

## **Розрахунок та пофідерний аналіз складових технологічних витрат електроенергії в мережах 10(6)/0.4 кВ ВАТ "ЕК "Хмельницькобленерго" за допомогою програмного комплексу РАОТВ**

**Д.Б. Банін**, к.т.н., доцент кафедри автоматизації енергосистем ФЕА НТУУ "КПІ"

**М.Д. Банін**, завідувач ГНДЛ Мінпаливенерго України при ФЕА НТУУ "КПІ"

**П.Д. Луців**, начальник відділу енергоаудиту та обліку електроенергії ВАТ ЕК "Хмельницькобленерго"

В "Методиці складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0.38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії" (2004 р.) виділені наступні складові балансу-нормування **технологічних витрат електроенергії (ТВЕ)**:

1. Віддача електроенергії сусіднім структурним підрозділам.
2. Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів.
3. Віддача електроенергії споживачам.
4. Змінні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП.
5. Змінні розрахункові втрати в трансформаторах.
6. Умовно-постійні розрахункові втрати в трансформаторах.
7. Умовно-постійні розрахункові втрати в інших елементах мережі.
8. Складова нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлені заниженням віддачі електроенергії споживачам через крадіжки, недостовірність обчислення обсягу постачання за фактичною оплатою, помилки під час визначення обсягів споживання, неоднчасне зняття показів розрахункових засобів обліку, наявність сезонної складової та роботу засобів обліку електроенергії з похибками вимірювань, що перевищують їх нормативні значення.
9. Нормативні метрологічні втрати електроенергії.

Величини п.1, 2 визначають за приладами обліку, сумарне розрахункове значення п.3-6 називають **технічні втрати** електроенергії, сумарне значення п.8, 9 називають нетехнічні або **комерційні втрати** електроенергії. Для будь-якого фрагменту мережі (замкненої або розімкненої), що має прилади обліку на своїх межах, можна записати баланс електроенергії за виразом (1):

$$\underbrace{W_{(+)} - W_{(-)} + W_{\text{ГЕН}} - W_{\text{СП}} - W_{\text{ВП}} - W_{\text{ТВ}} - W_{\text{КВ}}}_{\text{ТВЕ}} = 0, \text{ де} \quad (1)$$

$W_{(+)}$  – надходження електроенергії у визначений фрагмент мережі;

$W_{(-)}$  – віддача електроенергії;

$W_{\text{ГЕН}}$  – генерація електроенергії;

$W_{\text{СП}}$  – споживання електроенергії;

$W_{\text{ВП}}$  – власні потреби;

$W_{\text{ТВ}}$  – технічні втрати електроенергії;

$W_{\text{КВ}}$  – нетехнічні(комерційні) втрати електроенергії.

Сума перших п'яти складників (1) визначає звітні технологічні витрати електроенергії, що розраховуються за приладами обліку. В свою чергу, звітні ТВЕ складаються з суми технічних втрат і комерційних втрат. Значення технічних втрат визначається розрахунковим шляхом, а значення комерційних втрат визначається як різниця ТВЕ і технічних втрат:  $W_{\text{КВ}} = \text{ТВЕ} - W_{\text{ТВ}}$ .

Таким чином чим точніше будуть визначені технічні втрати, тим точніше буде отримане значення комерційних втрат.

З 2005 р. у ВАТ "ЕК "Хмельницькобленерго" впроваджується програмний комплекс розрахунку, аналізу і оптимізації технологічних втрат електроенергії (РАОТВ). За час впровадження комплекс РАОТВ встановлено у відповідних підрозділах усіх РЕМ

ВАТ "ЕК "Хмельницькобленерго" для розрахунків втрат в мережах 10(6)/0.4 кВ, проведено навчання персоналу РЕМ.

Основне призначення комплексу РАОТВ – розрахунок технічних втрат електроенергії, і відповідно, виділення комерційної складової втрат. Для цього в комплексі реалізована задача розрахунку усталених режимів електричних мереж будь-яких класів напруги (750-0.4 кВ). Лінії і трансформатори моделюються традиційними П-подібними та Г-подібними схемами заміщення. Об'єкти споживання і генерації представлені активними і реактивними потужностями або значеннями електроенергії. Змінні втрати визначаються як добуток квадрату розрахункового струму на активний опір елементів мережі (лінії, трансформатора, реактора та ін.), умовно постійні втрати – як добуток квадрату розрахункової напруги вузла на активну провідність елементів мережі.

Крім розрахунку втрат виконується аналіз допустимих рівнів напруги, завантажень ліній за допустимими значеннями струмів і завантажень трансформаторів. В розрахунках і аналізі технічних втрат в мережах 10(6)/0.4 кВ можна виділити наступні акценти:

### **1. Використання абонентських комплексів для формування завантаження трансформаторних (ТП) і розподільчих підстанцій (РП)**

У ВАТ "ЕК "Хмельницькобленерго" експлуатуються програмні комплекси білінгової системи "АБОН-Н" та "АБОН-ЮР" для ведення розрахунків за спожиту електроенергію відповідно з населенням і юридичними особами. В базі даних зазначених програмних комплексів виконано "прив'язку" точок обліку електроенергії юридичних споживачів і населення до ліній електропередачі 10-6кВ, конкретних ТП-РП, їх трансформаторів та ліній електропередачі 0.4 кВ. В подальшому завантаження ЛЕП-10 кВ, ТП-РП та ЛЕП-0.4 кВ формується автоматично на основі підсумовування показів лічильників, що прив'язані до цих вузлів, за визначений розрахунковий період (місяць). На цьому етапі є ряд моментів, що суттєво впливають на подальший розрахунок технічних втрат:

- **правильність прив'язки** – можливі помилки прив'язки, в результаті чого одні елементи мережі будуть перевантажені, а інші відповідно недовантажені;
- **споживання реактивної електроенергії** – для частини юридичних споживачів визначається за показами відповідних лічильників (якщо вони є), для іншої частини юридичних споживачів і населення задаються загальні величини тангенсів;
- **похибки у даних споживання населення** – що пов'язано із значною кількістю таких споживачів, зняття показів лічильників у середині місяця, авансова оплата за електроенергію на декілька місяців вперед, та ін.;
- **лічильник споживача знаходиться на стороні високої напруги**, але на стороні 0.4 кВ є лінії, що належать РЕМ. Складність полягає в тому, що покази лічильника враховують втрати у цьому трансформаторі, і його потрібно не включати в розрахункову схему. Але з іншого боку треба врахувати втрати в лініях 0.4 кВ, що відходять від цього трансформатора, і трансформатор повинен бути включений в розрахункову схему, але втрати в ньому не повинні входити в сумарне значення технічних втрат;
- **наявність ТП, що не мають прив'язки в базах абонентських комплексів**. Тобто до ТП не приєднаний жоден споживач (принаймні за даними абонентських комплексів);
- **визначення відключених трансформаторів на ТП, що мають два трансформатора і більше**. В алгоритмах формування завантаження передбачено можливість автоматичного відключення трансформатора з нульовим завантаженням (за даними лічильників), або трансформатора з малим завантаженням порівняно з другим трансформатором (тобто ТП в якому більшість часу робив один трансформатор, але на невеликий час включався інший);
- **наявність безвтратного фідера 10(6) кВ з часткою мереж РЕМ** – в такій ситуації фідер необхідно розглядати як звичайний фідер, а втрати враховувати тільки в окремих елементах мережі, що належать РЕМ;

- наявність джерел генерації активної електроенергії (наприклад малі ГЕС). В такому випадку дані генерації за розрахунковий період вносяться вручну в таблицю споживання ТП, РП.

## 2. Використання графіків навантажень в комплексі РАОТП

Для розрахунку втрат електроенергії необхідно перераховувати значення споживання і генерації електроенергії у відповідні активні і реактивні потужності. В комплексі РАОТВ передбачено 4 варіанти таких перерахунків:

2.1. **По середньому навантаженню** – в цьому випадку потужності приймаються постійними і рівними:

$$P_{CP} = \frac{WP}{K_d \cdot 24}, Q_{CP} = \frac{WQ}{K_d \cdot 24}, \text{ де}$$

WP, WQ – значення активної і реактивної електроенергії;

$K_d$  – кількість днів у розрахунковому періоді.

Слід зауважити, що втрати електроенергії, розраховані по середнім значенням потужностей, будуть занижені відносно втрат, розрахованих по графікам навантажень, оскільки втрати – квадратична функція, а сума квадратів середніх значень навантажень завжди менше суми квадратів навантажень графіка. Чим більші перепади значень у графіку навантажень, тим більш відчутна буде ця різниця, тому у комплексі РАОТВ передбачено формування бази графіків навантажень. Як правило, формуються типові графіки відносних значень (%) за 24 години (добу), які приймаються однаковими для всіх днів розрахункового періоду. За допомогою графіків навантажень можна виконати наступні 3 варіанти перерахунку електроенергії в потужність.

2.2. **По максимальному навантаженню** – всі навантаження приймаються рівними максимальному значенню у відповідності до своїх графіків навантажень:

$$P_{MAX} = \frac{WP \cdot 100}{K_d \cdot \sum P_{\%}}, Q_{MAX} = \frac{WQ \cdot 100}{K_d \cdot \sum Q_{\%}}, \text{ де}$$

$\sum P_{\%}, \sum Q_{\%}$  – суми відносних значень графіків навантажень за 24 години.

Значення втрат, розраховане по максимальним навантаженням є верхньою межею технічних втрат електроенергії.

2.3. **По середньоквадратичним значенням** – навантаження приймаються постійними і рівними середньоквадратичному значенню відповідних графіків навантажень:

$$P_{CP.KB.} = \frac{WP}{K_d \cdot \sum P_{\%}} \cdot \sqrt{\frac{\sum P_{\%}^2}{24}}, Q_{CP.KB.} = \frac{WQ}{K_d \cdot \sum Q_{\%}} \cdot \sqrt{\frac{\sum Q_{\%}^2}{24}}$$

Приведені формули отримані із приблизної умови еквівалентності втрат, розрахованих по графіку навантажень і втрат, розрахованих при постійних середньоквадратичних навантаженнях, наприклад, за добу втрати по графіку навантажень рівні:

$$\Delta WP = \frac{\sum P_i^2}{U^2} \cdot R = \frac{\sum (P_{MAX} \cdot P_{\%} / 100)^2}{U^2} \cdot R = \frac{P_{MAX}^2 \cdot \sum P_{\%}^2}{100^2 \cdot U^2} \cdot R,$$

а при середньоквадратичному навантаженні втрати рівні:

$$\Delta WP = 24 \frac{P_{CP.KB.}^2}{U^2} R,$$

прирівняв ці два вирази отримаємо

$$\frac{P_{MAX}^2 \cdot \sum P_{\%}^2}{100^2} = 24 \cdot P_{CP.KB.}^2,$$

$$P_{CP.KB.} = \frac{P_{MAX}}{100} \cdot \sqrt{\frac{\sum P_{\%}^2}{24}},$$

підставивши у цей вираз формулу для  $P_{MAX}$  отримаємо кінцевий вираз.

2.4. **По графіках навантажень** – втрати електроенергії розраховуються як сума втрат потужностей по окремих перетинах графіків навантажень. Потужності для окремих перетинів розраховуються по формулах:

$$P^i = \frac{WP}{K_d \cdot \sum P_{\%}} \cdot P_{\%}^i, Q^i = \frac{WQ}{K_d \cdot \sum Q_{\%}} \cdot Q_{\%}^i$$

Таким чином втрати по середнім і максимальним навантаженням дають нижню і верхню межу діапазону технічних втрат, а значення, розраховані по середньоквадратичним навантаженням, або по графіках навантажень дають більш достовірні значення втрат.

### 3. Моделювання втрат в лініях 0.4 кВ

Втрати в лініях 0.4 кВ складають значну частку сумарних технічних втрат. Сумарна протяжність цих ліній може значно перевищувати протяжність ліній 10(6) кВ, навантаження по окремих вузлах визначити досить складно (наприклад, якщо лінія живить декілька десятків приватних будинків), однофазні споживачі підключені до різних фаз.

В комплексі РАОТВ можливе кодування ліній 0.4 кВ по аналогії з лініями 10(6) кВ, з подальшою прив'язкою споживачів до конкретних опор ліній 0.4 кВ. Для прискорення отримання результатів розрахунків втрат в лініях 0.4 кВ в комплексі РАОТВ передбачено спрощене завдання параметрів ліній:

- сумарна довжина і марка магістралі лінії;
- сумарне навантаження лінії;
- тип розподілу навантаження вздовж лінії.

Лінія 0.4 кВ з розподіленим навантаженням і опором моделюється лінією з сумарним навантаженням і еквівалентним опором (рис.1):

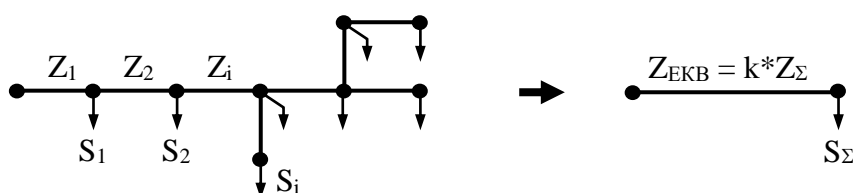


Рис.1. Моделювання еквівалентної лінії 0.4 кВ для розрахунку втрат

Коефіцієнт  $k$  вибирається в залежності від типу розподілу навантажень вздовж лінії. Виділені 4 варіанти:

- рівномірно спадаюче навантаження,  $k = 1/5$ ;
- рівномірне навантаження,  $k = 1/3$ ;
- рівномірно зростаюче навантаження,  $k = 8/15$ ;
- навантаження в кінці,  $k = 1$ .

