6. ЗАГУБИ НА МОЌНОСТ И ЕНЕРГИЈА ВО ЕЛЕКТРИЧНИТЕ МРЕЖИ

Во современите ЕЕС загубите на електрична енергија достигаат 10–15% од вредноста на вкупната произведена електрична енергија. Големината на овие загуби битно влијае врз вкупните годишни експлоатациони трошоци, а со тоа и на цената на испорачаната електрична енергија.

6.1. ЗАГУБИ НА МОЌНОСТ ВО ЕЛЕМЕНТИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ МРЕЖИ

Загубата на активна моќност ΔP во елемент од електроенергетската мрежа зависи од неговиот активен отпор R и од струјата I, односно од пренесуваната активна P и реактивна моќност Q. За трифазните водови загубата ΔP_V ќе биде:

$$\Delta P_V = 3 \cdot R \cdot I^2 = R \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \ . \tag{6.1}$$

Кај трансформаторите загубите на активната моќност ΔP_T ќе се состојат од два дела: константен дел (ΔP_{Fe}), кој не зависи од оптоварувањето, и варијабилен дел (ΔP_{Cu}), кој зависи од моќноста S низ трансформаторот, односно:

$$\Delta P_T = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun} \cdot (S/S_n)^2 = \Delta P_{Fe} + \alpha^2 \cdot \Delta P_{Cun} \ . \tag{6.2}$$

Во последната равенка е воведен т.н. *коефициент на оптоварување* на трансформаторот $\alpha = S/S_n$, кој, како што знаеме, претставува однос помеѓу моќноста на оптоварување S и номиналната моќност на трансформаторот S_n. Во равенката (6.2) со ΔP_{Cun} се означени загубите во бакар при номиналното оптоварување.

6.2. ЗАГУБИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ЕЛЕМЕНТИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИТЕ МРЕЖИ

Доколку моќностите на оптоварување P, Q, односно привидната моќност S, се во посматраниот временски период T константни, тогаш изгубената активна енергија ΔW во соодветниот елемент од мрежата за посматраниот временски период ќе се добие како производ:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T . \tag{6.3}$$

Меѓутоа, ако моќностите на оптоварување *P, Q* и *S* се временски променливи, тогаш изгубената активна енергија ΔW во посматраниот период T ќе биде:

$$\Delta W = \int_{o}^{T} \Delta P(t) \cdot dt \ . \tag{6.4}$$

Според тоа, загубите на активна енергија кај водовите ќе бидат:

$$\Delta W_V = \int_0^T \Delta P_V(t) \cdot dt = \int_0^T 3 \cdot R \cdot I^2(t) \cdot dt = R \cdot \int_0^T \frac{S^2(t)}{U^2(t)} \cdot dt \ , \tag{6.5}$$

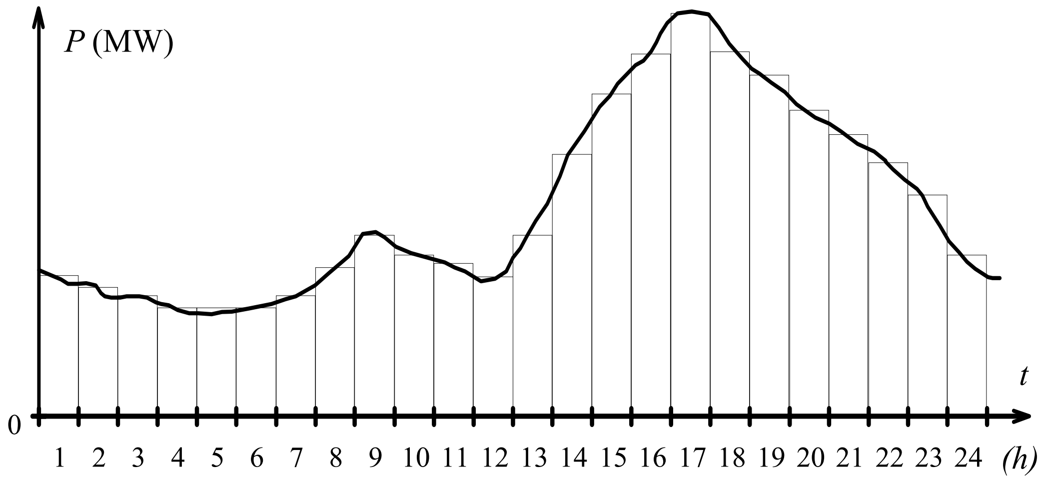
додека кај трансформаторите, ќе имаме:

$$\Delta W_T = \int_0^T (\Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun} \cdot \frac{S^2(t)}{S_n^2}) \cdot dt = \Delta P_{Fe} \cdot T + \Delta P_{Cun} \cdot \int_0^T \frac{S^2(t)}{S_n^2} \cdot dt . \tag{6.6}$$

Временски променливите оптоварувања *P(t)* и *Q(t)* или пак *S(t)* честопати се прикажуваат со помош на график, кој може да се апроксимира со скалеста крива (сл. 6.1). Во тој случај загубите на активна енергија ΔW ќе изнесуваат:

$$\Delta W_V = R \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i = R \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{S_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i \ , \tag{6.7}$$

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} \cdot T + \Delta P_{Cun} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{S_i^2}{S_n^2} \cdot \Delta t_i \ . \tag{6.8}$$



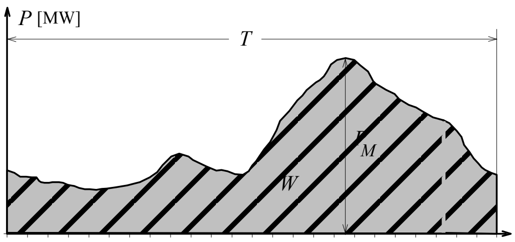
Слика 6.1. Дневен дијаграм на активното оптоварување и негова апроксимација со скалеста крива

Бидејќи вредностите на напонот U_i во поедините временски интервали Δt_i не можеме однапред да ги предвидиме, најчесто се усвојува:

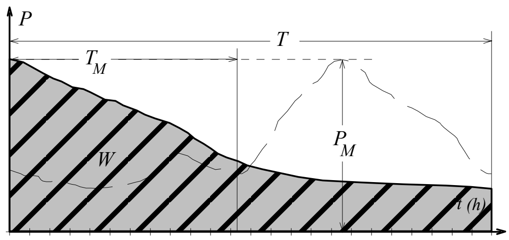
$$U_i \approx U_n\,;\ \ (i = 1,\ n)\,. \tag{6.9}$$

Шрафираната површина на сл. 6.2 а, б е пропорционална на вкупната активна енергија $W = \int P(t)\cdot \mathrm{d}t$ што му се испорачува на потрошувачот во периодот T.

$$W = \int_0^T P(t)\cdot dt\,, \tag{6.10}$$



а) Дневен дијаграм на активното оптоварување *P=P(t)*



б) Подреден дневен дијаграм на активното оптоварување

Слика 6.2. Кон појаснувањето на поимот "време на максимална моќност"

Преземенaта енергија можеме да ја изразиме и преку т.н. *"употребно време" или "време на максимална моќност"* T_M кое е дефинирано со изразот (6.11). Според тоа, T_M претставува време за кое истото количество електрична енергија W ќе му се предаде на потрошувачот ако тој работи со константна моќност, еднаква на неговата максимална моќност P_M :

Понатаму, од самата дефиниција за времето T_M следи:

$$T_M = \frac{W}{P_M} = \int_0^T \frac{P(t)}{P_M} \cdot dt \,, \tag{6.11}$$

или приближно:

$$T_M \approx \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i}{P_M} \cdot \Delta t_i \ . \tag{6.12}$$

Со оглед на релацијата (6.9) загубите на активна енергија во вод, согласно (6.5), ќе бидат:

$$\Delta W_V = R \cdot \int_0^T \frac{S^2(t)}{U^2(t)} \cdot dt \approx \frac{R}{U_n^2} \cdot S_M^2 \cdot \int_0^T \frac{S^2(t)}{S_M^2} \cdot dt \ . \tag{6.13}$$

Бидејќи загубите на активна моќност ΔP_M во режимот на максимално оптоварување, кога пренесуваната привидна моќност ја има својата максимална вредност S_M изнесуваат:

$$\Delta P_M = 3 \cdot R \cdot I_M^2 = R \cdot \frac{S_M^2}{U_M^2} \approx R \cdot \frac{S_M^2}{U_n^2} \ , \tag{6.14}$$

за изразот (6.13) можеме да пишуваме:

$$\Delta W_V = \Delta P_M \cdot \tau \,, \tag{6.15}$$

каде што е:

$$\tau = \int_0^T \frac{S^2(t)}{S_M^2} \cdot dt \ \approx \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{S_i}{S_M}\right)^2 \cdot \Delta t_i \ . \tag{6.16}$$

Големината τ се нарекува *време на максимални загуби* или, скратено, *време на загуби.* Таа претставува време за кое загубите на активната енергија што ќе се остварат при пренесувањето на максималната привидна моќност S_M ќе бидат еднакви на загубите што се остваруваат при пренесувањето на променливата моќност на оптоварувањето (потрошувачот) во текот на посматраниот период T .

