta P_{\text{ком}}^A$ с P_{243a}^A в фазе А

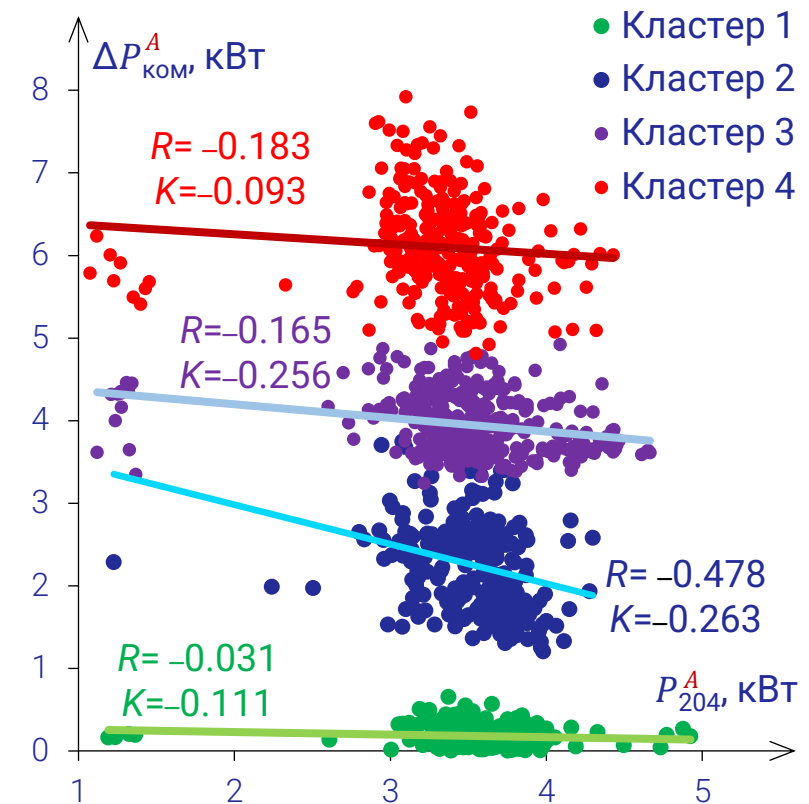
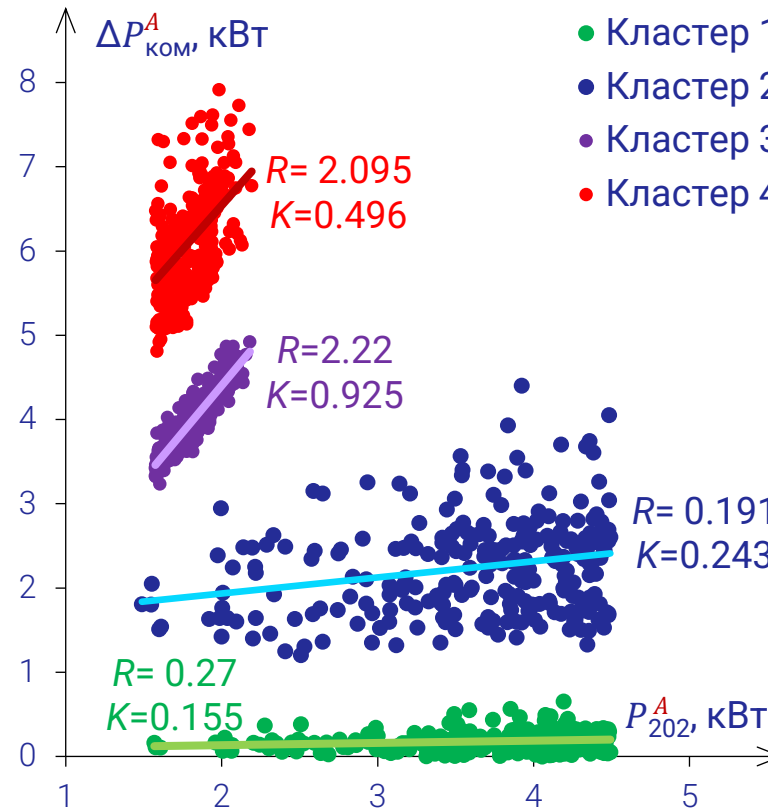
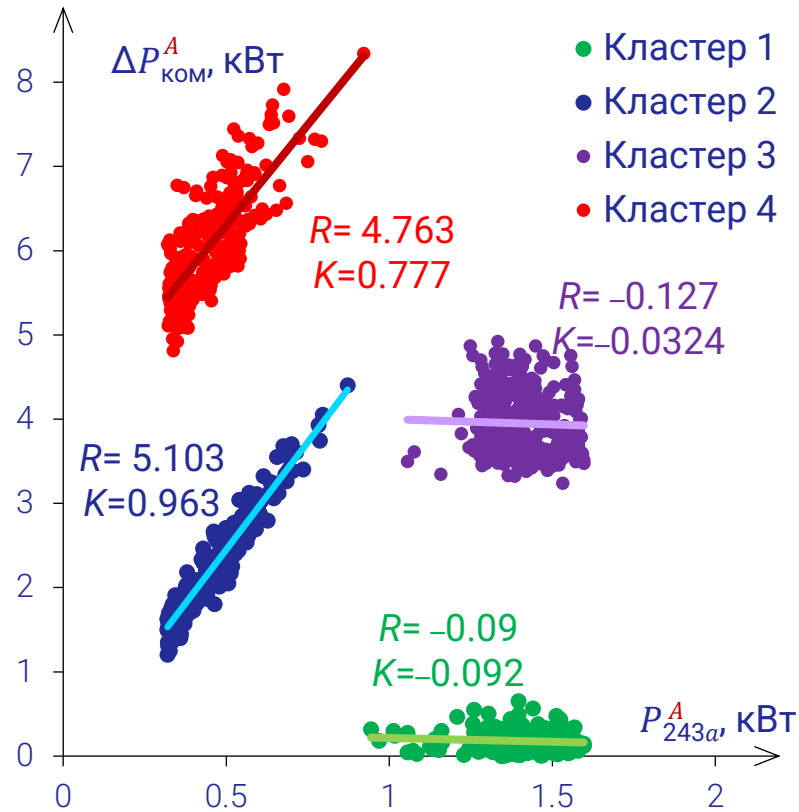