Значення коефіцієнтів виводяться для магістральної лінії з рівними опорами між вузлами і безкінечною кількістю вузлів. Наприклад, лінія з рівномірним навантаженням (рис.2):

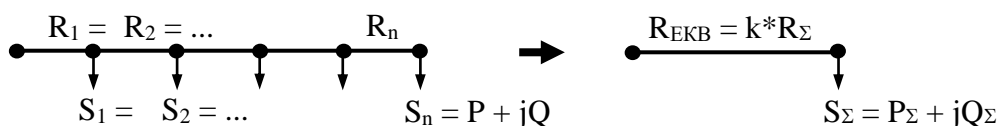


Рис.2. Моделювання магістральної лінії 0.4 кВ з рівномірним навантаженням.

де  $R_1, R_2, R_3, \dots, R_n$  – активні опори ділянок лінії;  
 $P + jQ$  – активне і реактивне навантаження вузлів;  
 $R_{\Sigma} = R_1 + R_2 + R_3 + \dots + R_n$  – сумарний опір лінії;

$P_{\Sigma} + jQ_{\Sigma}$  – сумарна активне і реактивне навантаження.

Для спрощення прийнемо всі опори ділянок однаковими:  $R_1 = R_2 = R_3 = \dots = R_n$ .  
Умовою переходу від магістральної схеми до еквівалентної є рівність втрат:  $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{екв}}$ .

З врахуванням співвідношень:  $P = \frac{P_{\Sigma}}{n}$ ,  $Q = \frac{Q_{\Sigma}}{n}$ ,  $R = \frac{R_{\Sigma}}{n}$ , втрати на кожній ділянці

магістральної лінії можна виразити як:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= n^2 \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2 \cdot n^3} \\ \Delta P_2 &= (n-1)^2 \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2 \cdot n^3} \\ \Delta P_3 &= (n-2)^2 \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2 \cdot n^3} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\Delta P_i = (n-(i-1))^2 \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2 \cdot n^3}$$

$$\Delta P_n = (n-(n-1))^2 \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2 \cdot n^3}$$

де  $n$  – кількість ділянок;  $U_H$  – номінальна напруга лінії.

Знайдемо суму виразу (2) і виконаємо перетворення:

$$\begin{aligned} n^2 &\rightarrow n^2 \\ (n-1)^2 &\rightarrow n^2 - 2n + 1 \\ (n-2)^2 &\rightarrow n^2 - 4n + 4 \\ (n-3)^2 &\rightarrow n^2 - 6n + 9 \\ \dots &\dots \\ (n-(n-1))^2 &\rightarrow n^2 - 2n(n-1) + (n-1)^2 \\ \hline \sum &\rightarrow n^3 - 2n \sum_{i=1}^n (i-1) + \sum_{i=1}^n (i-1)^2 \end{aligned} \quad (3)$$

Розділимо (3) на  $n^3$  і позначимо:

$$F(n) = 1 - \frac{2}{n^2} \sum_{i=1}^n (i-1) + \frac{1}{n^3} \sum_{i=1}^n (i-1)^2, \quad (4)$$

Тоді вираз сумарних втрат прийме вигляд:

$$\Delta P_{\Sigma} = F(n) \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2} \quad (5)$$

Втрати в еквівалентній схемі можна виразити як:

$$\Delta P_{\text{екв}} = k \cdot \frac{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\Sigma}}{U_H^2} \quad (6)$$

Прирівняв (5) и (6) маємо  $k = F(n)$ .

Розглянемо значення ряду  $F(n)$ . При  $n=1$ ,  $F(1) = 1$ , - отримаємо радіальну схему з навантаженням в кінці. Для того, щоб значення  $k$  не залежало від  $n$  знайдемо граничне значення  $F(n)$  при  $n \rightarrow \infty$ , для цього обчислимо інтеграл:

$$\sum_{i=1}^n (i-1) \rightarrow \int_1^n (i-1) di = \left. \frac{(i-1)^2}{2} \right|_1^n = \frac{(n-1)^2}{2} \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^n (i-1)^2 \rightarrow \int_1^n (i-1)^2 di = \left. \frac{(i-1)^3}{3} \right|_1^n = \frac{(n-1)^3}{3} \quad (8)$$

Підставимо (7) і (8) в (4), і при умові  $n \rightarrow \infty$  отримаємо:

$$F(\infty) = 1 - \frac{2}{n^2} \frac{(n-1)^2}{2} + \frac{1}{n^3} \frac{(n-1)^3}{3} = 1 - 1 + \frac{1}{3} = \frac{1}{3}.$$

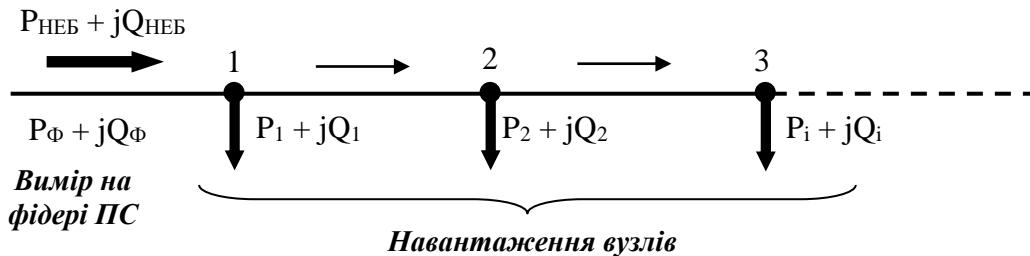
Таким чином коефіцієнт  $k$  при рівномірному завантаженні лінії лежить в межах  $1 - 0.333(3)$ . Для  $n = 10$  маємо  $k = 0.385$  (відносна похибка 15%), для  $n = 20$  маємо  $k = 0.359$  (відносна похибка 8%). При контрольних розрахунках втрат магістральної схеми з 10 вузлів і еквівалентної схеми з використанням коефіцієнта  $k = 1/3$  похибка розрахунків втрат склала 24% (втрати в еквівалентній схемі менші). Похибка досить значна, але тут треба враховувати два моменти:

- при збільшенні кількості приєднань похибка буде зменшуватись;
- лінії 0.4 кВ можуть мати розгалуження магістральних ділянок, а в цьому разі втрати будуть меншими порівняно з такою ж магістральною лінією.

Таким чином в комплексі РАОТВ можна розраховувати втрати в лініях 0.4 кВ за еквівалентними схемами ліній 0.4 кВ і вибором відповідного типу завантаження лінії. Похибка таких розрахунків може складати приблизно  $\pm 30\%$ . Для більш точних розрахунків необхідно або ускладнювати еквівалентну модель лінії або кодувати її аналогічно лініям 10(6) кВ.

#### 4. Балансування навантажень за вимірами на фідерах підстанцій

В ситуаціях недостатності вимірів навантажень, або коли навантаження задане досить приблизно, в комплексі РАОТВ передбачено балансування таких навантажень за даними вимірів на фідерах підстанцій. На рис.3. показано механізм балансування навантажень:



$$1. P_{\text{НЕБ}} = P_{\text{Ф}} - \sum P_i - \Delta P_{\text{с}}, \quad Q_{\text{НЕБ}} = Q_{\text{Ф}} - \sum Q_i - \Delta Q_{\text{с}}$$

$$3. P_i = P_i + P_{\text{НЕБ}} (P_i / \sum P_i), \quad Q_i = Q_i + Q_{\text{НЕБ}} (Q_i / \sum Q_i)$$

Рис.3. Балансування навантажень за вимірами на живлячій лінії

Представлений на рис.3. алгоритм балансування виконує автоматичну корекцію  $P_1, P_2, \dots, P_i, Q_1, Q_2, \dots, Q_i$  таким чином, щоб виконувалися балансові рівняння:

$$P_{\text{Ф}} = \sum P_i^* + \Delta P_{\text{с}}, \quad Q_{\text{Ф}} = \sum Q_i^* + \Delta Q_{\text{с}},$$

де  $P_{\text{Ф}}, Q_{\text{Ф}}$  – заданий вимір на фідері підстанції;

$P_1, P_2, \dots, P_i, Q_1, Q_2, \dots, Q_i$  – початкові навантаження вузлів;

$P_1^*, P_2^*, \dots, P_i^*, Q_1^*, Q_2^*, \dots, Q_i^*$  – скореговані навантаження вузлів;

$\Delta P_{\text{с}}, \Delta Q_{\text{с}}$  – сумарні активні й реактивні втрати потужності в елементах мережі.

Значення небалансу  $P_{\text{НЕБ}}$  і  $Q_{\text{НЕБ}}$  розподіляються між навантаженнями вузлів пропорційно до їх початковим значенням. Ітераційний процес закінчується коли значення  $P_{\text{НЕБ}}, Q_{\text{НЕБ}}$  стають меншими від заданої точності балансування

В алгоритмі балансування вводяться вагові коефіцієнти, що відповідають за ступінь достовірності визначення навантажень, і відповідно, за ступінь зміни цього навантаження від початкового значення. Так, наприклад, виміри електроенергії, отримані

з абонентських комплексів, можна вважати більш достовірними ніж орієнтовний коефіцієнт завантаження трансформаторів ТП.

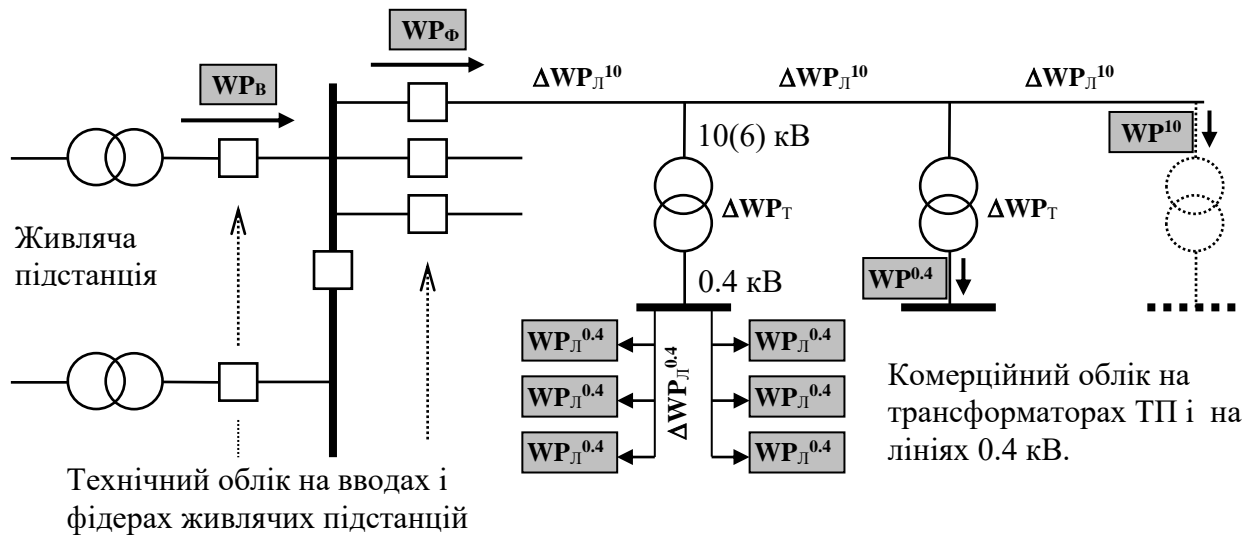
Такий алгоритм балансування використовується для розімкнених мереж 10(6)/0.4 кВ. При наявності вимірів реактивної електроенергії балансування приводить до більш достовірних перетікань реактивних потужностей, а при наявності в приладах обліку інформації про графіки активних і реактивних перетікань, балансування можна проводити за перетинами цих графіків.

В загальному випадку балансування можна виконувати по будь-якій лінії, в якій встановлено прилади обліку. В складних мережах міських РЕМ балансування можна проводити за вимірами на лініях електропередачі, що відходять від РП.

Разом з цим слід враховувати, що виміри на лініях фіксують обсяги перетікання потужності (електроенергії) для певного комутаційного стану мережі. Якщо ж комутаційний стан розрахункової схеми значно відрізняється від стану, коли проводились виміри, то балансування навантажень навпаки приведе до некоректного режиму мережі і невільного розрахунку втрат.

### 5. Пофідерний аналіз складових втрат електроенергії

На рис.4. показано структуру обліку і балансу електроенергії в мережах 10(6)/0.4 кВ.



$$TBE_{B(\Phi)} = WP_{B(\Phi)} - \sum WP^{10} - \sum WP^{0.4} - \sum WP_L^{0.4}$$

$$\Delta WP_{TB} = \sum \Delta WP_L^{10} + \sum \Delta WP_T + \sum \Delta WP_L^{0.4}$$

$$\Delta WP_{KB} = TBE_{B(\Phi)} - \Delta WP_{TB}$$

де

$WP_B, WP_\Phi$  – технічні обліки на вводах і фідерах живлячих підстанцій;

$WP^{10}$  – комерційні обліки на вводах 10(6) кВ трансформаторів ТП;

$WP^{0.4}$  – комерційні обліки на вводах (фідерах) 0.4 кВ трансформаторів ТП;

$WP_L^{0.4}$  – комерційні обліки на лініях 0.4 кВ;

$\Delta WP_L^{10}$  – втрати в лініях 10(6) кВ;

$\Delta WP_T$  – втрати в трансформаторах 10(6)/0.4 кВ;

$\Delta WP_L^{0.4}$  – втрати в лініях 0.4 кВ;

$TBE_{B(\Phi)}$  – технологічні витрати електроенергії, приведені до вводу або фідера підстанції;

$\Delta WP_{TB}$  – технічні втрати електроенергії;

$\Delta WP_{KB}$  – комерційні втрати електроенергії.