Времињата T_M и τ се однесуваат на еден ист дијаграм на оптоварување, па затоа помеѓу нив постои некаква врска. Таа врска приближно може да се опише со следната емпириска релација:

$$\tau = (0{,}124 + \frac{T_M}{10.000})^2 \cdot 8760 \ , \qquad (6.17)$$

и се однесува на годишните дијаграми на оптоварување на потрошувачите (T = 1 год. = 8760 h).

Кога станува збор за дневни дијаграми на оптоварување тогаш формулата (6.17) се модифицира во обликот (6.17а):

$$\tau = (0{,}124 + 0{,}876 \cdot \frac{T_M}{T})^2 \cdot T \ , \qquad (6.17а)$$

Во стручната литература се среќаваат и други емириски изрази за проценка на времето на загуби τ врз основа на познатото употребно време T_M односно познатиот *фактор на товарот m*, дефиниран со следната релација.

$$m = \frac{T_M}{T} = \frac{P_{sr}}{P_M} \ . \ (P_{sr} = \text{средна моќност}) \qquad (6.17б)$$

Кај нас доста често се користат следните изрази за пресметка на времето на загуби τ:

$$\tau = (0{,}17 \cdot m + 0{,}83 \cdot m^2) \cdot T \ ; \qquad (6.17в)$$

$$\tau = (0{,}3 \cdot m + 0{,}7 \cdot m^2) \cdot T \ ; \qquad (6.17г)$$

$$\tau = (0{,}124 + 0{,}8760 \cdot m)^2 \cdot T \ ; \qquad (6.17д)$$

Последната релација практично произлегува од релацијата (6.17а) но овозможува и работа со дневни дијаграми на оптоварување.

Времето на максимална моќност T_M се определува од дневниот дијаграм на оптоварување на потрошувачот. Различни типови потрошувачи имаат различни дијаграми на оптоварување, па според тоа и различни времиња T_M и τ. За непостоечките потрошувачи (потрошувачи кои ќе се појават во мрежата во иднина), како и за потрошувачите за кои не е познат дијаграмот на оптоварување, времето T_M се зема (отчитува) од разни прирачници. За таа цел може да се користи и табелата 6.1.

Табела 6.1. Зависност на времето на максимална моќност од типот на потрошувачот

Група на потрошувачи	$T_M \; \frac{\text{час}}{\text{год}}$
Дистрибутивни мрежи за низок напон	1200 – 2800
Дистрибутивни мрежи за среден напон (до 35 kV)	2000 – 3500
Високонапонски преносни мрежи (до 110 kV)	3000 – 4500
Високонапонски преносни мрежи (над 110 kV)	4000 – 4500
Комунално–битов товар во градовите и селата	2000 – 3000
Индустрија – општо:	
Работа во една смена	1500 – 2000
Работа во две смени	3000 – 4500
Работа во три смени	5000 – 7000
Непрекинато производство	8000
Металургиска индустрија	6500
Хемиска индустрија	5800
Рударска индустрија	5000
Машинска индустрија	4400
Индустрија на хартија	5500
Прехранбена индустрија	5000
Графичка индустрија	3000
Текстилна индустрија	4500
Дрвно–преработувачка индустрија	2500
Индустрија за производство на ел. апарати	5000

Според тоа, загубите на активната енергија ΔW_V во електроенергетските водови за периодот T ќе бидат дадени со изразот (6.15), додека кај трансформаторите, кај кои имаме уште и загуби кои не зависат од оптоварувањето, загубите на активната енергија ги пресметуваме со релациите:

$$\Delta W_T = \int_0^T \Delta P(t)\cdot dt = \int_0^T [\Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun}\cdot\frac{S^2(t)}{S_n^2}]\cdot dt \text{ , или}$$

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe}\cdot T + \Delta P_{Cun}\cdot\int_0^T \frac{S^2(t)}{S_n^2}\cdot dt. \tag{6.18}$$

Со оглед на (6.16), се добива:

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} \cdot T + \Delta P_{Cun} \cdot \frac{S_M^2}{S_n^2} \cdot \tau \ . \tag{6.19}$$

Вкупните загуби на моќност во една мрежа, во даден режим на работа, претставуваат збир од загубите на моќност во сите нејзини елементи.

Вкупните загуби на активна и реактивна енергија во една мрежа, во даден период, претставуваат збир од загубите на активна и реактивна енергија во сите нејзини елементи.

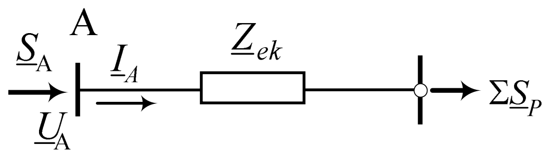
6.3. МЕТОД НА ЕКВИВАЛЕНТНА ОТПОРНОСТ (ИМПЕДАНЦИЈА)

Кога во една мрежа или, пак, во дел од некоја мрежа не е неопходно да ја познаваме деталната состојба со која се опишани напонските и струјните прилики туку ни е доволно да ги знаеме само загубите на моќност односно енергија во неа, тогаш заради зголемување на брзината на пресметување и намалување на обемот на работата е згодно тој дел од мрежата да се замени со некаков негов еквивалент кој ќе има едноставна и компактна форма. Се разбира дека во тој случај, за да биде еквивалентирањето успешно, ќе биде неопходно загубите на моќност $\Delta \underline{S}_{ek}$ во еквивалентната мрежа да бидат исти со вистинските загуби $\Delta \underline{S}$ во реалната мрежа, т.е.:

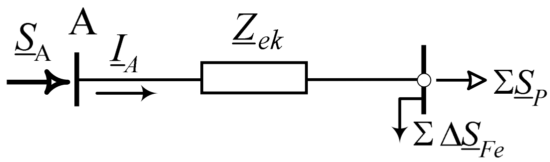
$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_{ek} = (\Delta P_{ek} + j\Delta Q_{ek}).$$

Со методот на еквивалентна отпорност (импеданција) е можно цела една мрежа, или пак дел од една постојна мрежа, заедно со нејзините потрошувачи, да се еквивалентира (замени) со друга, многу поедноставна мрежа. Притоа, како што беше нагласено, еквивалентот треба да биде таков што ќе овозможи загубите на моќност $\Delta \underline{S}_{ek}$ во еквивалентната мрежа да бидат исти со вистинските загуби $\Delta \underline{S}$ во реалната мрежа, т.е. $\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_{ek}$.

Може да се покаже дека една СН мрежа составена само од водови може да се еквивалентира само со една единствена импеданција, како што е тоа прикажано на сликата 6.3.1а. Кога мрежата содржи и трансформатори тогаш покрај импеданцијата $\underline{Z}_{ek}$ еквивалентот на мрежата ќе содржи и еден фиктивен потрошувач со којшто се опфаќаат и загубите на моќност во трансформаторите коишто не зависат од оптоварувањето (загуби во железо), како на сликата 6.3.1б.



а) Модел на мрежа составена само од водови



) Модел кога мрежата содржи и трансформатори

Слика 6.3.1 Еквивалентни модели на дистрибутивната мрежа:
а) мрежа составена само од водови;
б) мрежа што содржи и трансформатори

Методот на еквивалентирање на мрежата често се користи за пресметување на загубите на моќност и енергија во разгранетите СН дистрибутивни мрежи кај кои е можно делови од дистрибутивната мрежа (нпр. цели изводи) да се прикажат компактирано без тоа да се одрази врз точноста на пресметките во останатиот дел од мрежата.

Ќе посматраме една дистрибутивна мрежа составена од n_g елементи (гранки). Со $Z(i)=R(i)+jX(i)$; ($i = 1, n_g$) ќе ги означиме импеданциите на редните гранки од одделните елементи во дистрибутивната мрежа. Доколку во мрежата постојат и трансформатори, тогаш со $S_{nT}(k)$, $\Delta P_{Cun}(k)$, $\Delta P_{Fe}(k)$ и $\Delta Q_{Fe}(k)$ ќе ги означиме номиналните параметри на k–тиот трансформатор.