Хищения электроэнергии при множественных атаках на информационную систему учета

Моделируется хищения электроэнергии с помощью радиомодулей потребителями 243а и 202 со снижением показаний на 80 и 60 % соответственно в пиковые утренние и вечерние часы.

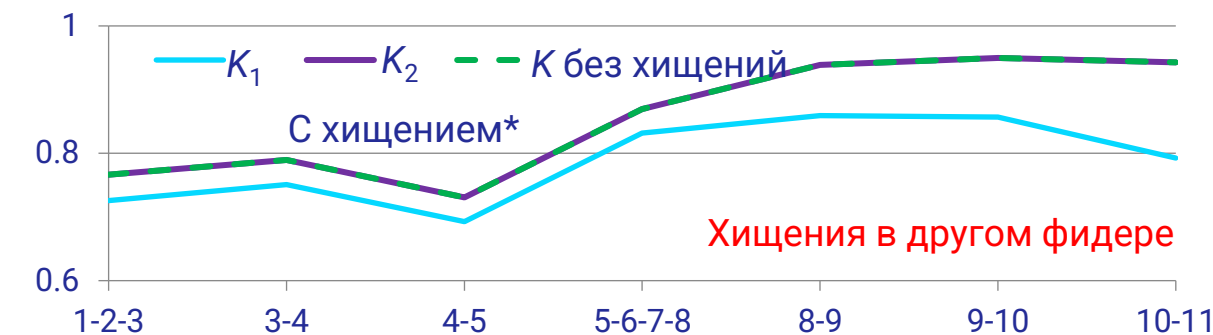
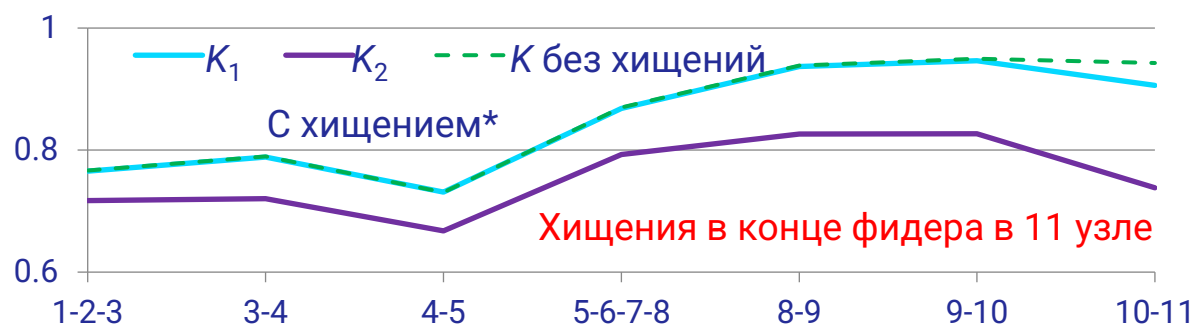
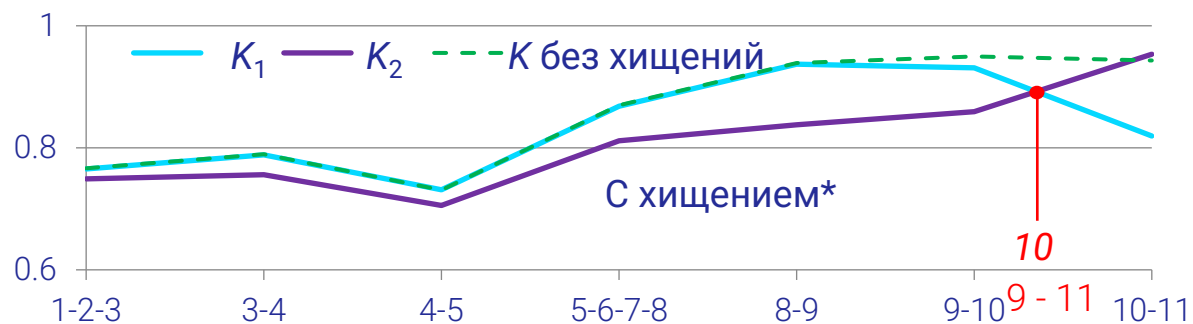