Рис.4. Структура обліку і пофідерного балансу електроенергії в мережах 10(6)/0.4 кВ.

Розрахунки ТВЕ і технічних втрат по мережі РЕМ в цілому дають інформацію про співвідношення технічних і комерційних втрат. Для локалізації місць з найбільшими комерційними втратами в комплексі РАОТВ виконується пофідерний аналіз цих складових, тобто всі складові балансу приводяться до окремих вводів і фідерів підстанцій.

Контроль достовірності показів лічильників на фідерах перевіряється по балансу показників лічильників на вводах і фідерах (баланс по підстанціях). Після виявлення проблемного фідера, що має найбільші комерційні втрати, необхідна подальша локалізація проблемних місць. Для цього можливо встановлення тимчасового обліку усередині фідера, і складання балансу по цим облікам. Але для цього потрібен час, організаційні і фінансові затрати. Пошук проблемних місць також можна виконувати побічним шляхом за результатами розрахунків:

- виявлення потужних трансформаторів з мінімальним завантаженням, виділення групи споживачів, що живляться від нього, перевірка даних лічильників для цих споживачів;
- виявлення ліній 0.4 кВ з мінімальним завантаженням, перевірка кількості підключених до неї споживачів, перевірка показів лічильників;
- зіставлення показів лічильників за поточний і попередні розрахункові періоди;
- перевірка нарахування втрат в абонентських трансформаторах і лініях, порівняння з розрахунками РАОТВ;
- перевірка відповідності комутаційного стану розрахункової схеми поточному стану мережі. При значних невідповідностях виявляються фідери із занадто великим ТВЕ (наприклад, понад 50%), і навпаки, фідери з від'ємним ТВЕ.

Тривалі зміни комутаційного стану в мережі 10(6)/0.4 кВ за розрахунковий період (місяць) значно ускладнюють пофідерний аналіз, вносячи похибки в значення пофідерних ТВЕ. Якщо ці переключення обмежені декількома фідерами, то можна формувати об'єднаний баланс по цим фідерам. Для вирішення цієї проблеми в комплексі РАОТВ передбачено завдання змін комутаційного стану ліній за розрахунковий період, що призводить до коректного перерозподілу споживання і втрат і між фідерами.

#### **6. Врахування змін комутаційного стану мережі за розрахунковий період**

Реалізація розрахунків технічних втрат з урахуванням змін комутаційного стану мережі передбачає виконання ряду розрахунків по відповідним часовим проміжкам із сталим комутаційним станом мережі (рис.5.).

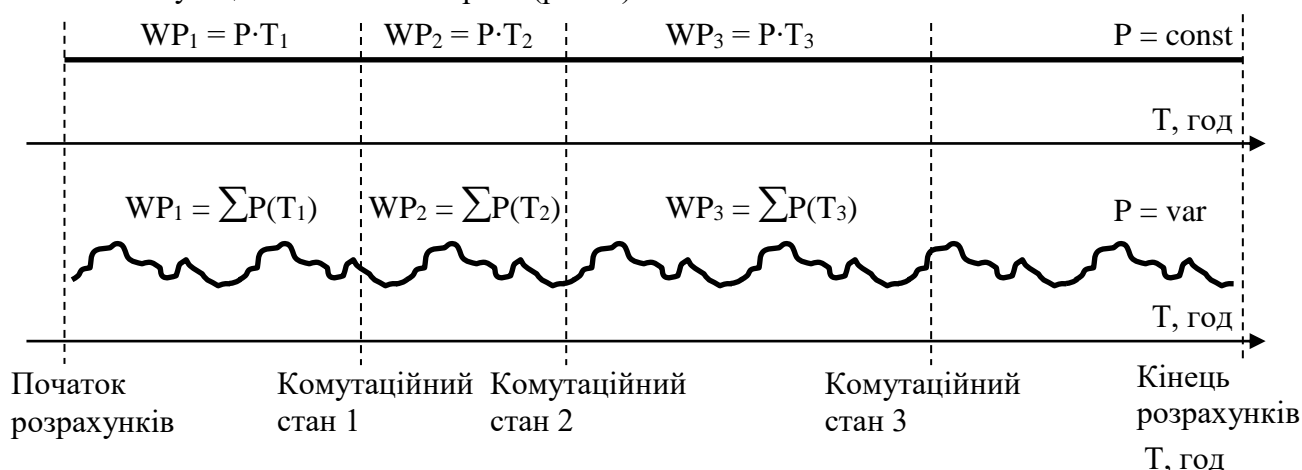


Рис.5. Розбивка розрахункового періоду на інтервали з різним комутаційним станом мережі.

Якщо потужність задана постійним значенням (середня, середньоквадратична, або максимальна потужність), то значення електроенергії за різні проміжки часу визначаються як добуток потужності на відповідний проміжок часу. Якщо застосовуються типові графіки навантажень ( $P = var$ ), то значення електроенергії визначаються інтегруванням показників потужності за відповідні проміжки часу.

Значення споживання, генерації і втрат електроенергії за різні проміжки часу необхідно відносити до лічильника поточного джерела живлення (фідера), як показано на рис.6.

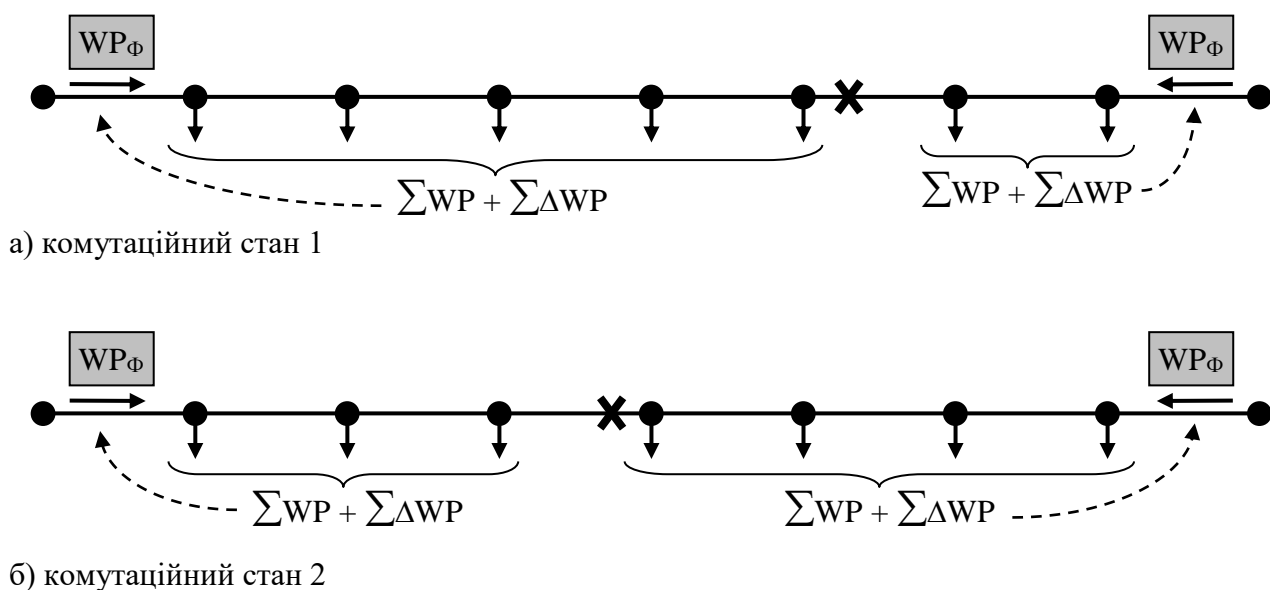


Рис.6. Рознесення споживання, генерації і втрат до відповідних лічильників джерел живлення (фідерів) з урахуванням змін комутаційного стану мережі.

Необхідно передбачити ситуації, коли окремі вузли, на окремі проміжки часу залишаються без живлення (наприклад, аварійне відключення). В такому випадку необхідно корегувати значення потужностей, що використовуються для розрахунку втрат, з урахуванням фактичної кількості годин (рис.7).

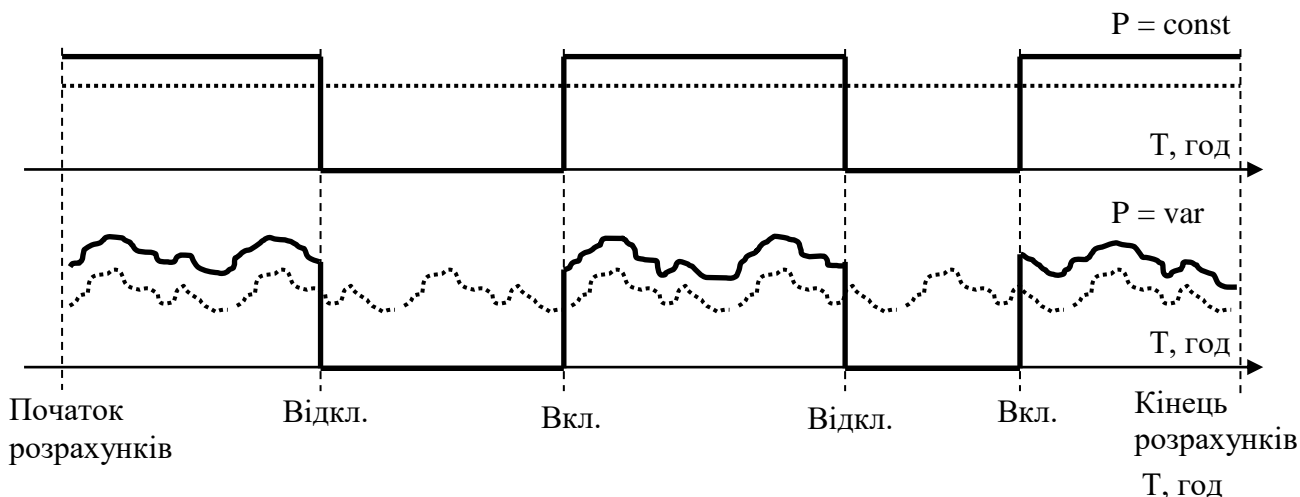


Рис.7. Корекція навантажень з урахуванням фактичної кількості робочих годин.

На рис.7. пунктирною лінією зображено навантаження ( $P = \text{const}$ ,  $P = \text{var}$ ) за умови роботи на протязі всього розрахункового періоду, а суцільною лінією – з урахуванням відключень. Для розрахунку  $P = \text{const}$  необхідно розрахувати фактичну кількість годин роботи  $T_{\text{факт}}$ , і визначити середню потужність за виразом:  $P = WP/T_{\text{факт}}$ . Потужності графіка навантажень розраховуються по формулам, аналогічним п.2.4:  $P^i = \frac{WP}{\sum P_{\%}} \cdot P_{\%}^i$ , але

значення  $\sum P_{\%}$  розраховується для робочих проміжків часу.

Приклад розрахунку мережі з урахуванням змін комутаційного стану мережі наведено для схеми рис.8.

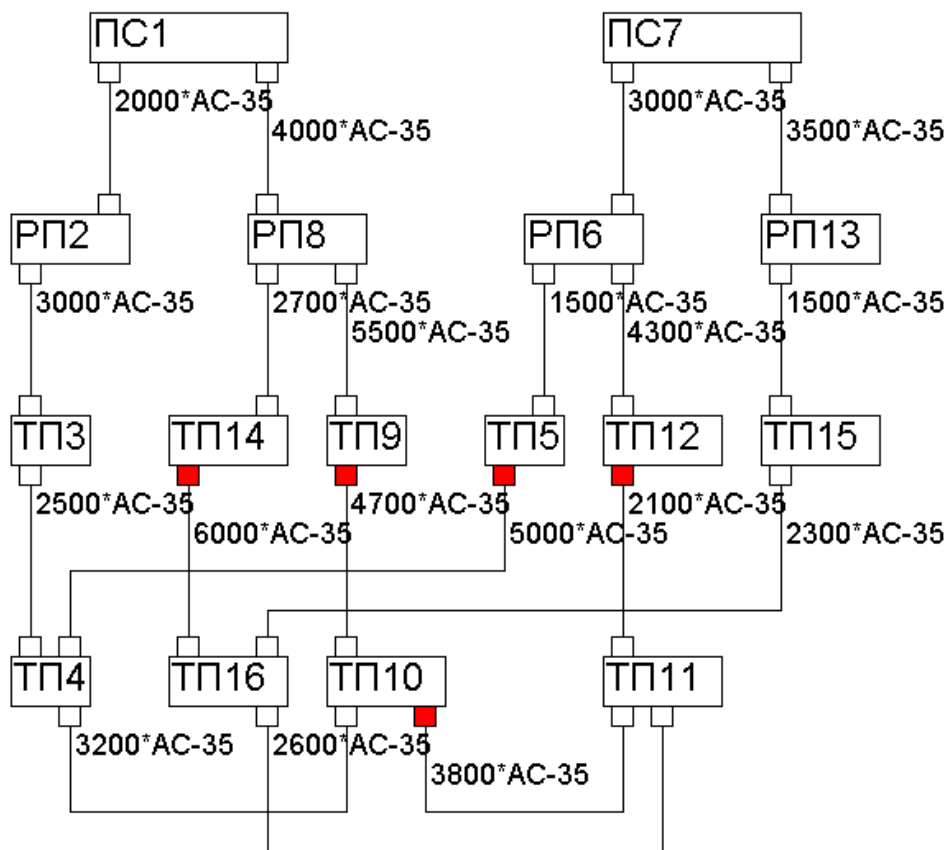


Рис.8. Схема мережі 10 кВ.