Понатаму со $\underline{I}_\Sigma(i)$; ($i = 1, n_g$) ќе ја означиме струјата низ i – тата гранка од мрежата. Во тој случај ако со I_A ја означиме струјата во напојната точка А, тогаш ќе биде:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_\Sigma(1)\ ,$$

каде што со $\underline{I}_\Sigma(1)$ е означена струјата во главната (напојна) делница.

Ако низ i–тиот елемент од мрежата со импеданција $Z(i) = R(i)+jX(i)$ тече струја $I_\Sigma(i)$, тогаш загубата на моќност $\Delta\underline{S}(i)$ во водот ќе биде:

$$\Delta\underline{S}(i) = 3\cdot\underline{Z}(i)\cdot I_\Sigma(i)^2 = 3\cdot\underline{Z}(i)\cdot k_i^2\cdot I_A^2.$$

Во последната релација со $\underline{k}_i$ е означен односот на струјата низ i–тата делница и струјата низ главната (напојна) делница, т.е.

$$\underline{k}_i = \frac{\underline{I}_\Sigma(i)}{\underline{I}_A}. \tag{6.3.1}$$

Бидејќи напоните во мрежата малку се разликуваат од номионалниот напон и се блиски меѓусебе по големина, односот на струите (6.3.1) може, приближно, да се напише и на следниот начин:

$$\underline{k}_i = \frac{\underline{I}_\Sigma(i)}{\underline{I}_A} = \frac{\underline{I}_\Sigma(i)}{\underline{I}_A}\cdot\frac{\sqrt{3}\cdot U_n}{\sqrt{3}\cdot U_n} \approx \frac{\underline{S}_\Sigma^*(i)}{\underline{S}_A^*};\ \Rightarrow\ k_i^2 \approx \frac{S_\Sigma^2(i)}{S_A^2}. \tag{6.3.2}$$

Во последната релација со $\underline{S}_A$ е означена сумарната моќност на мрежата т.е. моќноста во напојната делница додека со $\underline{S}_\Sigma(i)$ е означена моќноста што тече низ i–тата делница од мрежата. Кога е мрежата со радијална структура, без контури, тогаш моќноста $\underline{S}_\Sigma(i)$ е приближно еднаква на сумата на моќностите на сите потрошувачи што се напојуваат преку посматранaта, i−та, делница. Од тука произлегува дека коефициентот $\underline{k}_i = \underline{S}_\Sigma(i)/S_A$ може да се нарече и "коефициент на учество" на потрошувачите коишто се напојуваат преку посматраната, i–та, делница во вкупната моќност на мрежата $\underline{S}_A$ што тече низ главната делница.

Вкупните загуби во мрежата $\Delta\underline{S}$ можеме ги поделиме на загуби коишто зависат од товарот (варијабилни загуби) $\Delta\underline{S}_{\text{var}}$ и на загуби коишто не зависат од товарот (константни загуби) $\Delta\underline{S}_{\text{const.}}$. Варијабилните загуби се остваруваат во водовите $\Delta\underline{S}_V$ и во редните гранки од енергетските трансформатори (т.н. загуби во бакар $\Delta\underline{S}_{Cu}$). Загубите во мрежата коишто не зависат од оптоварувањето се всушност сумарните загуби во железото на енергетските трансформатори, т.е:

$$\Delta\underline{S}_{\text{const.}} = \Sigma\Delta\underline{S}_{Fe}\ .$$

На тој начин за загубите во мрежата $\Delta\underline{S}$ можеме да пишуваме:

$$\Delta\underline{S} = \Delta\underline{S}_{\text{var}} + \Delta\underline{S}_{\text{const.}} = \Delta\underline{S}_{\text{var}} + \Sigma\,\Delta\underline{S}_{Fe}.$$

Варијабилните загуби $\Delta\underline{S}_{\text{var}}$ ќе се добијат со сумирање на загубите на моќност во сите редни гранки од мрежата, т.е.

$$\Delta\underline{S}_{\text{var}} = \sum_{i=1}^{n_g}\Delta\underline{S}(i) = \sum_{i=1}^{n_g} 3\cdot Z(i)\cdot I_{\Sigma}^2(i) = 3\cdot I_A^2\cdot\sum_{i=1}^{n_g} Z(i)\cdot\frac{I_{\Sigma}^2(i)}{I_A^2};$$

$$\Delta\underline{S}_{\text{var}} = 3\cdot I_A^2\cdot\sum_{i=1}^{n_g} k_i^2\cdot Z(i).$$

Ако ја воведеме ознаката:

$$\underline{Z}_{ek} = \sum_{i=1}^{n_g} k_i^2\cdot\underline{Z}(i), \tag{6.3.3}$$

тогаш за варијабилните загуби можеме да пишуваме:

$$\Delta\underline{S}_{\text{var}} = 3\cdot\underline{Z}_{ek}\cdot I_A^2.$$

Знаејќи ја еквивалентната импеданција на мрежата $\underline{Z}_{ek}$, вкупните загуби во мрежата можеме да ги пресметаме на едноставен начин:

$$\Delta\underline{S} = \Delta\underline{S}_{\text{var}} + \Delta\underline{S}_{\text{const.}} = 3\cdot\underline{Z}_{ek}\cdot I_A^2 + \Sigma\,\Delta\underline{S}_{Fe}.$$

Значи еквивалентната импеданција на мрежата $\underline{Z}_{ek}$ се добива на едноставен начин со помош на релацијата (6.3.3). Притоа најголема тешкотија во нејзиното определување е пресметувањето на коефициентите на учество k_i. Но кај радијалните мрежи, какви што се најчесто СН и НН дистрибутивни мрежи, овие коефициенти се определуваат сосема едноставно со просто сумирање на моќностите што се напојуваат преку поедините делници од мрежата.

Од изразот (6.3.3) се заклучува дека еквивалентната импеданција на мрежата $\underline{Z}_{ek}$ не зависи само од параметрите на мрежата туку зависи и од просторната и временска распределба на товарот во неа. Бидејќи, во општ случај, распределбата на товарот во една мрежа не е константна туку, зависно од режимот на работа, во разни моменти на посматрање на мрежата таа е различна, произлегува дека и еквивалентната импеданција на мрежата $\underline{Z}_{ek}$ е во различни моменти на посматрање различна. Само во специјални случаи (кои за среќа се доста чести во практиката) таа распределба е константна или приближно константна.

Нас најчесто нè интересираат загубите на моќност во мрежата за режимот на максимално оптоварување бидејќи преку пресметаните загуби во тој режим се проценуваат и загубите на енергија во мрежата. Затоа режимот на максималното оптоварување обично се усвојува како карактеристичен за којшто се вршат пресметки на коефициентите на учество k_i и на вредноста на еквивалентната импеданција на мрежата $\underline{Z}_{ek}$.

Кога не постојат податоци врз основа на кои би била извршена деталната пресметка на состојбата во мрежата за даден режим на работа, се прибегнува кон поедноставување на пресметковната процедура и се воведуваат некои претпоставки. Една таква многу често воведувана, и сосема логична, претпоставка е усвојување на константни коефициенти на учество преку целиот ден. Имено ако се усвои претпоставката дека учеството на моќноста на секој потрошувач од мрежата во сумарната моќност $\underline{S}_A$ е пропорционално на инсталираната моќност на трансформаторот преку којшто тој се напојува тогаш ќе добиеме:

$$\underline{k}_i = \frac{\underline{S}_\Sigma(i)}{\underline{S}_A} = \frac{\sum\limits_{j\in\omega_i} S_{nT}(j)}{\sum S_{nT}} = \text{const.} \quad (i = 1, n_g). \tag{6.3.4}$$

Во релацијата (6.3.4) со ΣS_{nT} е означена сумарната инсталирана моќност на сите трансформатори во мрежата. Понатаму со $S_{nT}(j)$ е означена номиналната моќност на j–тиот трансформатор а со ω_i е означено множеството од потрошувачи (трансформатори) коишто се напојуваат преку i–тата делница од мрежата.