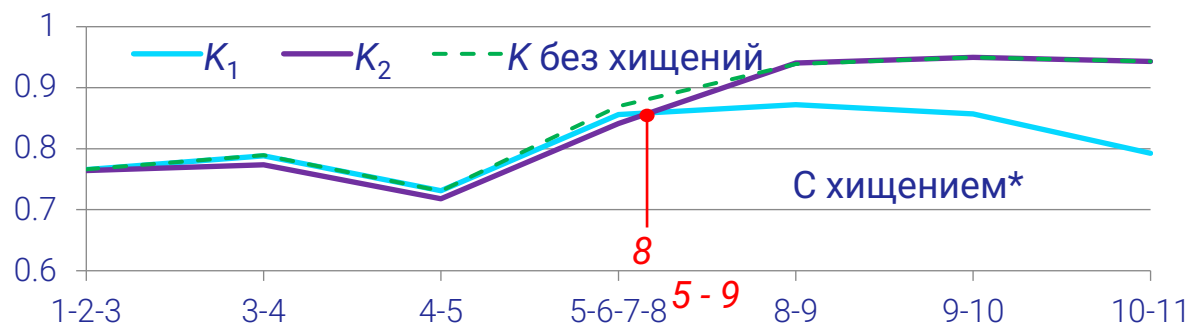
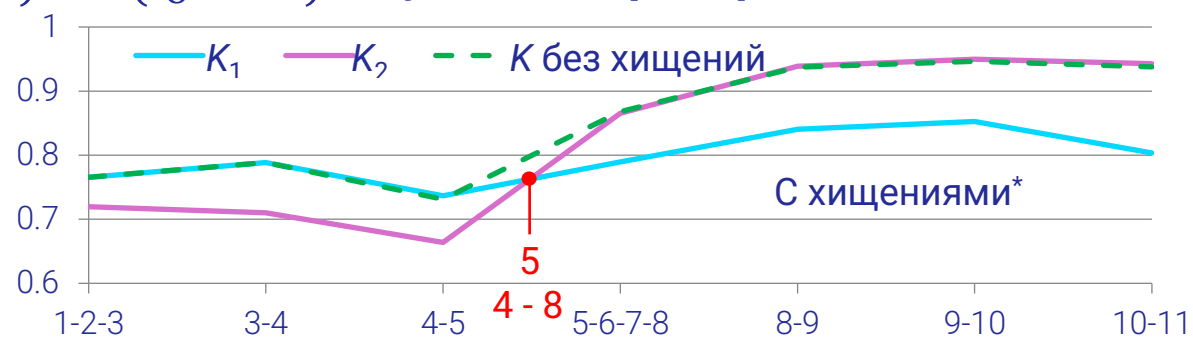
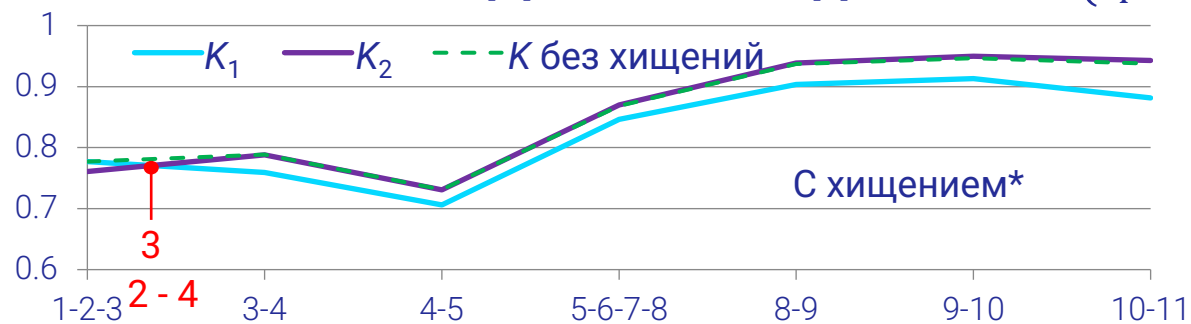
Диаграммы рассеивания $\Delta P_{\text{КОМ}}^A$ с P_{243a}^A , P_{202}^A , P_{204}^A в фазе А



Измерения кластера 1 – без хищений электроэнергии, 2 – хищение только 243а потребителем, 3 – хищения только 202 потребителем, 4 – одновременные хищения электроэнергии потребителями 243а и 202.