На схемі на рис.8 показані дві живлячі підстанції: ПС1, ПС7, розподільчі підстанції (РП2, РП8, РП6, РП13) і трансформаторні підстанції (ТП3, ТП14, ТП9, ТП5, ТП12, ТП15, ТП4, ТП16, ТП10, ТП11). Мережа 10 кВ виконана проводом перетином АС-35 різної довжини. На кожній лінії показані комутаційні апарати у вигляді прямокутників. Розриви на лініях показані заштрихованими прямокутниками: лінії ТП14 – ТП16, ТП9 – ТП10, ТП5 – ТП4, ТП10 – ТП11. Вихідні дані по вузлах і лініях наведені в таблицях 1, 2.

Таблиця 1. Вихідні дані по вузлах схеми

№ вузла	Вузол	П	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	W <sub>Рнав</sub> , кВт·год	W <sub>Qнав</sub> , кВАр·год	№г (Рн)	№г (Qн)	U <sub>м</sub> , кВ
1	ПС1	б							10,5
2	РП2		1,000	0,500	531000,0	261375,0	1	2	10
3	ТП3		0,400	0,200	212400,0	104550,0	1	2	10
4	ТП4		0,200	0,100	106200,0	52275,0	1	2	10
5	ТП5		0,400	0,200	212400,0	104550,0	1	2	10
6	РП6		1,000	0,500	531000,0	261375,0	1	2	10
7	ПС7	б							10,5
8	РП8		1,000	0,500	531000,0	261375,0	1	2	10
9	ТП9		0,400	0,200	212400,0	104550,0	1	2	10
10	ТП10		0,200	0,100	106200,0	52275,0	1	2	10
11	ТП11		0,200	0,100	106200,0	52275,0	1	2	10
12	ТП12		0,400	0,200	212400,0	104550,0	1	2	10
13	РП13		1,000	0,500	531000,0	261375,0	1	2	10
14	ТП14		0,400	0,200	212400,0	104550,0	1	2	10
15	ТП15		0,200	0,100	106200,0	52275,0	1	2	10
16	ТП16		0,200	0,100	106200,0	52275,0	1	2	10

В таблиці 1 кожний вузол має відповідний номер в колонці "N вузла". Джерела живлення (ПС1, ПС7) мають ознаки в колонці "П" – латинські символи "b" (балансуючі вузли), для них задані напруги в колонці "Um" (модуль напруги). Дані споживання електроенергії (колонки "WRнав", "WQнав") отримані підсумовуванням потужностей графіків навантажень, що представлені максимальними потужностями (колонки "Pнав", "Qнав") і відносними добовими графіками навантажень для активної і реактивної потужності № 1, 2 (колонки "Ng (Pн)", "Ng (Qн)"). Дані відносних добових графіків однакові для активної і реактивної потужності. Форма графіка показана на рис.9.

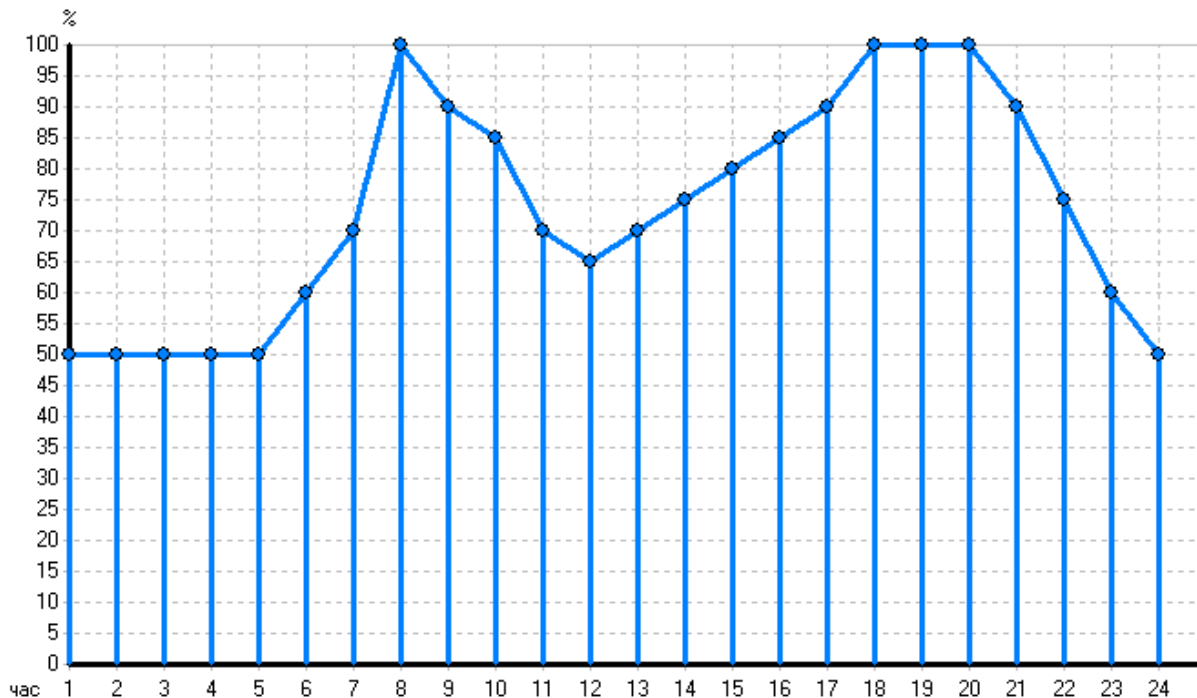


Рис.9. Відносний добовий графік навантажень.

Таблиця 2. Вихідні дані по лініях схеми

N поч.	N кін.	Початок	Кінець	k	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Марка
1	2	ПС1	РП2		1,580	0,858		-5,2	2000*АС-35
2	3	РП2	ТП3		2,370	1,287		-7,8	3000*АС-35
3	4	ТП3	ТП4		1,975	1,072		-6,5	2500*АС-35
4	5	ТП4	ТП5	К	3,950	2,145		-12,9	5000*АС-35
5	6	ТП5	РП6		1,185	0,643		-3,9	1500*АС-35
6	7	РП6	ПС7		2,370	1,287		-7,8	3000*АС-35
1	8	ПС1	РП8		3,160	1,716		-10,4	4000*АС-35
8	14	РП8	ТП14		2,133	1,158		-7,0	2700*АС-35
14	16	ТП14	ТП16	Н	4,740	2,574		-15,5	6000*АС-35
16	15	ТП16	ТП15		1,817	0,987		-6,0	2300*АС-35
15	13	ТП15	РП13		1,185	0,643		-3,9	1500*АС-35
13	7	РП13	ПС7		2,765	1,502		-9,1	3500*АС-35
8	9	РП8	ТП9		4,345	2,359		-14,2	5500*АС-35
9	10	ТП9	ТП10	Н	3,713	2,016		-12,2	4700*АС-35
6	12	РП6	ТП12		3,397	1,845		-11,1	4300*АС-35
12	11	ТП12	ТП11	Н	1,659	0,901		-5,4	2100*АС-35
4	10	ТП4	ТП10		2,528	1,373		-8,3	3200*АС-35
10	11	ТП10	ТП11	Н	3,002	1,630		-9,8	3800*АС-35
11	16	ТП11	ТП16		2,054	1,115		-6,7	2600*АС-35

В таблиці 2 в колонках "N поч." і "N кін." наведено номери початку і кінця ліній. Комутація ліній задана в колонці "k", де символ "Н" означає розрив з початку лінії, символ

"К" – з кінця лінії. В колонках "R", "X", "G", "B" наведені параметри схеми заміщення ліній.

В таблиці 3 наведено дані лічильників по 4 фідерам ПС1 і ПС2.

Таблиця 3. Покази лічильників по фідерам ПС1, ПС2

№ поч.	№ кін.	Початок	Кінець	WP →, кВт·год	WQ →, кВАр·год
1	8	ПС1	РП8	1150000,0	550000,0
1	2	ПС1	РП2	1000000,0	500000,0
7	6	ПС7	РП6	1100000,0	550000,0
7	13	ПС7	РП13	760000,0	370000,0

Розрахунки втрат виконано для розрахункового періоду в 30 календарних днів (1.06.2010 – 30.06.2010). За цей період виконано наступні переключення:

- 10.06.2010 9:00 включено лінію ТП12 – ТП11;
- 10.06.2010 9:00 відключено лінію ТП15 – ТП16;
- 20.06.2010 17:00 включено лінію ТП14 – ТП16;
- 20.06.2010 17:00 відключено лінію ТП12 – ТП11.

Ці переключення представлені в таблиці 4.

Таблиця 4. Переключення ліній за розрахунковий період

№ поч.	№ кін.	Початок	Кінець	к	Дата перекл.	Год
12	11	ТП12	ТП11		20100610	9
15	16	ТП15	ТП16	Н	20100610	9
14	16	ТП14	ТП16		20100620	17
11	12	ТП11	ТП12	Н	20100620	17

Комутація лінії задається аналогічно таблиці 2 по лініях, дата переключення вказується цілим числом, в якому послідовно вказуються рік, місяць, день. Час переключення вказується в колонці "Год" з дискретністю до години.

Розрахунки втрат виконані в комплексі РАОТВ для різних варіантів навантаження з постійним комутаційним станом і з врахування переключень. Сумарні втрати електроенергії для цих розрахунків наведено в таблиці 5.

Таблиця 5. Результати розрахунків втрат без урахування переключень, кВт·год

Варіанти розрахунку втрат	Середнє навантаження	Середньоквадратичне навантаження	Графік навантажень	Максимальне навантаження
без зміни комутацій	<b>167692</b>	<b>178288</b>	<b>179997</b>	<b>324271</b>
з урахуванням змін комутацій	<b>178207</b>	<b>189560</b>	<b>191790</b>	<b>346921</b>

По результатах таблиці 5 відзначимо наступні моменти:

1. Втрати, розраховані по середнім значенням менші від втрат розрахованих по графікам навантажень приблизно на 7% в обох варіантах.

2. Втрати, розраховані по середньоквадратичним навантаженням близькі до втрат розрахованих по графікам навантажень (різниця приблизно 1%).

3. Втрати, розраховані з урахуванням змін комутацій мережі більші від втрат, розрахованих без змін комутацій приблизно на 6%.

4. Втрати, розраховані по максимальним навантаженням є верхньою межею технічних втрат.

В таблицях 6, 7 наведено дані пофідерного балансу електроенергії для розрахунку втрат по графікам навантажень з врахуванням змін комутацій. В таблиці 6 споживання і втрати відносяться до показів лічильників на фідерах по вихідному стану комутації мережі. А в таблиці 7 наведено баланс з врахуванням рознесення споживання і втрат до лічильників фідерів за окремі проміжки часу.

Таблиця 6.

Початок	Кінець	WP (+), кВт·год	WPспож, кВт·год	Т.В.Е., кВт·год	%	ΔWPтв, кВт·год	%	ΔWPкв, кВт·год	%
ПС1	РП8	1150000	1168200	-18200	-1,6	75499	6,6	-93699	-8,1
ПС1	РП2	1000000	955800	44200	4,4	35876	3,6	8324	0,8
ПС7	РП6	1100000	955800	144200	13,1	54538	5,0	89662	8,2
ПС7	РП13	760000	637200	122800	16,2	25878	3,4	96922	12,8
<b>Всього</b>		<b>4010000</b>	<b>3717000</b>	<b>293000</b>	<b>7,3</b>	<b>191790</b>	<b>4,8</b>	<b>101210</b>	<b>2,5</b>

Таблиця 7.

Початок	Кінець	WP (+), кВт·год	WPспож, кВт·год	Т.В.Е., кВт·год	%	WPтв, кВт·год	%	WPкв, кВт·год	%
ПС1	РП8	1150000	1028665	121335	10,6	74734	6,5	46601	4,1
ПС1	РП2	1000000	955800	44200	4,4	35876	3,6	8324	0,8
ПС7	РП6	1100000	1028960	71040	6,5	54697	5,0	16343	1,5
ПС7	РП13	760000	703575	56425	7,4	26484	3,5	29941	3,9
<b>Всього</b>		<b>4010000</b>	<b>3717000</b>	<b>293000</b>	<b>7,3</b>	<b>191790</b>	<b>4,8</b>	<b>101210</b>	<b>2,5</b>

де

WP(+) – покази лічильників на фідері;

WPспож – сумарне споживання електроенергії, віднесене до фідера;

WPтв – розрахункові технічні втрати, віднесені до фідера;

WPкв – комерційні втрати, віднесені до фідера.