Во тој случај, под претпоставка на константни коефициенти на учество k_i, за да се пресметаат загубите на моќност /енергија во дистрибутивната мрежа доволно ќе биде да се познавааат само параметрите на елементите од мрежата и струјата (моќноста) во напојната делница бидејќи еквивалентна импеданција $\underline{Z}_{ek} = (R_{ek} + jX_{ek})$ нема да зависи од режимот на работа на мрежата и ќе се пресметува на едноставен начин, со помош на релацијата (6.3.5):

$$\underline{Z}_{ek} = \sum_{i=1}^{n_g} k_i^2 \cdot \underline{Z}(i) = \sum_{i=1}^{n_g} \left[R(i) + jX(i)\right] \cdot \left[\frac{\sum\limits_{j\in\omega_i} S_{nT}(j)}{\sum S_{nT}}\right]^2 . \tag{6.3.5}$$

6.4. ПРИМЕРИ

Пример 6.1. Подредениот годишен дијаграм на оптоварување на еден потрошувач аналитички може приближно да се опише на следните два начина:

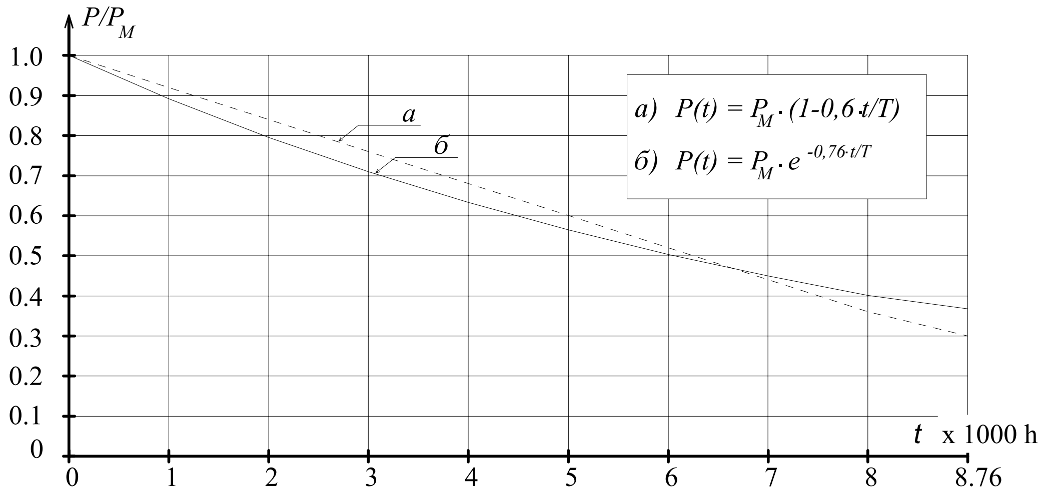
а) со кривата $P(t) = P_M \cdot (1 - 0{,}6 \cdot t/T)$;

б) со кривата: $P(t) = T_M \cdot e^{-0{,}76 \cdot t/T}$; $T = 8760$ h.

За двата наведени случаја да се определат следните параметри:

1) Вкупната преземена електрична енергија во текот на годината W;
2) Времето на максимална моќност P_M;
3) Времето на загуби τ;
4) Средногодишната моќност на потрошувачот P_{sr} и факторот на товарот $m = P_{sr}/P_M$;
5) Факторот на загуби $\theta = \tau/T$.

Познато е дека потрошувачот работи преку целата година со константен фактор на моќност $\cos\varphi = 0{,}9$.



Слика 6.1. Графички приказ на подредените годишни дијаграми на потрошувачот од примерот 6.1

Р е ш е н и е :

1) Вкупна преземена енергија

Вкупната преземена енергија W во текот на годината ($T = 1$ год. $= 8760\ h$) ќе биде:

$$W = \int_0^T P(t) \cdot dt \ .$$

Според тоа, во двата посматрани случаја ќе имаме:

$$W_{(a)} = \int_0^T P(t) \cdot dt = \int_0^T P_M \cdot (1 - 0,6 \cdot t / T) \cdot dt = P_M (T - 0,3 \cdot T) = 0,7 \cdot P_M \cdot T$$

$$W_{(b)} = \int_0^T P(t) \cdot dt = \int_0^T P_M \cdot e^{-0,76 \cdot t / T} \cdot dt = \frac{P_M T}{0,76} \cdot (1 - e^{-0,76}) \approx 0,7 \cdot P_M \cdot T \ .$$

2) Време на максимална моќност

Времето на максимална моќност T_M се добива, согласно изразот (6.11), од односот: $T_M = W/P_M$. И во двата разгледувани случаја тоа ќе биде еднакво и ќе изнесува:

$$T_M = \frac{W}{P_M} = \frac{0,7 \cdot P_M \cdot T}{P_M} = 0,7 \cdot T = 0,7 \cdot 8760 = 6132 \text{ h}.$$

3) Време на загуби τ

Времето на загуби τ се дефинира со помош на изразот (6.16):

$$\tau = \int_0^T \frac{S^2(t)}{S_M^2} \cdot dt = \int_0^T [\frac{P(t) / \cos\varphi}{P_M / \cos\varphi_M}]^2 \cdot dt$$

Во првиот случај "а" имаме:

$P(t) = P_M \cdot (1 - 0,6 \cdot t/T)$; $\cos\varphi = \cos\varphi_M = \text{const.}$,

од каде се добива:

$$\tau_a = \int_0^T \frac{P_M^2 \cdot (1 - 0,6 \cdot t / T)^2}{P_M^2} \cdot dt = 0,52 \cdot T = 4555 \text{ h}.$$

Во вториот случај "б" имаме:

$P^2(t) = P_M^2 \cdot e^{-2 \cdot 0,76 \cdot t / T}$; $\cos\varphi = \cos\varphi_M = \text{const.}$,

па следува:

$$\tau_b = \int_0^T \frac{P_M^2 \cdot e^{-1,52 \cdot t / T}}{P_M^2} \cdot dt = \frac{T}{1,52} \cdot (1 - e^{-1,52}) = 0,514 \cdot T = 4503 \text{ h}.$$

4) Средна годишна моќност

Средната годишна моќност ќе ја добиеме од условот:

$P_{sr} \cdot T = P_M \cdot T_M = W,$

од каде што и за двата случаја ќе добиеме идентичен резултат:

$$P_{sr(a)} = P_{sr(b)} = W/T = 0{,}7 \cdot P_M .$$

Оттука произлегува дека факторот на товарот m ќе биде повторно ист за двата случаја, т.е:

$$m = P_{sr}/P_M = 0{,}7.$$

5) Факторот на загуби θ

Факторот на загуби θ ќе го добиеме како однос на времињата τ и T. Според тоа, за случајот "а" ќе добиеме:

$$\theta_a = \tau_a/T = 0{,}52.$$

Во вториот случај "б" ќе имаме:

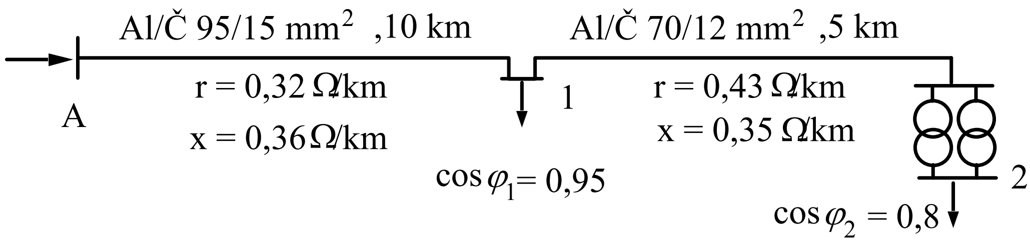
$$\theta_б = \tau_б/T = 0{,}514.$$

□ □ □

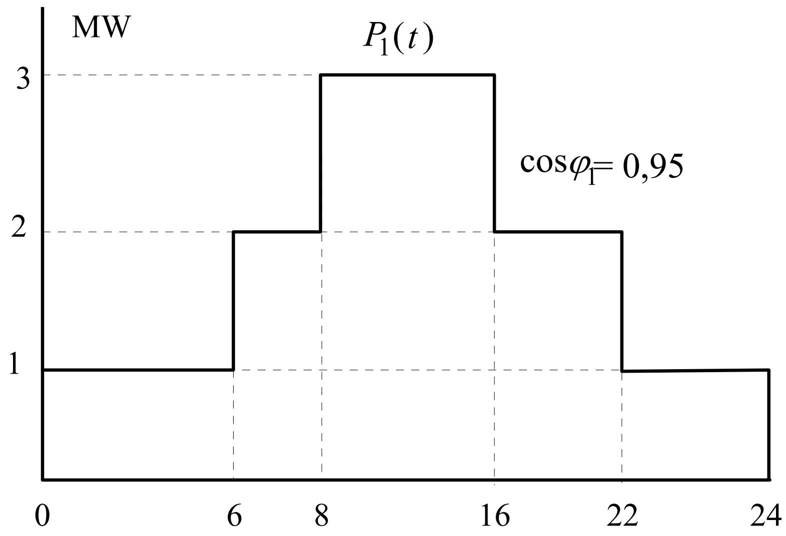
Пример 6.2▼. 35 kV мрежа напојува два потрошувача (сл. 6.2.1) со различни карактеристики и различни дијаграми на оптоварување, прикажани на сликите 6.2.2 и 6.2.3. Потрошувачот 2 се напојува преку една трафостаница 35/6 kV/kV во која се наоѓаат два идентични трансформатора со моќности од по 2,5 MVA, при што едниот од нив се исклучува во ноќните саати, во периодот $22^{00} \div 6^{00}$ h. За секој од трансформаторите се познати следните податоци: 35/6 kV/kV 2,5 MVA $u_k = 8\%$ $i_0 = 1\%$ $\Delta P_{Cun} = 24$ kW; $\Delta P_{Fe} = 5$ kW. Може да се смета дека сите денови од годината во поглед на оптоварувањето се идентични. Да се пресметаат:

а) Дневниот дијаграм $P_{\Sigma 1}(t)$ и неговиот подреден дијаграм на оптоварување на првата делница од мрежата. Колкави се параметрите T_M, m, τ и θ за овој дијаграм.

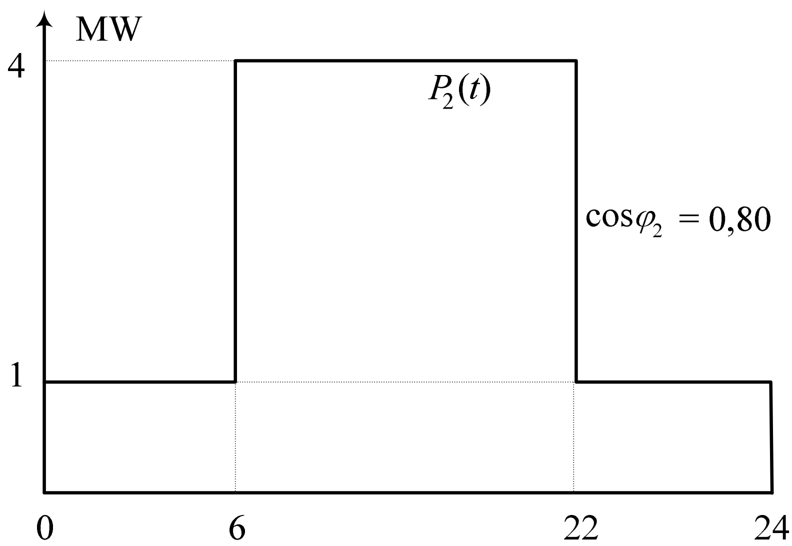
б) Вкупните годишни загуби на енергија во 35 kV мрежа и во трансформацијата.



Слика 6.2.1.



Слика 6.2.2. Дневен дијаграм $P_1(t)$ на првиот потрошувач



Слика 6.2.3. Дневен дијаграм $P_2(t)$ на вториот потрошувач

Решение:

Задачата ќе ја решиме само за случајот под а). Дневниот дијаграм на оптоварување ќе го пресметаме приближно, со занемарување на загубите во мрежата, со директно собирање на моќностите на потрошувачите, т.е. $\underline{S}_{\Sigma 1}(t) = \underline{S}_1(t) + \underline{S}_2(t)$.

Претпоставувајќи дека факторите на моќност на обата потрошувача се константни преку целиот ден и изнесуваат $\cos\varphi_1 = 0{,}95$ и $\cos\varphi_2 = 0{,}8$ − респективно, ќе ја добиеме на тој начин следната табела:

Табела 6.2.1. Дневен дијаграм $\underline{S}_{\Sigma 1}(t) = \underline{S}_1(t)+\underline{S}_2(t)$

Период	Δt	P_1	Q_1	P_2	Q_2	$P_{\Sigma 1}$	$Q_{\Sigma 1}$	$S_{\Sigma 1}$
$00^{00} \div 06^{00}$	6	1.000	0.329	1.000	0.750	2.000	1.079	2.272
$06^{00} \div 08^{00}$	2	2.000	0.657	4.000	3.000	6.000	3.657	7.027
$08^{00} \div 16^{00}$	8	3.000	0.986	4.000	3.000	7.000	3.986	8.055
$14^{00} \div 22^{00}$	6	2.000	0.657	4.000	3.000	6.000	3.657	7.027
$22^{00} \div 24^{00}$	2	1.000	0.329	1.000	0.750	2.000	1.079	2.272

Врз основа на оваа табела, најнапред ќе го пресметаме дневното количество активна енергија $W_{\Sigma 1}$ што тече низ водот V1, а потоа, со помош на изразите (6.12) и (6.16), ќе ги пресметаме употребното време $T_{\Sigma 1M}$ и времето на загуби $\tau_{\Sigma 1M}$ за дневниот дијаграм на оптоварување на водот V1.

$$W_{\Sigma 1} = \sum P_{\Sigma i} \cdot \Delta t_i = 2\cdot 6 + 6\cdot 2 + 7\cdot 8 + 6\cdot 6 + 2\cdot 2 = 120 \text{ MWh}.$$

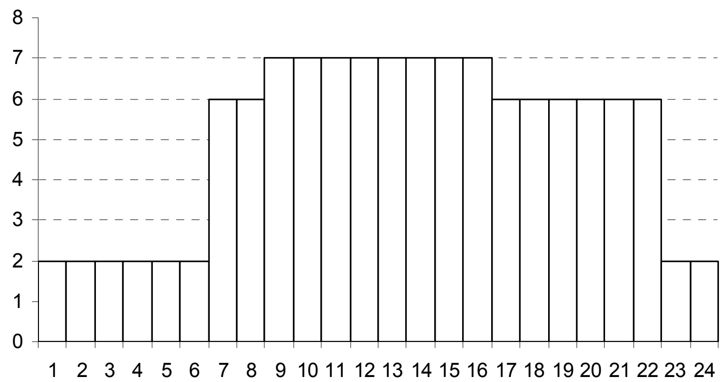
$$P_{\Sigma 1M} = P_{\Sigma 1}(3) = 7 \text{ MW}; \quad S_{\Sigma 1M} = S_{\Sigma 1}(3) = 8{,}055 \text{ MVA};$$

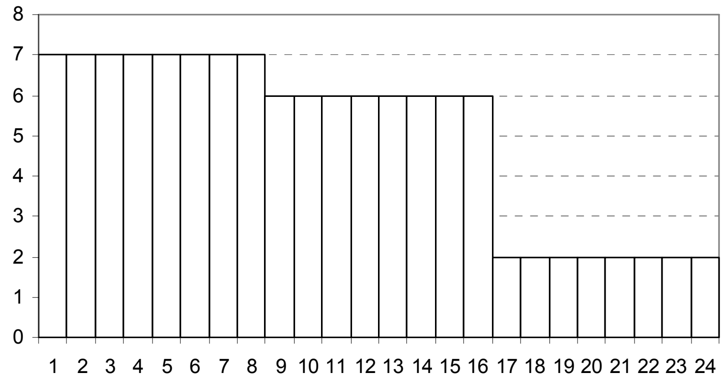
$$T_{\Sigma 1M} = \sum \frac{P_{\Sigma 1i}}{P_{\Sigma 1M}} = \frac{2}{7}\cdot 6 + \frac{6}{7}\cdot 2 + \frac{7}{7}\cdot 8 + \frac{6}{7}\cdot 6 + \frac{2}{7}\cdot 2 = 17{,}143 \text{ h}.$$

$$\tau_{\Sigma 1} = \sum \frac{S_{\Sigma 1i}}{S_{\Sigma 1M}} = \frac{2{,}272}{8{,}055}\cdot 6 + \frac{7{,}027}{8{,}055}\cdot 2 + \cdots + \frac{2{,}272}{8{,}055}\cdot 2 = 14{,}724 \text{ h}.$$

$$m_{\Sigma 1} = \frac{T_{\Sigma 1M}}{T} = \frac{17{,}143}{24} = 0{,}714; \quad \theta_{\Sigma 1} = \frac{\tau_{\Sigma 1M}}{T} = \frac{14{,}724}{24} = 0{,}614.$$

Дневниот дијаграм на оптоварување на водот V1 и неговиот подреден дијаграм се прикажани на сликата 6.2.4.