Локализация мест бездоговорного потребления энергии

Коэффициенты корреляции $K(I_T^A, \Delta U^A)$ и $K(I_0^A, \Delta U^A)$ на участках фидера



* Для имитации бездоговорного потребления при построении графиков слева на право и сверху вниз из расчета исключены измерения: счетчика 226 потребителя, подключенного к 3 узлу фидера; 225 – к узлу 5; 214 потребителя – к 8 узлу; 204 потребителя – к 10 узлу; 243а потребителя – к 11 узлу фидера; увеличен ток в счетчике ТП 1 узла.



X Международная
научно-техническая конференция

«Развитие и повышение надежности
распределительных электрических сетей»

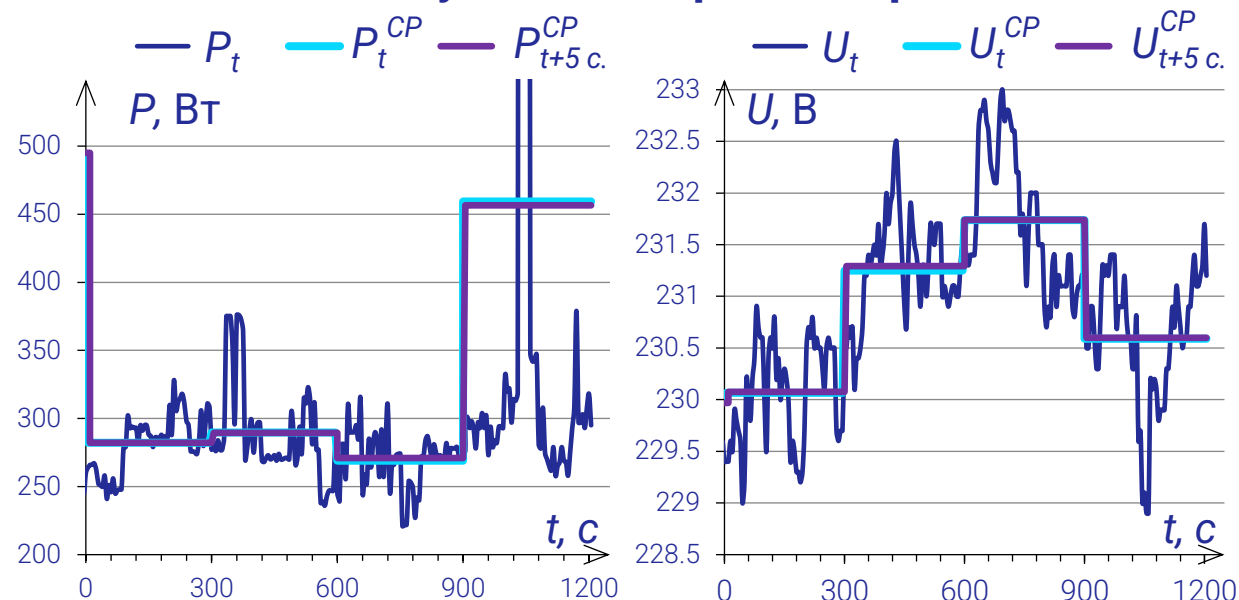
Важные требования к измерениям счетчиков интеллектуальной системы учета электроэнергии для выявления виновников хищения электроэнергии:

- измерения нагрузок и напряжений во всех фазах **А, В, С**;
- запись средних значения нагрузок и напряжений в 5, 10, 15, 30 или 60 минутных интервалах времени.

Использование средних значений параметров позволяет избежать ошибок вызванных несинхронностью измерений в счетчиках. Максимальная несинхронность между счетчиком и точным временем заводами-изготовителями, как правило, заявляется не более 5 секунд в сутки.

Спасибо за внимание!

Графики нагрузки и напряжения, осредненные в 5 минутных интервалах времени



Максимальные ошибки:

- при несинхронности в 5 секунд для средних 5 минутных значений – 1,2 Вт и 0,035 В;
- между 5 секундными измерениями – 1966 Вт и 2,1 В.



Методы расчета технических потерь по измерениям счетчиков

Расчет потокораспределения

Дано: $ZP_k^{A,B,C} = P_{kt}^{A,B,C}$; $ZQ_k^{A,B,C} = Q_{kt}^{A,B,C}$, $k = 1, \dots, N$ — узлы,
 $t = 1, \dots, T$ — измерения; $U_1^A = U_{1t}^A$; $U_1''^A = 0$; $U_1^B = -1/2 U_{1t}^B$;
 $U_1''^B = -\sqrt{3}/2 U_{1t}^B$; $U_1^C = -1/2 U_{1t}^C$; $U_1''^C = \sqrt{3}/2 U_{1t}^C$,
где 1 — базисный узел; $G^{A,B,C,N}$; $B^{A,B,C,N}$.

Исходные приближения [0]: $U_{k[0]}^A = U_{kt}^A$; $U_{k[0]}''^A = 0$;

$U_{k[0]}^B = -1/2 U_{kt}^B$; $U_{k[0]}''^B = -\sqrt{3}/2 U_{kt}^B$; $U_{k[0]}^C = -1/2 U_{kt}^C$;

$U_{k[0]}''^C = \sqrt{3}/2 U_{kt}^C$, $k = 2, \dots, N$ — узлы, кроме базисного.