Сумарні значення споживання і втрат в таблицях 6, 7 однакові. В таблиці 6 отримано великі значення комерційних втрат для фідерів РП6, РП13, а для фідера РП8, навпаки, від'ємне значення. В таблиці 7 маємо збалансовані дані комерційних втрат за рахунок рознесення споживання і втрат за різні проміжки часу до відповідних значень лічильників фідерів.

### **7. Розрахунки складових втрат в мережах 10(6)/0.4 кВ РЕМ ВАТ "ЕК "Хмельницькобленерго".**

ВАТ "ЕК "Хмельницькобленерго" налічує в своєму складі 22 района електричних мереж (РЕМ) 10(6)/0.4 кВ, кожний з яких позначений відповідним номером:

- |                          |                               |
|--------------------------|-------------------------------|
| 1. Віньковецький РЕМ     | 12. Білогірський РЕМ          |
| 2. Городок РЕМ           | 13. Волочиський РЕМ           |
| 3. Деражнянський РЕМ     | 14. Ізяслав РЕМ               |
| 4. Дунаєвецький РЕМ      | 15. Красилівський РЕМ         |
| 5. Кам.-Подільський МРЕМ | 16. Летичівський РЕМ          |
| 6. Кам.-Подільський РЕМ  | 17. Полонський РЕМ            |
| 7. Новоушицький РЕМ      | 18. Славутський РЕМ           |
| 8. Хмельницький МРЕМ     | 19. Старокостянтинівський РЕМ |
| 9. Хмельницький РЕМ      | 20. Старосинявський РЕМ       |
| 10. Чемеровецький РЕМ    | 21. Теофіпольський РЕМ        |
| 11. Ярмолинецький РЕМ    | 22. Шепетівський РЕМ          |

Кожний РЕМ, за допомогою комплексу РАОТВ, виконує розрахунки технологічних витрат електроенергії за звітний розрахунковий період (як правило, попередній місяць) та надає результати розрахунків до відділу енергоаудиту та обліку електроенергії ВАТ ЕК "Хмельницькобленерго". У цьому відділі виконується узагальнений і пофідерний аналіз балансів електроенергії, аналіз складових втрат електроенергії. На основі цього аналізу приймаються рішення щодо організації заходів для зменшення складових втрат електроенергії, встановлення нових або заміни старих засобів технічного обліку електроенергії, аудиту споживання електроенергії окремих груп споживачів та ін.

Конкретні кроки по розрахунку технологічних витрат електроенергії за допомогою комплексу РАОТВ показано на прикладі **Ізяславського РЕМ** (звітний період - травень 2010 р.). Приведені фрагменти віконних форматів комплексу, в яких виділені найбільш необхідні акценти.

7.1. Підготовка таблиці ліній 10(6) кВ. Включає в себе корекцію фрагментів мережі, а також контроль поточного комутаційного стану мережі.

База РЭС - 14  
Сеть РЭС Данные Абоненты Схема Каталоги

ВЛ ТП В<sub>ю</sub> Ф<sub>ю</sub> 0.4 Пр Бт uzl vet -> Формат РЭС (линии)

№	п	Ун	Начало	Конец	к	Параметры линий	Нл	Дис.номер	Нр	Ком.ап.нач.	Ком.ап.кон.	Прим.
1236	П	10	МИСЛЯТИН	Ф-26								
1237	+	10	Ф-26	1		12*АС-35						
1238	+	10	33	РКТП190								
1239	+	10	РКТП190	КТП-190		10*АС-35						
1240	+	10	33	63		2250*АС-35						
1241	+	10	63	1_20В		1500*АС-35						
1242	+	10	1_20В	РКТП177								
1243	+	10	РКТП177	КТП-177		10*АС-35						
1244	+	10	63	66		225*АС-35						
1245	+	10	66	2_31В		2325*АС-35						
1246	+	10	2_31В	РКТП31								
1247	+	10	РКТП31	КТП-31		10*АС-35						
1248	+	10	66	72		450*АС-35						
1249	+	10	72	Р84								
1250	+	10	Р84	ЗТП-253.1		10*АС-35						
1251	+	10	ЗТП-253.1	Р83		10*АС-35						
1252	+	10	Р83	73								
1253	+	10	73	144		6325*АС-35						
1254	+	10	144	РКТП97								
1255	+	10	РКТП97	КТП-97		10*АС-35						
1256	+	10	1	8		560*АС-35						
1257	+	10	8	33		1915*АС-35						
1258	+	10	8	Р106								
1259	+	10	Р106	ГЕС.1.10		75*ААШВУ-35						
1260	Т	10/	ГЕС.1.10	ГЕС.1.6		ТМ-1000/10/6						
1261		6	ГЕС.1.6	ГЕС.Г1_320кВ		10*АВГ-35						
1262		6	ГЕС.1.6	ГЕС.Г2_300кВ		15*АВГ-35						

F2 сохранить F3 поиск F4 ред./просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки F9 параметры  
Обозначение п/ст, ТП, РП

Рис.10. Таблица ліній 10(6) кВ.

7.2. **Імпорт бази промислових і побутових споживачів.** Реалізується додатковою програмою **Import3.exe**, яка виконує перекачку даних з абонентських комплексів АБОН-ЮР, АБОН-Н в табличні формати комплексу РАОТВ. Результуючі формати таблиць промислових і побутових споживачів показані на рис.11, 12.

№	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	Нт.у.	Тип	У/Н	Нсчеч.	Кт	Ктн	Ксч	с	л	W	Wт	Wл	Wсум
210	ЗТП-311.Л-1	ЗТП-311	Т-1	Л-1	43	Міжрайбаза	17	1	У	056043	1	1	1	1	697				697
211	ЗТП-311.Л-1	ЗТП-311	Т-1	Л-1	5	ПП "Ізяславо	6	1	У	149027	1	1	1	1	148				148
212	ЗТП-311.Л-1	ЗТП-311	Т-1	Л-1	553	ТОВ "Камчатка	101	1	У	396692	1	1	20	1	3044				3044
213	ЗТП-311.Л-2	ЗТП-311	Т-1	Л-2	79	Теліжинці Сільс	14	1	У	0150250	1	1	1	1	123				123
214	ЗТП-311.Л-2	ЗТП-311	Т-1	Л-2	79	Теліжинці Сільс	16	1	У	0660198	1	1	1	1	121				121
215	ЗТП-314.Т.1	ЗТП-314	Т-1		172	ПП ВФ "Агропр	1	1	У	061917	1	1	80		80	590			670
216	ЗТП-31М.Т.2	ЗТП-31М.2	Т-2		7	Реалбаза хлібо	8	1	У	6831	1	1	300		43257	1623			44880
217	ЗТП-324.Л-3	ЗТП-324	Т-1	Л-3	371	П-ць Калаус М.	1	1	У	027985	1	1	1	1	50				50
218	ЗТП-324.Л-4	ЗТП-324	Т-1	Л-4	640	П-ць Биков В.Т	1	1	У	2931745	1	1	20	1					
219	ЗТП-325.Т1.0	ЗТП-325	Т-1		1	Замкова випра	2	1	У	7646694	1	1	40			525			525
220	ЗТП-32М.Т.1	ЗТП-32М	Т-1		4	Меблева фабрика	1	1	У	4510701	1	1	1	1	620	252			872
221	ЗТП-34М.Т.1	ЗТП-34М	Т-1		138	ТОВ "Ізяславск	1	1	У	420602	1	1	60		420	259			679
222	ЗТП-34М.Л-2	ЗТП-34М	Т-1	Л-2	138	ТОВ "Ізяславск	2	1	У	300866	1	1	4	1	240				240
223	ЗТП-34М.Л-2	ЗТП-34М	Т-1	Л-2	138	ТОВ "Ізяславск	6	1	У	1033106	1	1	1	1	60				60
224	ЗТП-34М.Л-2	ЗТП-34М	Т-1	Л-2	392	П-ць Петровськ	1	1	У	050617	1	1	1	1					
225	ЗТП-35М.Л-3	ЗТП-35М	Т-1	Л-3	456	УДК в Ізяслав	1	1	У	130739	1	1	1	1	800				800
226	ЗТП-35М.Т.1	ЗТП-35М			5	ПП "Ізяславо	101	1	У	099850	1	1	20		39840	1350			41190

Рис.11. Формат таблиці промислових споживачів

Прив'язка до мережі (ТП, тр-тор, лінія 0.4 кВ)

Споживач

Прив'язка до лінії 0.4 кВ (Л-2)

Споживання лічильника і нараховані абонентські втрати в трансформаторі

№	Узел схемы	ТП, РП	Фидер	W сум, кВтч	К потр. (всего)	К потр. (оплата)	W сред, кВтч
1	ЗТП-110.Л-1	ЗТП-110	Л-1	4329	91	42	103,00
2	ЗТП-110.Л-2	ЗТП-110	Л-2	2151	59	26	83,00
3	ЗТП-110.Л-3	ЗТП-110	Л-3	3244	66	27	120,00
4	ЗТП-112М.Л-2	ЗТП-112М	Л-2	2816	7	3	939,00
5	ЗТП-149.Л-1	ЗТП-149	Л-1	1307	7	3	436,00
6	ЗТП-149.Л-2	ЗТП-149	Л-2	1037	7	5	207,00
7	ЗТП-149.Л-3	ЗТП-149	Л-3	4929	58	33	149,00
8	ЗТП-14М.Л-1	ЗТП-14М	Л-1	9223	224	95	97,00
9	ЗТП-14М.Л-2	ЗТП-14М	Л-2	11970	183	84	142,00
10	ЗТП-160.Л-1	ЗТП-160	Л-1	1777	60	22	81,00

Рис.12. Формат таблиці побутових споживачів

Прив'язка до мережі (ТП, лінія 0.4 кВ)

Сумарне споживання побутових споживачів

Кількість побутових споживачів

Кількість споживачів, що сплатили за електроенергію

Середнє споживання відносно споживачів, що сплатили за електроенергію

7.3. Формування завантаження ТП і ліній 0.4 кВ. На цьому етапі із баз промислових і побутових споживачів формується навантаження на лініях 0.4 кВ, трансформаторах ТП, РП, безвартних фідерах 10(6) кВ.

№	ТП, РП	Нтр	Фидер	Параметры линий	А	Тз	%	Т	Rнаг	Qнаг	Принадлеж.	Примечание
193	ЗТП-43м.1	T1	Л-1		А	1		-4	930,0	697,5		Хлібзавод
194	ЗТП-44.1	T1	Л-1	565*А-35		1		-4	3160,0	2047,5		Райво
195	ЗТП-44.1	T1	Л-2	590*А-35		1		-4	40,0	20,0		РЕМ
196	ЗТП-44.1	T1	Л-3	740*А-35		1		-4	4793,0	2396,5		РЕМ
197	ЗТП-44.1	T1	Л-4		А	1		-4				Райво
198	ЗТП-44.1	T1	Л-5		А	1		-4				Райво
199	ЗТП-44м.1	T1	Л-1		А	1		-4	21439,0	10719,5		ДУ-2
200	ЗТП-47м.1	T1	Л-1	500*АПВБ-50	Б	1		-4	7980,0	4005,5		база з-да
201	ЗТП-48м.1	T1	Л-1	350*АС-50	А	1						Райлікарня
202	ЗТП-4м.1	T1	Л-1	1600*А-25		1		-4	6365,0	3560,0		РЕМ
203	ЗТП-4м.1	T1	Л-2	800*А-25		1		-4	4248,0	2130,0		РЕМ
204	ЗТП-4м.1	T1	Л-3	800*А-25		1		-4	4875,0	2946,3		РЕМ
205	ЗТП-4м.1	T1	Л-4	50*А-25		3						РЕМ
206	ЗТП-50м.1	T1	Л-1		А	3		-4	9560,0	5099,8		ВЗК
207	ЗТП-50м.1	T1	Л-2		А	3		-4	8252,0	4153,0		
208	ЗТП-56м.1	T1	Л-1	170*АПВБ-95	Б	3		-4	90,0	45,0		РЕМ
209	ЗТП-56м.1	T1	Л-2	1300*ААБ-95	Б	3		-4	8925,0	4830,5		РЕМ

Рис.13. Формат таблиці ліній 0.4 кВ.

Ознака приналежності:  
А – абонентська лінія,  
Б – безхозна лінія

Тип завантаження:  
1 – рівномірне,  
3 – в кінці лінії

Сумарне  
завантаження лінії

№	ТП,РП (ВН)	ТП,РП (НН)	Нтр	k	Трансформатор	U	T	Rнаг	Qнаг	Rген	Qген	Ng (Pн)	Ng (Qн)	+/-	dWPaб	A	№р	
1	ГЕС.1.10	ГЕС.Т1.04			ТМ-40/10/0.4												С	
2	ГЕС.1.6	ГЕС.Т2.04			ТМ-25/6/0.4												С	
3	ГЕС.Г1_320кВ					1	4			310020							С	
4	ГЕС.Г2_300кВ					1	4										С	
5	ЗТП-110.1	ЗТП-110.Т1.0	T1		ТМ-400/10/0.4	-4	513,0	384,8										
6	ЗТП-110.2	ЗТП-110.Т2.0	T2		ТМ-400/10/0.4	-4												
7	ЗТП-112м.1	ЗТП-112м.Т1	T1		ТМ-180/10/0.4	-4	10025,0	7518,8								1004,0		А
8	ЗТП-116.1	ЗТП-116.Т1.0	T1		ТМ-63/10/0.4	-4	2200,0	1650,0										
9	ЗТП-119.1	ЗТП-119.Т1.0	T1		ТМ-400/10/0.4	-4	7600,0	5700,0										
10	ЗТП-123.1	ЗТП-123.Т1.0	T1		ТМ-160/10/0.4													А
11	ЗТП-14.1	ЗТП-14.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4													С
12	ЗТП-14.2	ЗТП-14.Т2.04	T2		ТМ-400/10/0.4													С
13	ЗТП-141.1	ЗТП-141.Т1.0	T1		ТМ-400/10/0.4	-4	8000,0	6000,0										
14	ЗТП-149.1	ЗТП-149.Т1.0	T1		ТМ-400/10/0.4	-4												А
15	ЗТП-14м.1	ЗТП-14м.Т1.0	T1		ТМ-250/10/0.4	-4	680,0	510,0										

Рис.14. Формат таблиці трансформаторів ТП, РП.