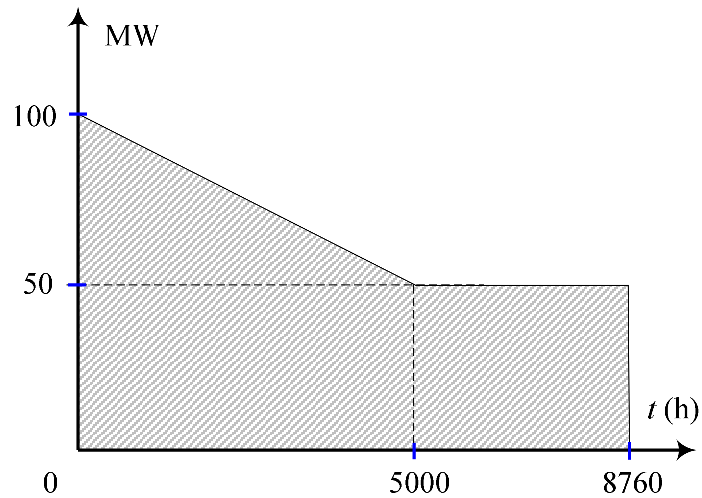




Слика 6.2.4. Дневен дијаграм $P_2(t)$ (горе) и подреден дијаграм на оптоварување (долу) на првата делница (водот V1)

□ □ □

Пример 6.3. На сликата 6.3.1 е прикажан подредениот годишен дијаграм на оптоварување на еден потрошувач. Потрошувачот работи преку целата година со константен фактор на моќност. Да се пресметаат времето на максимална моќност T_M и времето на загуби τ на потрошувачот.



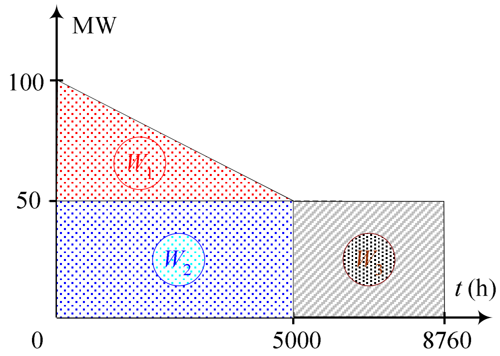
Слика 6.3.1

Р е ш е н и е :

Од сликата 6.3.1 можеме да ја отчитаме врвната моќност на потрошувачот P_M. Таа изнесува:

$P_M = 100$ MW.

Понатаму со помош на истата слика ќе ја пресметаме шрафираната површина под кривата $P(t)$ на подредениот годишен дијаграм на оптоварување на потрошувачот. Оваа површина всушност е еднаква на преземената годишна енергија од самиот потрошувач W:



Слика 6.3.2

$$W = W_1 + W_2 + W_3$$

$$W_1 = \frac{(100-50)\cdot 5000}{2} = 125.000 \text{ MWh};$$

$$W_2 = 50\cdot 5000 = 250.000 \text{ MWh};$$

$$W_3 = (8760-5000)\cdot 50 = 188.000 \text{ MWh};$$

$$W = 563.000 \text{ MWh};$$

$$T_M = \frac{W}{P_M} = \frac{563.000}{100} = 5630 \text{ h}.$$

Времето на загуби ќе го добиеме тргнувајќи од неговата дефиниција, со помош на релацијата (6.16):

$$\tau = \int_0^T \left[\frac{S(t)}{S_M}\right]^2 \cdot dt = \int_0^T \left[\frac{P(t)}{P_M}\right]^2 \cdot dt = \int_0^{5000} \left[\frac{P(t)}{P_M}\right]^2 \cdot dt + \int_{5000}^{8760} \left[\frac{P(t)}{P_M}\right]^2 \cdot dt;$$

Кривата $P(t)$ може да се опише на следниот начин:

1) $P(t) = 100 - \dfrac{50}{5000}\cdot t = 100 - 0{,}01\cdot t$ за $0 \le t \le 5000$ h;

2) $P(t) = 50$ MW за $5000 \le t \le 8760$ h.

На тој начин добиваме:

$$\tau = \int_0^{5000} (1-0{,}0001\cdot t)^2 \cdot dt + \int_{5000}^{8760} 0{,}5^2 \cdot dt = 2916{,}7 + 940 = 3856{,}7 \text{ h}.$$

□ □ □

Пример 6.4. Група потрошувачи со вкупна моќност $\underline{S} = (1000 + j500)$ kVA се напојува од една трансформаторска станица 10/0,4 kV/kV. Трансформацијата на електричната енергија се врши со три идентични, паралелно врзани трансформатори при што, нивниот број во групата n може да се менува. Да се определи бројот на трансформаторите во погонот $n_o = ?$ така што загубите на активна моќност ΔP_T во трансформацијата ќе бидат минимални.

Податоци за секој трансформатор:

$U_{1n}/U_{2n} = 10/0{,}4$ kV/kV; $S_n = 1000$ kVA

$\Delta P_{Cun} = 13{,}5$ kW; $\Delta P_{Fe} = 2{,}7$ kW

$u_k\% = 6\%$; $i_0 = 2\%$.

Р е ш е н и е :

Ако со S ја означиме привидната моќност на потрошувачите:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1000^2 + 500^2} = 1118 \text{ kVA},$$

тогаш низ секој трансформатор во групата ќе тече иста моќност $S_{(1)} = S/n$. Во тој случај загубите на активна моќност $\Delta P_{(1)}$ во еден од трансформаторите ќе изнесуваат:

$$\Delta P_{(1)} = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun} \cdot [\frac{S_{(1)}}{S_n}]^2 = \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n^2} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot (\frac{S}{S_n})^2 ,$$

додека вкупните загуби на активна моќност во групата од n трансформатори ќе биде n пати поголема, или:

$$\Delta P_{(n)} = n \cdot \Delta P_{(1)} = n \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot (\frac{S}{S_n})^2$$

$$\Delta P_{(n)} = n \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot \alpha^2 ; \quad (\alpha = \frac{S}{S_n}).$$

Од последната равенка гледаме дека за даден товар S загубите на активната моќност во трансформацијата зависат само од бројот на трансформаторите во погон n. Оптималниот број на трансформатори во групата n_o за кој загубите $\Delta P = \Delta P_{(n)}$ се минимални, ќе го добиеме од условот:

$$\frac{d(\Delta P)}{dn} = 0,$$

т.е:

$$\Delta P_{Fe} - \Delta P_{Cun} \cdot \frac{\alpha^2}{n^2} = 0 ,$$

од каде што се добива:

$$n = \alpha \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{Cun}}{\Delta P_{Fe}}} = \frac{S}{S_n} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{Cun}}{\Delta P_{Fe}}} .$$

Во конкретниот случај ќе имаме:

$$n = \frac{S}{S_n} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{Cun}}{\Delta P_{Fe}}} = \frac{1118}{1000} \cdot \sqrt{\frac{13,5}{2,7}} = 2,5 ,$$

што значи дека оптималниот број на трансформатори во групата n_o со кој се постига загубите да бидат минимални, ќе биде $n_0 = 2$ или $n_o = 3$. Во случајот кога е $n = 2$ добиваме:

$$\Delta P_{(2)} = 2 \cdot \Delta P_{Fe} + (1/2) \cdot \Delta P_{Cun} \cdot \alpha^2$$

$$\Delta P_{(2)} = 2 \cdot 2,7 + (1/2) \cdot 13,7 \cdot 1,118^2 = 12,95 \text{ kW},$$

додека во случајот кога имаме $n = 3$ трансформатори во групата, вкупните загуби ќе бидат:

$$\Delta P_{(3)} = 3 \cdot \Delta P_{Fe} + (1/3) \cdot \Delta P_{Cun} \cdot \alpha^2$$

$$\Delta P_{(3)} = 3 \cdot 2,7 + (1/3) \cdot 13,7 \cdot 1,118^2 = 13,13 \text{ kW}.$$

Одовде произлегува дека за дадениот режим на работа групата ќе треба да работи со два трансформатора, т.е.:

$$n_0 = 2 .$$

□ □ □

Пример 6.5. Во една дистрибутивна градска трансформаторска станица 35/10 kV/kV се инсталирани 4 идентични, паралелно врзани трансформатори. Бројот n на трансформаторите во групата може да се менува. Бидејќи дневниот дијаграм на оптоварувањето на трафостаницата е изразито нерамномерен, со цел да се зголеми економичноста на погонот во смисла на намалување на загубите на моќност и енергија во трансформацијата, бројот на единиците во погонот n ќе треба да се менува сообразно со сумарното оптоварување на трафостаницата.