Итерационное решение: $[i] = 1, 2, \dots$ — итерации

$$I_{k[i]}^{A,B,C} = \frac{ZP_k^{A,B,C} (U_{k[i-1]}^{A,B,C} - U_{k[i-1]}^N) + ZQ_k^{A,B,C} (U_{k[i-1]}''^{A,B,C} - U_{k[i-1]}''^N)}{(U_{k[i-1]}^{A,B,C} - U_{k[i-1]}^N)^2 + (U_{k[i-1]}''^{A,B,C} - U_{k[i-1]}''^N)^2};$$

$$I_{k[i]}''^{A,B,C} = \frac{ZP_k^{A,B,C} (U_{k[i-1]}''^{A,B,C} - U_{k[i-1]}''^N) - ZQ_k^{A,B,C} (U_{k[i-1]}^{A,B,C} - U_{k[i-1]}^N)}{(U_{k[i-1]}^{A,B,C} - U_{k[i-1]}^N)^2 + (U_{k[i-1]}''^{A,B,C} - U_{k[i-1]}''^N)^2};$$

$$I_{k[i]}^N = -(I_{k[i]}^A + I_{k[i]}^B + I_{k[i]}^C); I_{k[i]}''^N = -(I_{k[i]}''^A + I_{k[i]}''^B + I_{k[i]}''^C);$$

$$\begin{pmatrix} G^{A,B,C,N} & B^{A,B,C,N} \\ -B^{A,B,C,N} & G^{A,B,C,N} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{k[i]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_{k[i]}^{A,B,C,N} \\ I_{k[i]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} [i]$$

Условие завершения: ε — точность расчета

$$\max \left| \begin{pmatrix} U_{k[i]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{k[i-1]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i-1]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} \right| < \varepsilon; \begin{pmatrix} U_{k[i]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} U_{k[i-1]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i-1]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} [i]$$

Расчет токов, перетоков и потерь мощности по фазам: $v = 1, \dots, M$ — порядковые номера участков сети между узлами k и l

$$I_{kl}^{A,B,C} = (U_k^{A,B,C} - U_l^{A,B,C}) G_{kl}^{A,B,C} + (U_k''^{A,B,C} - U_l''^{A,B,C}) B_{kl}^{A,B,C}; I_{kl}''^{A,B,C} = (U_k''^{A,B,C} - U_l''^{A,B,C}) G_{kl}^{A,B,C} - (U_k^{A,B,C} - U_l^{A,B,C}) B_{kl}^{A,B,C};$$

$$P_{kl}^{A,B,C} = I_{kl}^{A,B,C} (U_k^{A,B,C} - U_k^N) + I_{kl}''^{A,B,C} (U_k''^{A,B,C} - U_k''^N); P_{kl}^{A,B,C} = I_{kl}^{A,B,C} (U_l^{A,B,C} - U_l^N) + I_{kl}''^{A,B,C} (U_l''^{A,B,C} - U_l''^N); \Delta P_{kl}^{A,B,C} = P_{kl}^{A,B,C} + P_{lk}^{A,B,C};$$

$$\Delta P_v^{A,B,C} \equiv \Delta P_{kl}^{A,B,C}; \Delta P_{\text{технт}}^{A,B,C} = \sum_{k=1}^M \Delta P_v^{A,B,C}; \Delta P_{\text{технт}}^{\Sigma} = \Delta P_{\text{технт}}^A + \Delta P_{\text{технт}}^B + \Delta P_{\text{технт}}^C.$$

Оценивание состояния

Дано: $ZP_k^{A,B,C} = P_{kt}^{A,B,C}$; $ZQ_k^{A,B,C} = Q_{kt}^{A,B,C}$; $ZU_k^A = U_{kt}^A$; $ZU_k^B = U_{kt}^B$;
 $ZU_k^C = U_{kt}^C$, $k = 1, \dots, N$ — узлы, $t = 1, \dots, T$ — измерения;

$$U_1^A = U_{1t}^A; U_1''^A = 0; U_1^B = -1/2 U_{1t}^B; U_1''^B = -\sqrt{3}/2 U_{1t}^B;$$

$$U_1^C = -1/2 U_{1t}^C; U_1''^C = \sqrt{3}/2 U_{1t}^C, \text{ где 1 — базисный узел;}$$

$G^{A,B,C,N}$; $B^{A,B,C,N}$; весовые коэффициенты $RI_k^{A,B,C}$ и $RU_k^{A,B,C}$ принимаются обратно пропорциональными среднеквадратическим ошибкам.