U = 1: навантаження на  
стороні ВН,  
T = 4: навантаження  
задається вручну

T = -4: навантаження  
формується  
автоматично

Споживання і  
абонентські втрати в  
трансформаторі

База РЭС - 14

Сеть РЭС Данные Абоненты Схема Каталоги

ВЛ ТП В<sub>0</sub> Ф<sub>0</sub> 0.4 Пр Бт uzl vet -> Формат РЭС (фидеры п/ст)

№	Подстанция	Фидер	Б	Т	Р->	Q->	Р<-	Q<-	WP <sub>п.о.</sub> (+)	WQ <sub>п.о.</sub> (+)	Nгр
1	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-010	Б	4	177980,0						1
2	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-011	Б	4	188020,0						1
3	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-0111	Б	4	118220,0						1
4	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-0112	Б	4	67600,0						1
5	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-012	Б	4	293980,0						1
6	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-013	Б	4	260140,0						1
7	ІЗЯСЛАВ.1.10	Ф-014	Б	4	256920,0						1
8	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-0113	Б	4	17680,0						1
9	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-0114	Б	4	45880,0						1
10	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-0115	Б	4	145230,0						1
11	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-015	Б	4	51570,0						1
12	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-016	П	4	132680,0				123060,0	92295,0	1
13	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-017	П	4	102930,0				117000,0	87750,0	1
14	ІЗЯСЛАВ.2.10	Ф-018	Б	4	2000,0						1
15	БІЛОГОР.1.10	Ф-025	Б	4	37260,0						1
16	БІЛОГОР.1.10	Ф-026	Б	4	26280,0						1
17	БІЛОГОР.2.10	Ф-021	Б	4	69345,0						1

F2 сохранить F3 поиск F4 ред./просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки

Обозначение п/ст, РП, ТП

Рис.15. Формат таблиці фідерів підстанцій.

Показники лічильників, задаються вручну

Сумарне споживання безвратних фідерів, формується автоматично

База РЭС - 14

Сеть РЭС Данные Абоненты Схема Каталоги

ВЛ ТП В<sub>0</sub> Ф<sub>0</sub> 0.4 Пр Бт uzl vet -> Формат РЭС (вводы п/ст)

№	Подстанция	Ус.ш.	Б	ШСВ	Т	Р->	Q->	Р<-	Q<-	WP <sub>п.о.</sub> (+)	WQ <sub>п.о.</sub> (+)	Nгр
1	ІЗЯСЛАВ.1.10	10,5	Б		4	1812960,0	1087800,0					
2	ІЗЯСЛАВ.2.10	10,5	о	ІЗЯСЛАВ.1.10	4							
3	БІЛОГОР.1.10	10,5	Б		4	283840,0	245560,0					
4	БІЛОГОР.2.10	10,5	о	БІЛОГОР.1.10	4							
5	ЗТО.1.10	10,5	Б		4	282300,0	34200,0					
6	ЗТО.2.10	10,5	о	ЗТО.1.10	4	48000,0						
7	ЛІЩАНИ.1.10	10,5	Б		4	146120,0	107720,0					
8	МИСЛЯТИН.1.10	10,5	Б		4	61560,0	438000,0	43640,0				
9	МОКІВЦІ.1.10	10,5	Б		4	10710,0						
10	МЯКОТИ.1.10	10,5	Б		4	305080,0	274560,0					
11	Н-СЕЛО.2.10	10,5	Б		4	149910,0	140610,0					
12	ПЛУЖНЕ.1.10	10,5	Б		4	296360,0	205120,0					
13	ПЛУЖНЕ.2.10	10,5	о	ПЛУЖНЕ.1.10	4							

F2 сохранить F3 поиск F4 ред./просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки

Обозначение питающей подстанции

Рис.16. Формат таблиці введів підстанцій.

Напряга на секціях шин

Відключення вводу і заживлення через шиноз'єднувальний вимикач

Показники лічильників, задаються вручну

7.4. **Формування розрахункової схеми.** Формуються стандартні файли вузлів і ліній для розрахунку усталеного режиму. Виконується контроль синтаксичних помилок набору марок ліній і трансформаторів, контроль наявності цих марок у відповідних довідниках, перевірка наявності трансформаторів на ТП, аналіз конфігурації схеми (перелік вузлів без живлення і замкнених контурів). Відповідне вікно показано на рис. 17.

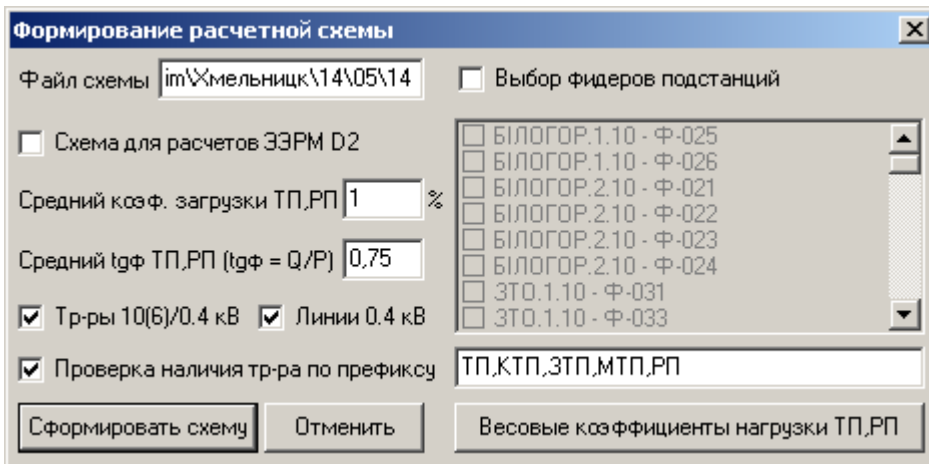


Рис.17. Вікно формування розрахункової схеми.

7.5. **Розрахунок і аналіз усталеного режиму** виконується для перевірки рівнів напруг вузлів схеми, завантаження ліній і трансформаторів. На рис.18 показано відповідне вікно, в якому виділені задані верхня і нижня границі напруг (%), розмірність результатів, заданий період розрахунку (01.05.2010 – 31.05.2010) і тип навантаження (середнє навантаження).

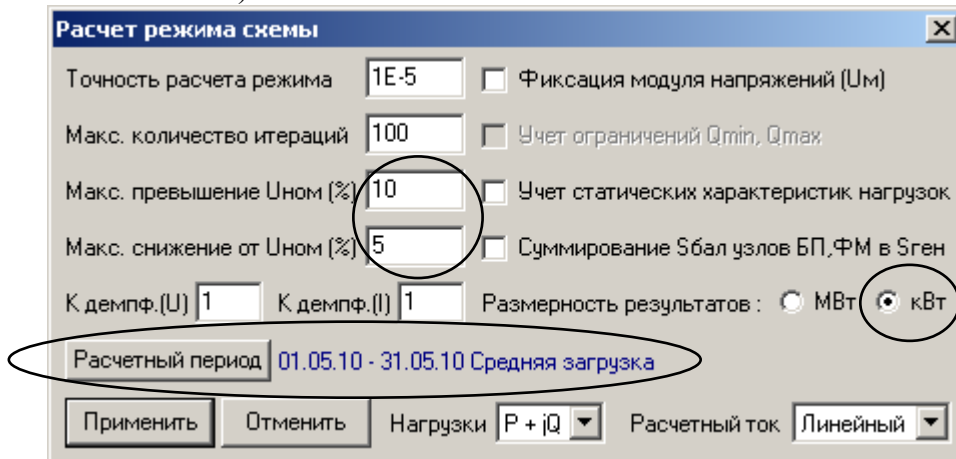


Рис.18. Вікно розрахунку усталеного режиму

В деяких випадках ітераційний процес розрахунку режиму не може зійтися. Це, як правило, виникає через помилково завищене навантаження на лінії 0.4 кВ або на трансформаторі ТП. Такий вузол вказується в загальних характеристиках режиму:

Схема : 14 (Дата расчета: 25.06.2010 17:11:33)  
 Узлов=3338 Ветвей=3373 Контуров=0 БП=9 ФМ=0

Точность расчета : 1E-5  
 Невязка по напряжению : 0,000009, узел: 3182 **КТП-5.Л-1**  
 Количество итераций : 12, время расчета: 0:00:00

Потребление	:	4396.562 кВт	2583.613 кВАр
Генерация	:	-416.694 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-4418.979 кВт	-4313.882 кВАр
Потери в схеме	:	439.110 кВт	1730.268 кВАр
Нагрузочные потери	:	193.407 кВт	103.141 кВАр
от актив.перетоков:	:	146.482 кВт	
от реакт.перетоков:	:	46.926 кВт	
Потери холост.хода	:	245.703 кВт	1627.128 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	-0.000 кВт	-0.000 кВАр

В такому випадку треба перевіряти довжину лінії 0.4 кВ, її сумарне навантаження. Якщо явної помилки не виявлено, то рекомендується для цієї лінії зменшити тип завантаження (наприклад з 3 – навантаження в кінці лінії, на 2 – рівномірно зростаюче навантаження).

В загальних характеристиках схеми також наведено сумарне споживання, генерація, втрати потужності по різних складових та ін.

При порушенні допустимих величин в нижній частині вікна загоряються червоним кольором відповідні індикатори (рис.19). Аналіз цих величин виконується у відповідних результуючих таблицях, а також за допомогою автоматичної графіки схеми, на яку виведені розрахункові величини (напруги, струми, потужності та ін.)

### Результуючі таблиці напруг, завантаження ліній і завантаження трансформаторів

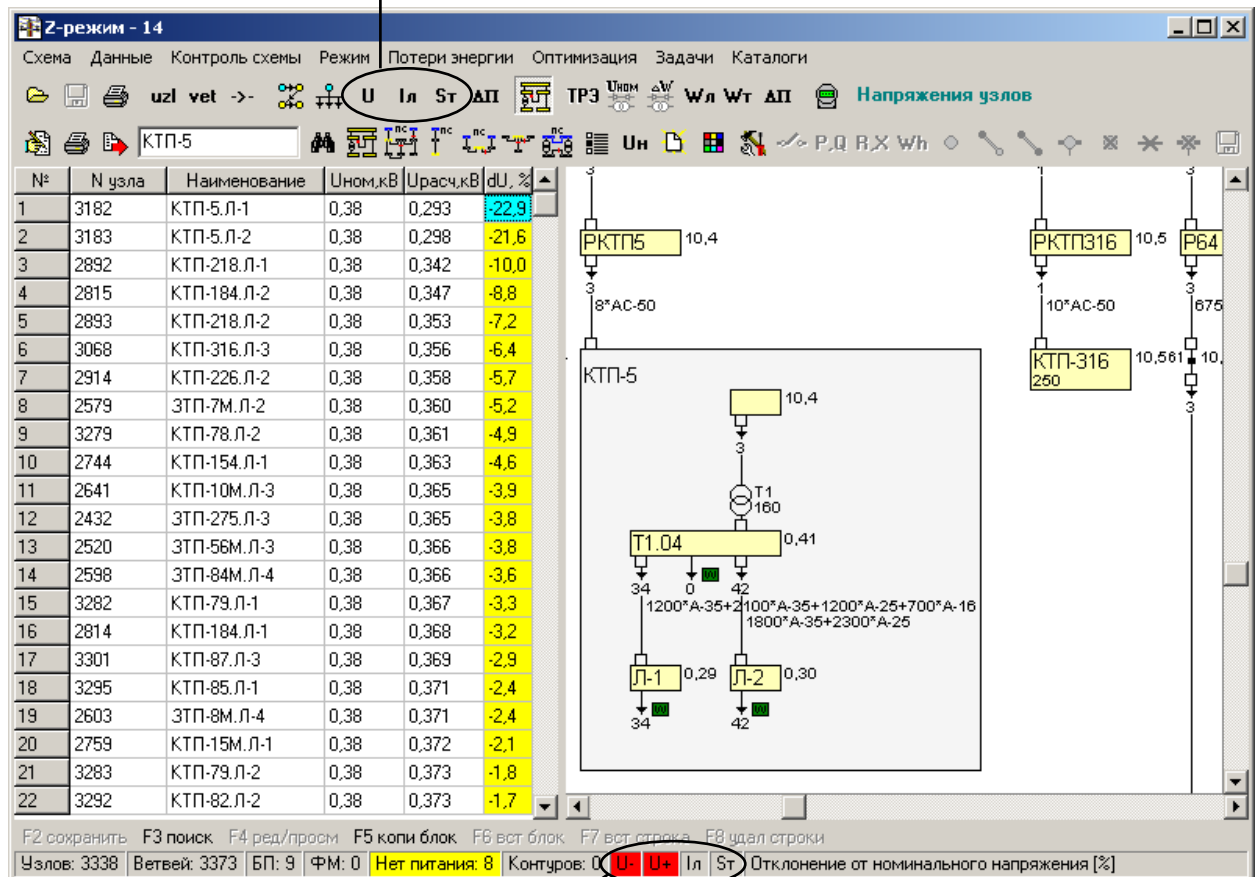


Рис.19. Аналіз режиму по результуючим таблицям і за допомогою автоматичної графіки

Індикатори:

"U–" – напруга нижча за нижню границю;

"U+" – напруга більша за верхню границю;

"Iл" – перевищення допустимих струмі ліній;

"St" – перевищення допустимих потужностей трансформаторів.

7.6. **Розрахунок технічних втрат електроенергії.** Перед розрахунком у вікні рис.20 необхідно задати період розрахунку і тип навантаження.

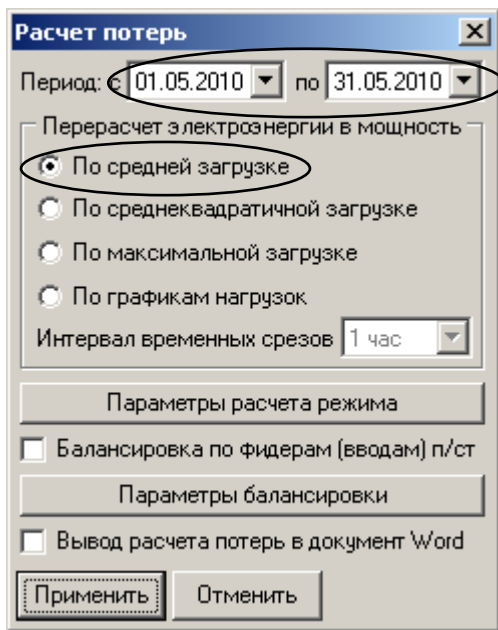


Рис.20. Вікно розрахунку технічних втрат електроенергії

Після розрахунку втрат також видаються загальні характеристики розрахунку:

Схема : 14 (Дата расчета: 25.06.2010 17:54:43)  
 Расчетный период : 01.05.2010 - 31.05.2010

[Анализ расчетной конфигурации]  
 Схема "14" содержит узлы без питания (8)

[Расчет по средней нагрузке]

Потребление	:	3271042,292 кВт*час	1922208,396 кВАр*час
Генерация	:	-310020,000 кВт*час	0,000 кВАр*час
Балансная мощность	:	-3287720,147 кВт*час	-3209528,005 кВАр*час
Потери в схеме	:	326698,096 кВт*час	1287319,738 кВАр*час
Нагрузочные потери	:	143895,064 кВт*час	76736,817 кВАр*час
от актив.перетоков:	:	108982,456 кВт*час	
от реакт.перетоков:	:	34912,608 кВт*час	
Потери холост.хода	:	182803,032 кВт*час	1210582,921 кВАр*час
Небаланс в схеме	:	-0,241 кВт*час	-0,129 кВАр*час

Можливий аналіз складових технічних втрат, наприклад, за типом обладнання (лінії, трансформатори) і класами напруги (рис.21):

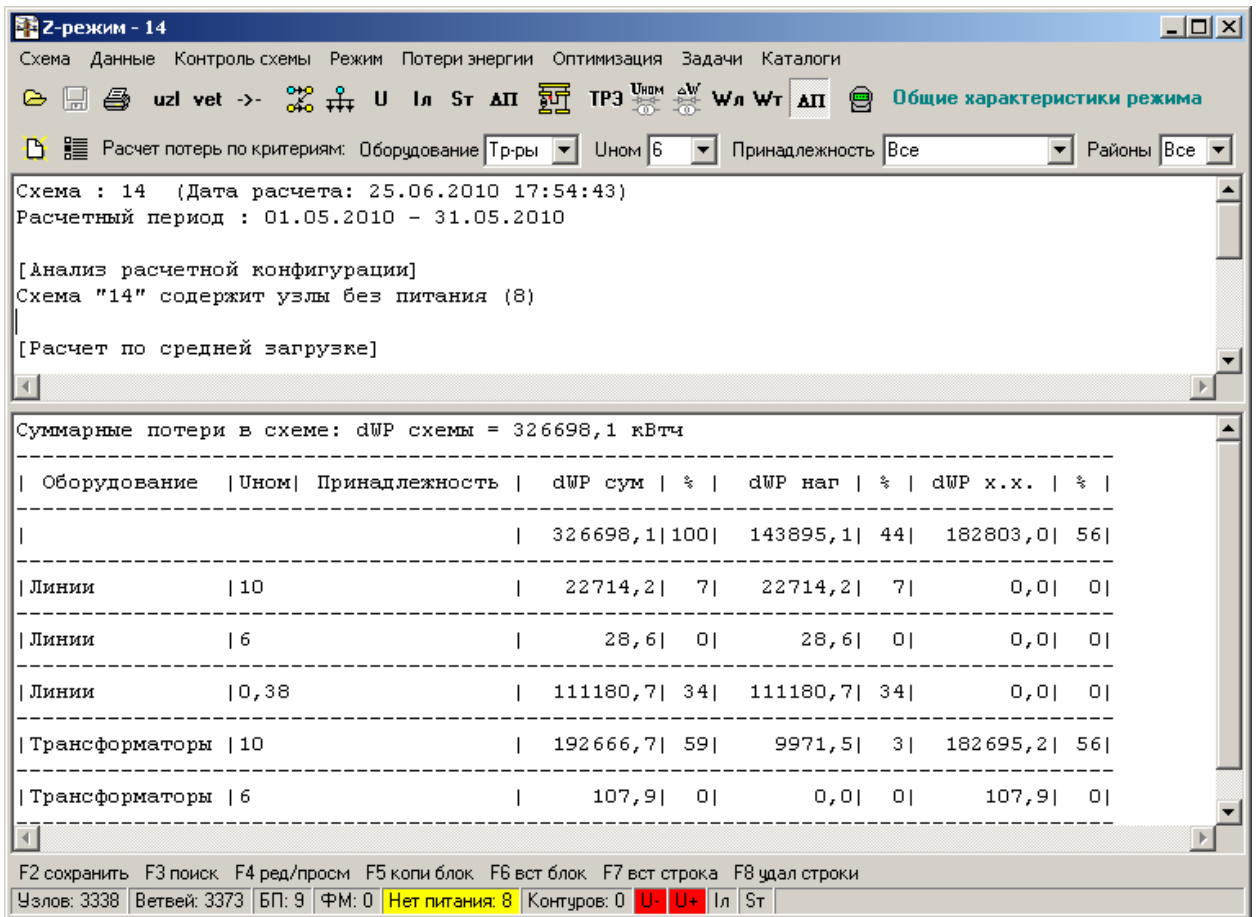


Рис.21. Аналіз складових технічних втрат електроенергії.

Як видно з цих результатів, найбільша частка втрат припадає на трансформатори (59%), потім лінії 0.4 кВ (34%) і лінії 10 кВ (7%).

На рис.22-27 показані формати балансів електроенергії.

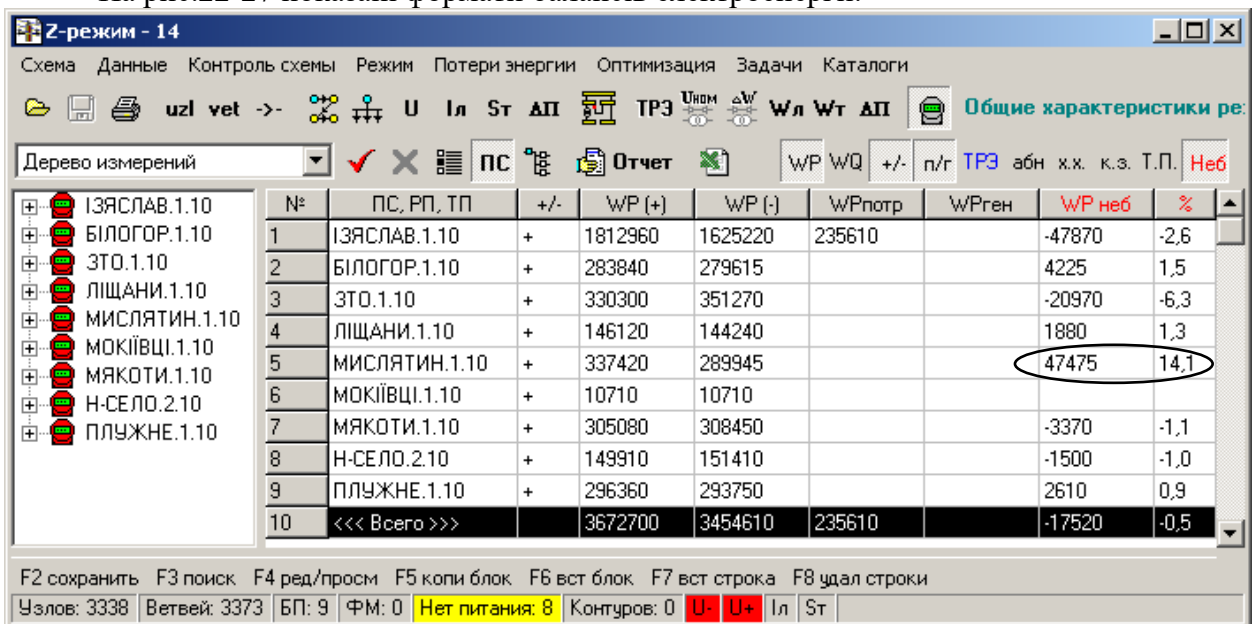


Рис.22. Баланс електроенергії по підстанціям

Баланс по підстанціям необхідний для перевірки достовірності роботи лічильників на фідерах. На рис.22 найбільший небаланс між показниками лічильників на вводах і фідерах спостерігається на підстанції Мислятин (14.1%)

Z-режим - 14

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔП ТРЭ Уном ΔV Wл Wт ΔП Общие характеристики ре.

Дерево измерений

	N°	ПС, РП, ТП	+/-	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	WP неб	%
+	1	ІЗЯСЛАВ.1.10							
+	2	БІЛОГОР.1.10							
+	3	ЗТО.1.10							
+	4	ЛІЩАНИ.1.10							
+	5	МИСЛЯТИН.1.10							
+	6	МОКІЇВЦІ.1.10							
+	7	МЯКОТИ.1.10							
+	8	Н-СЕЛО.2.10							
+	9	ПЛУЖНЕ.1.10							
	25	ЗТО.1.10	+	330300	351270			-20970	-6,3
	26	ЗТО.1.10	+	330300					
	27	Ф-031	П						
	28	Ф-033	-		116610				
	29	Ф-036	П						
	30	Ф-032	П						
	31	Ф-034	-		201600				
	32	Ф-035	-		33060				
	33	ЛІЩАНИ.1.10	+	146120	144240			1880	1,3
	34	ЛІЩАНИ.1.10	+	146120					
	35	Ф-51	-		29020				
	36	Ф-53	-		56640				
	37	Ф-54	-		31400				
	38	Ф-55	-		27180				
	39	МИСЛЯТИН.1.10	+	337420	289945			47475	14,1
	40	МИСЛЯТИН.1.10	+	61560	43640				
	41	Ф-22	-		66040				
	42	Ф-23	-		58560				
	43	Ф-24	-		49120				
	44	Ф-26	-	273210	495				
	45	Ф-27	-		5020				
	46	Ф-28	-		4170				
	47	Ф-29	-		1560				
	48	Ф-25	-	2650	61340				

F2 сохранить F3 поиск F4 ред/просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки

Узлов: 3338 Ветвей: 3373 БП: 9 ФМ: 0 Нет питания: 8 Контуров: 0 U- U+ Ил Ст Признак баланса по сети: "+" - прием в

Рис.23. Розгорнутий баланс електроенергії по підстанціям

На рис.23 показаний розгорнутий баланс по підстанціям. На Ф-26 Мислятин спостерігається генерація від ГЕС.

На рис.24. показаний загальний баланс електроенергії приведений до вводів підстанцій. ТВЕ становить 13%, технічні втрати – 8,5%, комерційні втрати (колонка "WPнеб") – 4,5%, тобто комерційні втрати становлять незначну величину. Для її точнішої оцінки необхідно розраховувати метрологічну складову комерційних втрат.

Z-режим - 14

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔП ТРЭ Уном ΔV Wл Wт ΔП Перетоки в линиях

Дерево измерений

	N°	ПС, РП, ТП	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	dWPт.п.	%	WP неб	%
+	1	ІЗЯСЛАВ.1.10	1812960		1801578		11382	0,6	142269	7,8	-130887	-7,2
+	2	БІЛОГОР.1.10	283840		232078		51762	18,2	29020	10,2	22742	8,0
+	3	ЗТО.1.10	330300		118701		211599	64,1	17294	5,2	194305	58,8
+	4	ЛІЩАНИ.1.10	146120		130808		15312	10,5	12759	8,7	2553	1,7
+	5	МИСЛЯТИН.1.10	61560	43640	250100	310020	77840	20,9	32648	8,8	45192	12,2
+	6	МОКІЇВЦІ.1.10	10710		7188		3522	32,9	1351	12,6	2171	20,3
+	7	МЯКОТИ.1.10	305080		236721		68359	22,4	32300	10,6	36059	11,8
+	8	Н-СЕЛО.2.10	149910		125547		24363	16,3	16834	11,2	7529	5,0
+	9	ПЛУЖНЕ.1.10	296360		278101		18259	6,2	31198	10,5	-12939	-4,4
	10	<<< Всего >>>	3396840	43640	3180822	310020	482398	13,0	315674	8,5	166724	4,5

F2 сохранить F3 поиск F4 ред/просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки

Узлов: 3338 Ветвей: 3373 БП: 9 ФМ: 0 Нет питания: 8 Контуров: 0 U- U+ Ил Ст

Рис.24. Загальний баланс електроенергії по вводам підстанцій

Баланси електроенергії по окремих вводах підстанцій мають розбалансовані значення комерційних втрат (від -7.2% на підстанції Ізяслав до 58.8% на підстанції ЗТО). Це свідчить про невідповідність комутаційного стану розрахункової схеми до комутаційного стану мережі в поточному розрахунковому періоді.

№	ПС, РП, ТП	WP (+)	WP (-)	WPпогр	WPген	Т.Р.Э.	%	dWP т.п.	%	WP неБ	%
25	Ф-034	201600	36992			164608	81,7	4256	2,1	160352	79,5
26	Ф-035	33060	12562			20498	62,0	3313	10,0	17185	52,0
27	Ф-51	29020	22937			6083	21,0	3085	10,6	2998	10,3
28	Ф-53	56640	53068			3572	6,3	4452	7,9	-880	-1,6
29	Ф-54	31400	27987			3413	10,9	2201	7,0	1212	3,9
30	Ф-55	27180	26816			364	1,3	3021	11,1	-2657	-9,8
31	Ф-22	66040	44319			21721	32,9	5240	7,9	16481	25,0
32	Ф-23	58560	58724			-164	-0,3	7036	12,0	-7200	-12,3
33	Ф-24	49120	36048			13072	26,6	3339	6,8	9733	19,8
34	Ф-25	61340	2650	49149		9541	15,6	5084	8,3	4457	7,3
35	Ф-26	495	273210	20249	310020	17056	5,5	6389	2,1	10667	3,4
36	Ф-27	5020	33922			-28902	-57,5	4637	92,4	-33539	-66,8
37	Ф-28	4170	7689			-3519	-84,4	923	22,1	-4442	-106,1
38	Ф-29	1560				1560	100,0	0	0,0	1560	100,0
39	Ф-45	10710	7188			3522	32,9	1351	12,6	2171	20,3
40	Ф-10	34000	18196			15804	46,5	2154	6,3	13650	40,1
41	Ф-14	45000	33086			11914	26,5	5286	11,7	6628	14,7
42	Ф-15	25000	18132			6868	27,5	1759	7,0	5109	20,4
43	Ф-16	38050	33450			4600	12,1	3341	8,8	1259	3,3
44	Ф-17	44400	37873			6527	14,7	5995	13,5	532	1,2
45	Ф-18	88500	71777			16723	18,9	10424	11,8	6299	7,1
46	Ф-19	33500	24207			9293	27,7	3341	10,0	5952	17,8
47	Ф-35	33300	25960			7340	22,0	3527	10,6	3813	11,5
48	Ф-36	22900	17818			5082	22,2	1851	8,1	3231	14,1
49	Ф-37	25755	19893			5862	22,8	3291	12,8	2571	10,0
50	Ф-38	60800	50436			10364	17,0	6343	10,4	4021	6,6
51	Ф-39	8655	11440			-2785	-32,2	1822	21,0	-4607	-53,2
52	Ф-41										
53	Ф-42	21900	21472			428	2,0	1615	7,4	-1187	-5,4
54	Ф-43	70950	61465			9485	13,4	8570	12,1	915	1,3
55	Ф-44	45400	21346			24054	53,0	2660	5,9	21394	47,1
56	Ф-46	155500	173818			-18318	-11,8	18352	11,8	-36670	-23,6
57	Ф-47										
58	<<< Всего >>>	3646580	275860	3185272	310020	495468	12,5	326698	8,3	168770	4,3

Рис.25. Баланс електроенергії по фідерам підстанцій

Баланси електроенергії по фідерам також мають як дуже великі так і від'ємні значення комерційних втрат, тому пошук і виділення фідера з найбільшими комерційними втратами в даній ситуації не має сенсу. Для прикладу на рис.26 показано розгорнутий аналіз фідера Ф-0115. В ньому можна виділити ТП-324 і КТП-207 (жовтий кольор), які не мають жодного приєднаного споживача. Подальша локалізація місць з найбільшими комерційними втратами (крадіжки, похибка у знятті показань лічильників, пошкодження приладів обліку та ін.) пов'язана з аналізом приєднаних споживачів, їх споживанням за попередні періоди, різкі зниження споживання, перевіркою правильності зняття показань лічильників, організації щодобового контролю споживання конкретних споживачів, виділення ТП з потужними трансформаторами і мінімальним навантаженням та ін. На рис.27. показано перелік промислових і побутових споживачів, приєднаних до трансформатора Т1 ЗТП-84.

Режим - 14

Общие характеристики режима

1 фидера

№	ПС, РП, ТП	ПС, РП, ТП	A	WPпогр	WPген	dWP абн	dWP т.п.	%	Марка	I/S доп	I/S min	I/S max	%
11	КТП-2.Т1.04	КТП-2.Л-1		4509			317		2740*А-25+360*	105	10,1	10,1	9,6
12	КТП-2.Т1.04	КТП-2.Л-2		1649			3		400*А-35	170	3,5	3,5	2,1
13	КТП-2.Т1.04	КТП-2.Л-3		428			1		700*А-25	135	0,9	0,9	0,7
14	КТП-266.Т1.04	КТП-266.Л-1		3780			116		1190*А-25+910*	135	8,2	8,2	6,1
15	КТП-266.Т1.04	КТП-266.Л-2		2600			29		1000*А-25	135	5,5	5,5	4,1
16	КТП-81	КТП-81.Т1.04		700			1021		ТМ-180/10/0.4	180	27,8	27,8	15,5
17	КТП-272	КТП-272.Т1.04	A	2517		417	407		ТМ-160/10/0.4	160	3,5	3,5	2,2
18	КТП-305.Т1.04	КТП-305.Л-2		546			1		500*А-25	135	1,1	1,1	0,8
19	КТП-81.Т1.04	КТП-81.Л-1		10119			417		1200*А-35	170	22,7	22,7	13,3
20	КТП-81.Т1.04	КТП-81.Л-2		6500			216		1500*А-35	170	14,6	14,6	8,6
21	КТП-173.Т1.04	КТП-173.Л-1		6243			227		1800*А-35	170	13,6	13,6	8,0
22	КТП-173.Т1.04	КТП-173.Л-2		7327			669		3500*А-35	170	16,8	16,8	9,9
23	КТП-173.Т1.04	КТП-173.Л-3		989			2		700*А-35	170	2,1	2,1	1,2
24	ЗТП-324.1	ЗТП-324.Т1.04					404		ТМ-160/10/0.4	160	1,6	1,6	1,0
25	ЗТП-324.2	ЗТП-324.Т2.04					752		ТМ-400/10/0.4	400	4,1	4,1	1,0
26	КТП-306.Т1.04	КТП-306.Л-1		1171			2		400*А-25	135	2,5	2,5	1,8
27	ЗТП-324.Т2.04	ЗТП-324.Л-3		50			0		50*А-35	170	0,1	0,1	0,1
28	КТП-247	КТП-247.Т1.04		786			262		ТМ-100/10/0.4	100	3,5	3,5	3,5
29	КТП-82.Т1.04	КТП-82.Л-1		7554			470		1440*А-25+200*	135	17,2	17,2	12,7
30	КТП-82.Т1.04	КТП-82.Л-2		9983			1070		2100*А-25	135	23,2	23,2	17,2
31	КТП-83.Т1.04	КТП-83.Л-1		789			3		960*А-25	135	1,7	1,7	1,3
32	КТП-83.Т1.04	КТП-83.Л-2		1856			27		1640*А-25	135	4,2	4,2	3,1
33	КТП-247.Т1.04	КТП-247.Л-2		1456			0		20*А-35	170	3,1	3,1	1,8
34	КТП-340	КТП-340.Т1.04	A	112			87		ТМ-10/10/0.4	10	0,1	0,1	1,2
35	КТП-233	КТП-233.Т1.04		277			195		ТМ-63/10/0.4	63	4,9	4,9	7,7
36	КТП-207	КТП-207.Т1.04					584		ТМ-250/10/0.4	250	3,2	3,2	1,3
37	КТП-233.Т1.04	КТП-233.Л-2		2899			39		700*А-16	105	6,2	6,2	5,9
38	КТП-207.Т1.04	КТП-207.Л-1		440			1		175*А-35+525*А	135	1,0	1,0	0,8
39	ЗТП-84.1	ЗТП-84.Т1.04		261			427		ТМ-160/10/0.4	160	18,3	18,3	11,5
40	ЗТП-84.Т1.04	ЗТП-84.Л-4		1652			8		700*А-25	135	3,6	3,6	2,6
41	ЗТП-84.Т1.04	ЗТП-84.Л-1		2222			1		20*А-35	170	4,8	4,8	2,8
42	ЗТП-84.Т1.04	ЗТП-84.Л-5		2940			33		400*А-50+700*А	135	6,3	6,3	4,7
43	ЗТП-84.Т1.04	ЗТП-84.Л-2		4912			37		500*А-35	170	10,5	10,5	6,2
44		<<< Всего >>>		117048			459		14919	10,3			

F2 сохранить F3 поиск F4 ред/просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки

Узел: 3338 Ветвь: 3373 БП: 9 ФМ: 0 Нет питания: 8 Контуров: 0 У: У: Ил Ст

Рис.26. Розгорнутий баланс електроенергії по фідеру Ф-0115.

Список присоединений по линии ЗТП-84.1 - ЗТП-84.Т1.04

№	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	Нт.у.	Тип	У/Н	Нсчегч.	Ктт	Ктн	Ксч	с	л	W	Wт	Wл	Wсум	WP
1	ЗТП-84.Т1.04	ЗТП-84			393	П-ць Пінкюевсь	1	1	У	086095	1	1	20		120				120	120
2	ЗТП-84.Т1.04	ЗТП-84			677	КП "Маркет" Із	9	1	У	0908292	1	1	1		141				141	141
3	ЗТП-84.Л-4	ЗТП-84	Т-1	Л-4	406	П-ць Гуменюк	0	1	У	035428	1	1	1		150				150	150
4	ЗТП-84.Л-4	ЗТП-84	Т-1	Л-4	661	П-ць Конончук	1	1	У	0103170	1	1	1		110				110	110
5	ЗТП-84.Л-4	ЗТП-84	Т-1	Л-4	77	Лютарська сіль	9	1	У	9193678	1	1	1							
6	ЗТП-84.Л-4					Бытовые абоне	13													1392
7	ЗТП-84.Л-1	ЗТП-84	Т-1	Л-1	51	Відділ освіти Із	34	1	У	335656	1	1	6		1 270			270	270	
8	ЗТП-84.Л-1	ЗТП-84	Т-1	Л-1	51	Відділ освіти Із	35	1	У	028787	1	1	1		1					
9	ЗТП-84.Л-1	ЗТП-84	Т-1	Л-1	51	Відділ освіти Із	43	1	У	1103743	1	1	1		1					
10	ЗТП-84.Л-1	ЗТП-84	Т-1	Л-1	51	Відділ освіти Із	144	1	У	5725868	1	1	3		1 90			90	90	
11	ЗТП-84.Л-1					Бытовые абоне	21													1862
12	ЗТП-84.Л-5					Бытовые абоне	45													2940
13	ЗТП-84.Л-2	ЗТП-84	Т-1	Л-2	399	Плужнянське к	8	1	У	1236413	1	1	1		1 100			100	100	
14	ЗТП-84.Л-2					Бытовые абоне	75													4812
15	Всего																			11987

Выбрать Отменить Печать Привязка к узлам схемы

Рис.27. Перелік споживачів, підключених до ЗТП-84 Т1.

**Висновки:**

1. Для уточнення розрахунків складової технічних втрат електроенергії необхідно створювати базу добових графіків навантажень (типових або за приладами обліку).

2. Необхідний логічний підхід до вибору типу завантаження ліній 0.4 кВ (навантаження в кінці або розподілене навантаження вздовж лінії) оскільки втрати в них мають досить вагому частку від сумарних технічних втрат, а також можуть приводити до неможливості розрахунку режиму (ітераційний процес розходиться).

3. Перед розрахунком технічних втрат необхідно виконувати аналіз усталеного режиму схеми (рівні напруг, завантаження ліній і трансформаторів). Порушення допустимих параметрів (перевантаження ліній або трансформаторів) скоріш за все є помилкою у вихідних даних.

4. Розрахунок технічних втрат бажано виконувати по графікам навантажень, або по середньоквадратичним навантаженням.

5. Невідповідність комутаційного стану мережі за поточний період до стану розрахункової схеми приводять до некоректних значень балансів електроенергії, приведених до вводів і фідерів підстанцій. Також необхідно враховувати зміни комутаційного стану мережі за розрахунковий період.