Да се утврди економичниот програм на вклучување (исклучување) на трансформаторските единици во групата во сообразност со нејзиното оптоварување така што ќе се постигнат најмали загуби на активна моќност и енергија.

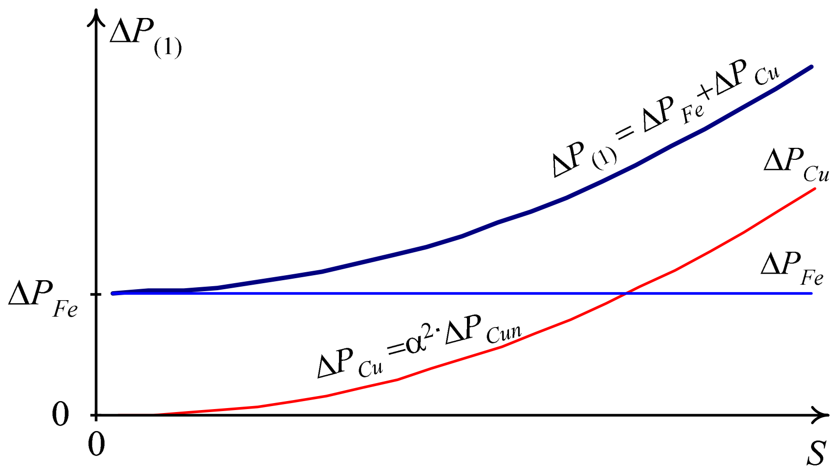
Податоци за секој трансформатор:

35/10 kV/kV; 10 MVA; ΔP_{Cun}= 96 kW; ΔP_{Fe} = 30 kW;

$u_k\%$ = 8% ; i_o =1,2%.

Решение:

Загубите на моќност во енергетските трансформатори се состојат од константен дел (загуби во железото ΔP_{Fe}) и варијабилен дел (џулови загуби во бакарот ΔP_{Cu}). Според изразот (4.59), доколку е познат коефициентот на оптоварување на трансформаторот $\alpha = S/S_n$, загубата на моќност $\Delta P_{(1)}$ во случајот кога се работи за само еден трансформатор, ќе биде: $\Delta P_{(1)} = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu}$, или: $\Delta P_{(1)} = \Delta P_{Fe} + \alpha^2 \cdot \Delta P_{Cun}$.



Слика П.6.5.1. Зависност на загубите $\Delta P_{(1)}$ во еден трансформатор од степенот на неговото оптоварување

Во општ случај, кога бројот на трансформаторите во групата n е произволен, вкупните загуби на активна моќност во трансформацијата, согласно изнесеното во примерот 6.4, ќе бидат:

$$\Delta P_{(n)} = n \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot (\frac{S}{S_n})^2 = n \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot \alpha^2 \;\; ; \; (\alpha = \frac{S}{S_n}).$$

При работа на вкупно n+1 трансформатори во групата, вкупните загуби ќе бидат:

$$\Delta P_{(n+1)} = (n+1) \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot (\frac{S}{S_n})^2$$

$$\Delta P_{(n+1)} = (n+1) \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot \alpha^2.$$

Од последните две равенки можеме да ја определиме привидната моќност на групата $S_{(n)}$ за која се постигнува условот $\Delta P_{(n)} = \Delta P_{(n+1)}$. Оваа моќност ќе биде наедно и граничната привидна моќност на товарот при која ќе треба да се премине од работа со вкупно n, на работа со вкупно n+1 трансформатори во групата, кога товарот расте, односно од вкупно n+1, на вкупно n трансформатори, кога тој се намалува. Графичкиот начин на определувањето на граничната привидна моќност е прикажан на сликата П.6.5.2.

Во согласност со кажаното, ќе имаме:

$$n \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot (\frac{S_{(n)}}{S_n})^2 = (n+1) \cdot \Delta P_{Fe} + \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_{Cun} \cdot (\frac{S_{(n)}}{S_n})^2 .$$

Од последната релација се добива бараната моќност $S = S_{(n)}$:

$$S_{(n)} = S_n \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cun}} \cdot n \cdot (n+1)} \; .$$

Притоа е:

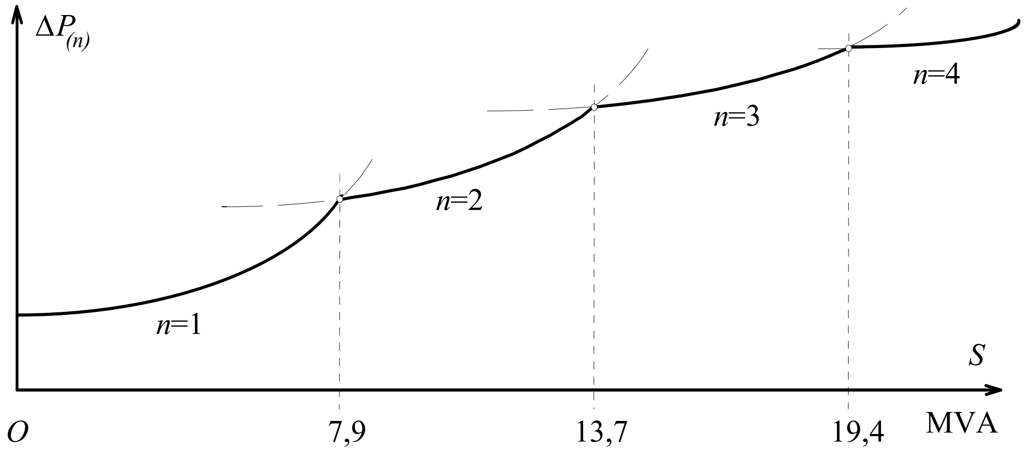
$$\frac{\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cun}} = \frac{30}{96} = 0,3125 \; .$$

На тој начин ги добиваме следните гранични вредности на товарот:

$$S_{(1)} = 10 \cdot \sqrt{1 \cdot 2 \cdot 0,3125} = 7,9 \text{ MVA} \;\; ;$$

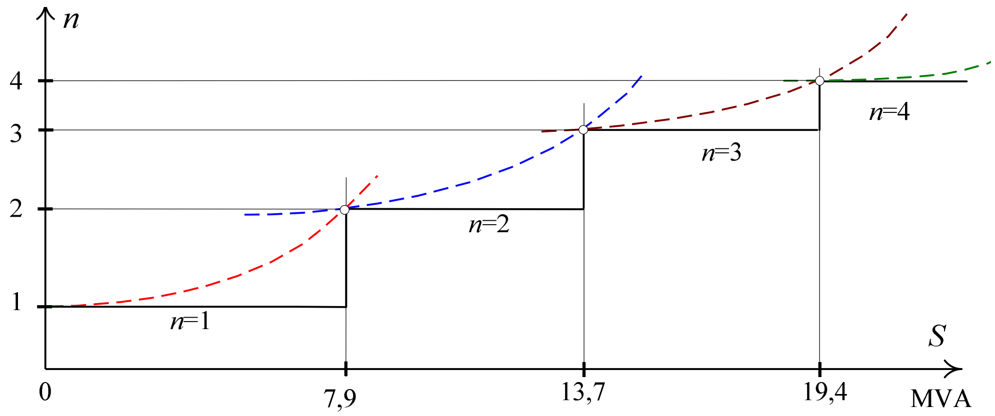
$$S_{(2)} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 3 \cdot 0,3125} = 13,7 \text{ MVA} \; ;$$

$$S_{(3)} = 10 \cdot \sqrt{3 \cdot 4 \cdot 0,3125} = 19,4 \text{ MVA}.$$



Слика П.6.5.2. Зависност на загубите $\Delta P_{(n)}$ во група од *n* идентични, паралелно врзани трансформатори, од сумарната привидна моќност на потрошувачот *S*.

Зависноста на потребниот број трансформатори во групата n од привидната моќност на потрошувачите на трафостаницата S, т.е. "оптималниот возен ред" на групата трансформатори, е прикажан на сл. П.6.5.3.