Исходные приближения [0]: $U_{k[0]}^A = U_{kt}^A$; $U_{k[0]}''^A = 0$;

$$U_{k[0]}^B = -1/2 U_{kt}^B; U_{k[0]}''^B = -\sqrt{3}/2 U_{kt}^B; U_{k[0]}^C = -1/2 U_{kt}^C;$$

$$U_{k[0]}''^C = \sqrt{3}/2 U_{kt}^C, k = 2, \dots, N \text{ — узлы, кроме базисного.}$$

Итерационное решение: $[i] = 1, 2, \dots$ — итерации

$I_{k[i]}^{A,B,C}$, $I_{k[i]}''^{A,B,C}$, $I_{k[i]}^N$, $I_{k[i]}''^N$ рассчитываются так же как в потокораспределении (слева на слайде)

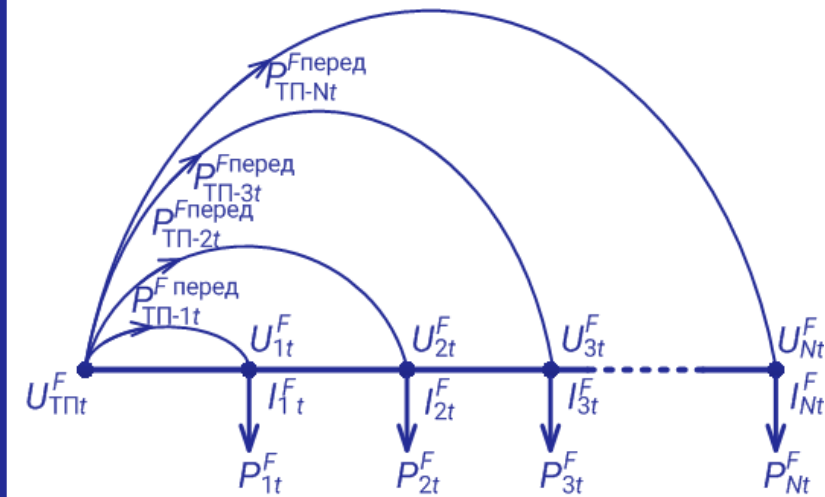
$$\text{diag} \begin{pmatrix} RI^{A,B,C} \\ RI^{A,B,C} \\ RU^{A,B,C} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} G^{A,B,C} & B^{A,B,C} \\ -B^{A,B,C} & G^{A,B,C} \\ 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{k[i]}^{A,B,C} \\ U_{k[i]}''^{A,B,C} \end{pmatrix} = \text{diag} \begin{pmatrix} RI^{A,B,C} \\ RI^{A,B,C} \\ RU^{A,B,C} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{k[i]}^{A,B,C} \\ I_{k[i]}''^{A,B,C} \\ I_{k[i]}^N \end{pmatrix} [i]$$

$$\begin{pmatrix} G^N & B^N \\ -B^N & G^N \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} U_{k[i]}^N \\ U_{k[i]}''^N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_{k[i]}^N \\ I_{k[i]}''^N \end{pmatrix} \text{ где } 1 \text{ — единичная матрица; } 0 \text{ — нулевая матрица}$$

Условие завершения: ε — точность расчета

$$\max \left| \begin{pmatrix} U_{k[i]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{k[i-1]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i-1]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} \right| < \varepsilon; \begin{pmatrix} U_{k[i]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} U_{k[i-1]}^{A,B,C,N} \\ U_{k[i-1]}''^{A,B,C,N} \end{pmatrix} [i]$$

Метод адресности



Дано: P_{kt}^F ; U_{kt}^F ; $F=A, B, C$.

$k = 1, \dots, N_F$ — потребители фазы F

$t = 1, \dots, T$ — измерения

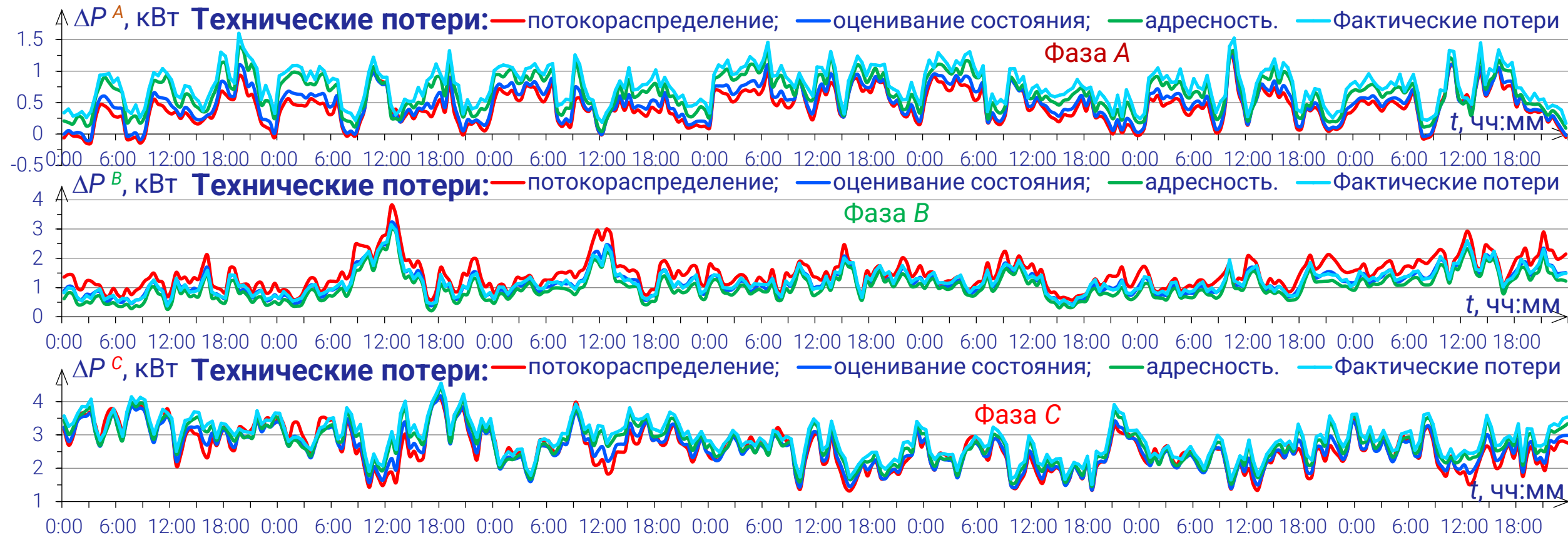
Решение: $I_{kt}^F = \frac{P_{kt}^F}{U_{kt}^F}$; $P_{\text{ТП-}kt}^F = I_{kt}^F U_{\text{ТП}t}^F$;

$$\Delta P_{\text{технт}}^F \text{ ТП-}kt = P_{\text{ТП-}kt}^F - P_k^F;$$

$$\Delta P_{\text{технт}}^F = \sum_{k=1}^{N_F} \Delta P_{\text{технт}}^F \text{ ТП-}kt;$$

$$\Delta P_{\text{технт}}^{\Sigma} = \Delta P_{\text{технт}}^A + \Delta P_{\text{технт}}^B + \Delta P_{\text{технт}}^C.$$

Сравнение методов расчета технических потерь



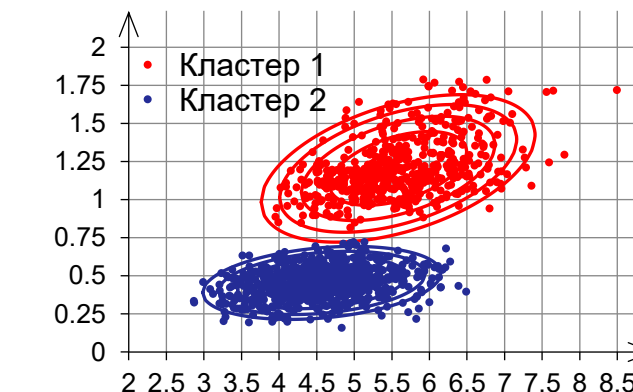
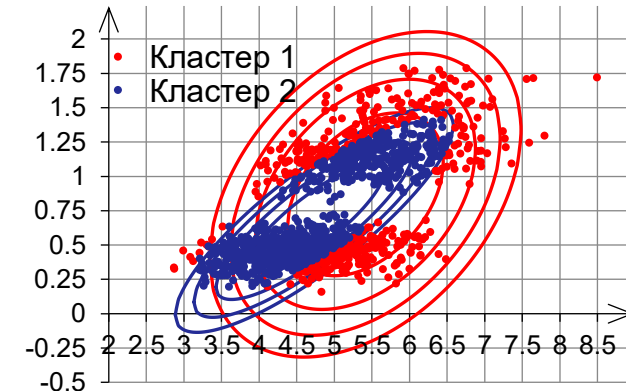
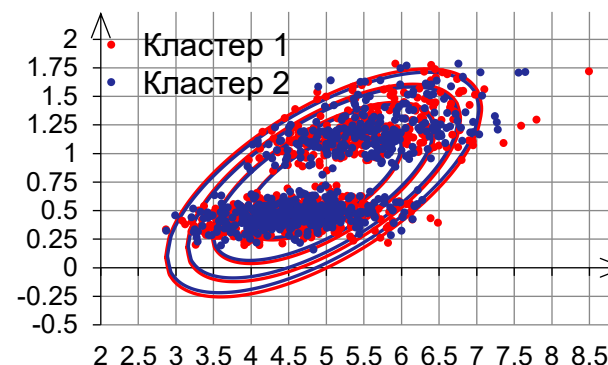
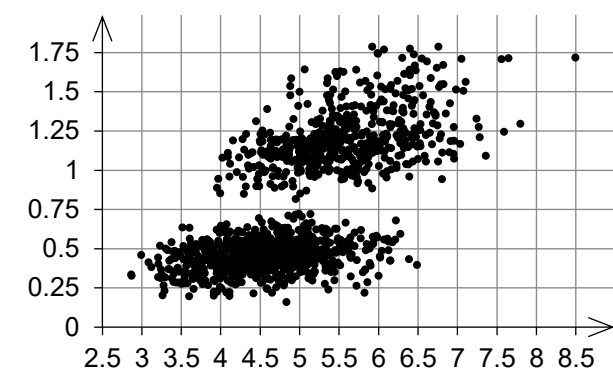
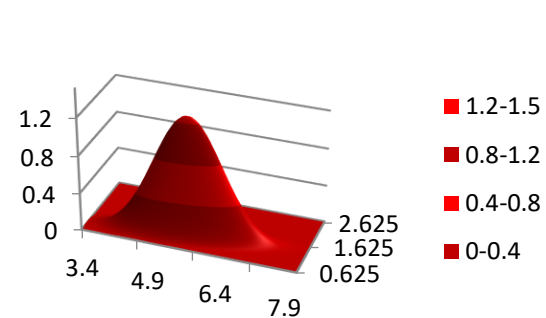
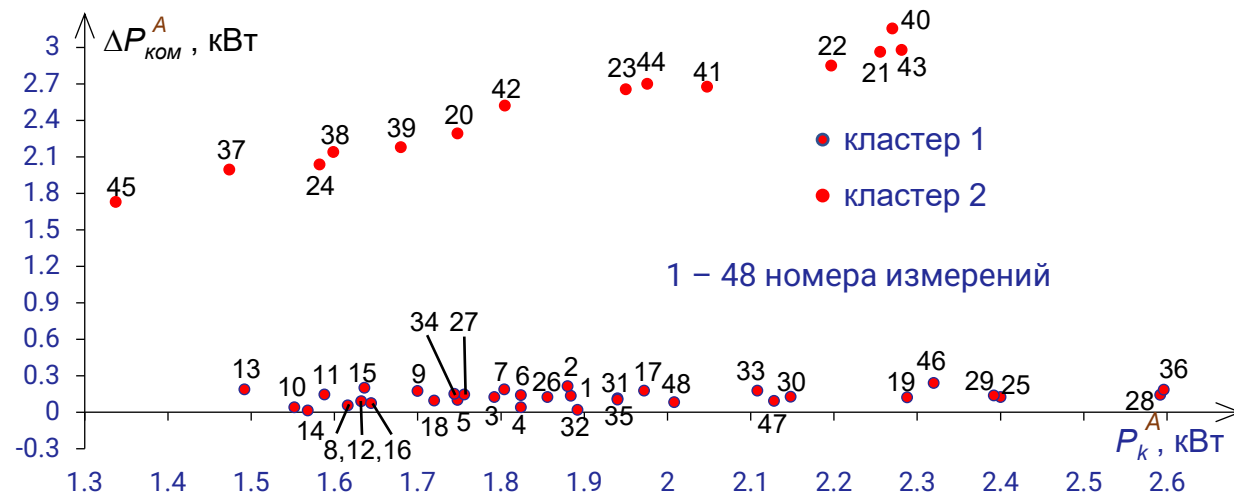
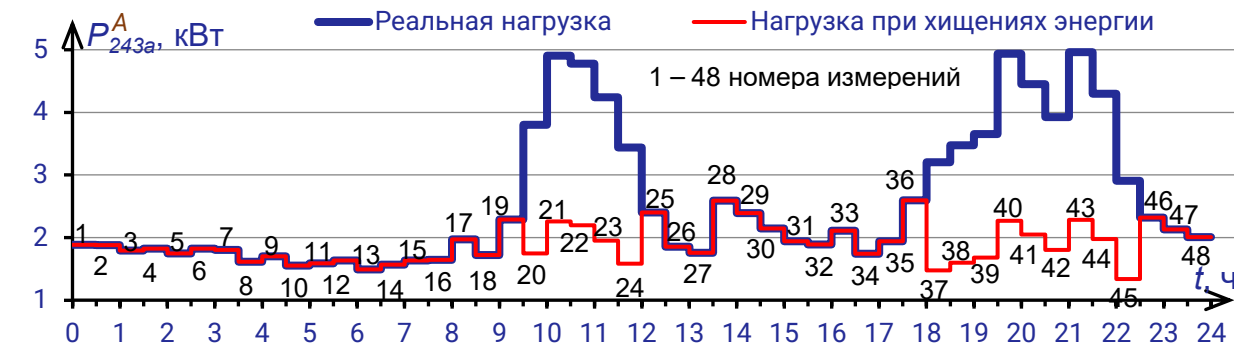
Основные **недостатки** расчета технических потерь по результатам **потокораспределения** и **оценивания состояния**: высокая трудоемкость и низкое быстродействие по сравнению с методом адресности; точность расчета чувствительна к ошибкам в параметрах сети и наличию хищений электроэнергии.

Основные **достоинства** метода **адресности**: простота реализации; низкая трудоемкость и высокое быстродействие; расчет потерь выполняется не зависимо для каждого потребителя; при отсутствии хищений электроэнергии в сети дает наиболее близкие результаты к фактическим потерям; не требует знания топологии и параметров сети.

Недостаток адресности: используется только для расчета потерь в сетях низкого напряжения без замкнутых контуров.

Метод	Отклонения от фактических потерь, кВт	
	Среднее	Максимальное
Потокораспределения	0.325	1.221
Оценивание состояния	0.222	0.806
Адресности	0.157	0.343

Применение кластеризации для определения временных периодов хищения электроэнергии



Используется двумерная
гауссовская модель и алгоритм
ЕМ-кластеризации