Слика П.6.5.3. Зависност на потребниот број на трансформатори во групата *n* од оптоварувањето *S*

□ □ □

Пример 6.6. На сликата П.6.6.1 е прикажан 35 kV преносен систем, составен од два идентични 35 kV далекуводи и два идентични трансформатори 35/10 kV/kV, кои работат во паралела. Системот напојува потрошувач (или поточно речено група потрошувачи) кој работи со константен фактор на моќност $\cos\varphi = 0{,}8 = \text{const.}$ и со познат подреден годишен дијаграм на оптоварување, прикажан со следната табела:

Табела П.6.6.1. Податоци за годишниот дијаграм на оптоварување

Период (h)	0 – 2000	2000 – 4000	4000 – 8760
P (MW)	10	5	2
Q (Mvar)	7,5	3,75	1,5
S (Mvar)	12,5	6,25	2,5

Да се определат загубите на привидната моќност $\underline{\Delta S} = \Delta P + j\Delta Q$ во режимот на максималното оптоварување како и вкупните годишни загуби на активна енергија ΔW во системот. Задачата да се реши приближно, така што зголемувањето на оптоварувањето на водовите поради загубите во трансформацијата ќе се занемари, а ќе се занемари и капацитивноста на водовите.

Податоци за параметрите на елементите во системот:

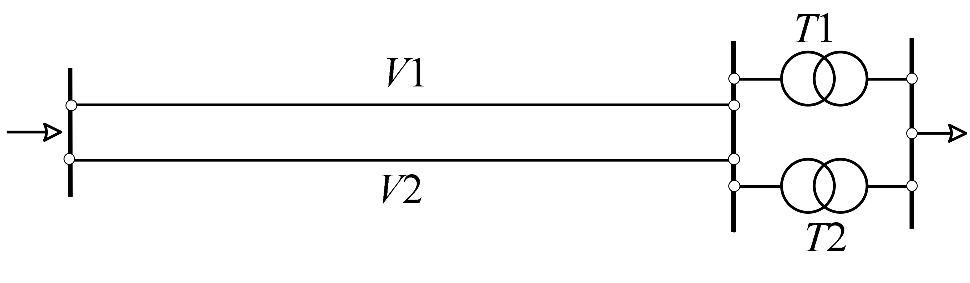
Вод V1: $\underline{z} = (0{,}28 + j0{,}43)\ \Omega/\text{km}$; $l = 15$ km.

Водот V2 е идентичен со водот V1, т.е. V2≡V1.

Трансформатор T1:

7.500 kVA ; 35/10,5 kV/kV; $\Delta P_{Cun} = 75$ kW; $\Delta P_{Fe} = 24$ kW;
$u_k\% = 7{,}5\%$; $i_o\% = 3{,}5\%$

Трансформатор T2: (T2≡T1).



Слика П.6.6.1. Шематски приказ на анализираниот преносен систем

Р е ш е н и е:

Вкупните загуби на моќност во системот ќе бидат збир од загубите во сите негови елементи. Според тоа за режимот на максималното оптоварување ќе имаме:

$S_M = 12{,}5$ MVA $\quad S'_M = S_M/2 = 6{,}25$ MVA .

Понатаму, за сумарните загуби во преносниот систем $\underline{\Delta S}_\Sigma$ ќе биде:

$$\underline{\Delta S}_\Sigma = 2\cdot\underline{\Delta S}_V + 2\cdot\underline{\Delta S}_T = 2\cdot(\Delta P_V + \Delta P_T) + j2\cdot(\Delta Q_V + \Delta Q_T)\,.$$

Бидејќи низ секој елемент ќе тече привидна моќност $S = S'_M$, ќе имаме:

$$\underline{\Delta S}_V = \frac{S^2}{U_n^2}\cdot(R_V + jX_V)$$

$$\underline{\Delta S}_V = \frac{6{,}25^2}{35^2}\cdot(0{,}28 + j0{,}43)\cdot 15 = (0{,}134 + j0{,}206)\ \text{MVA},$$

$$\Delta P_{T.} = \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cun}\cdot\alpha^2 = 24 + 25\cdot(6{,}25/7{,}5)^2 = 76{,}1\ \text{kW},$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{Fe} + X_T\cdot\frac{S^2}{U_n^2} = (\frac{i_o\%}{100} + \frac{u_k\%}{100}\cdot\alpha^2)\cdot S_n\,,$$

$$\Delta Q_T = (\frac{3{,}5}{100} + \frac{7{,}5}{100}\cdot\frac{6{,}25^2}{7{,}5^2})\cdot 7500 = 653\ \text{kvar}\,,$$

$$\underline{\Delta S}_T = \Delta P_T + \Delta Q_T = (0{,}076 + 0{,}653)\ \text{MVA}\ .$$

Значи, вкупните загуби во системот, во режимот на максималното оптоварување, ќе изнесуваат:

$$\underline{\Delta S}_\Sigma = 2\cdot(0{,}134 + j0{,}206) + 2\cdot(0{,}076 + j0{,}653)$$

$$\underline{\Delta S}_\Sigma = (0{,}420 + j0{,}718)\ \text{MVA}\ .$$

Годишните загуби на активна енергија ΔW_Σ во разгледуваниот преносен систем ќе бидат:

$$\Delta W_\Sigma = 2\cdot\Delta W_V + 2\cdot\Delta W_T$$

$$\Delta W_\Sigma = 2\cdot\frac{S^2}{U_n^2}\cdot R\cdot\tau + 2\cdot(\Delta P_{Fe}\cdot T + \Delta P_{Cun}\cdot\frac{S^2}{S_n^2}\cdot\tau),$$

$$\tau = \sum_{i=1}^{3}\frac{S_i^2}{S_M^2}\cdot\Delta t_i = \sum_{i=1}^{3}(\frac{P_i/\cos\varphi_i}{P_M/\cos\varphi_M})^2\cdot\Delta t_i\,,$$

$$\tau = \frac{12{,}5^2 \cdot 2000 + 6{,}25^2 \cdot 2000 + 2{,}5^2 \cdot 4760}{12{,}5^2} = 2650\ h\ ,$$

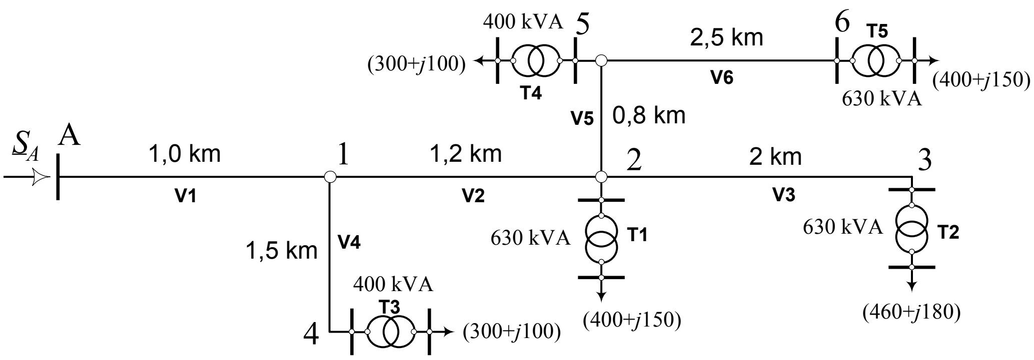
$$\Delta W_V = \frac{6{,}25^2}{35^2} \cdot 4{,}2 \cdot 2650 = 355\ \text{MWh}\ ;$$

$$\Delta W_T = 0{,}024 \cdot 8760 + 0{,}075 \cdot (\frac{6{,}25}{7{,}5})^2 \cdot 2650 = 348\ \text{MWh}\ ,$$

$$\Delta W_\Sigma = 2 \cdot 355 + 2 \cdot 348 = 1406\ \text{MWh}/\text{годишно}.$$

□ □ □

Пример 6.7. Се посматра еден извод од 10 kV надземна мрежа од кој што се напојуваат пет ТС СН/НН (слика 6.7.1). Магистралниот дел од изводот A–1–2–3 е изведен со спроводници Al/Č 70/12 mm², [$\underline{z}_1$=(0,46+j0,35) Ω/km] додека отцепите 1–4, 2–5 и 5–6 со спроводници Al/Č 35/6 mm² [$\underline{z}_2$=(0,64+j0,38) Ω/km]. Должините на поедините делници од мрежата, изразени во (km), како и моќностите на поедините потрошувачи, изразени во (kVA), се прикажани на сликата. Напонот во напојната точка A изнесува, U_A = 10,3 kV. Да се пресмета еквивалентната отпорност на мрежата и да се нацрта соодветната еквивалентна заменска шема.



Слика 6.7.1. Шема на разгледуваниот 10 kV извод од посматраната надземна мрежа.

Решение: