

7. ОСНОВИ НА ТЕХНИЧКО–ЕКОНОМСКИТЕ АНАЛИЗИ НА ЕЕС

7.1. ВОВЕД

Изградбата, развитокот и експлоатацијата на ЕЕС се сврзани со огромни материјални вложувања и издатоци. Притоа поголемиот дел од средствата се вложува во изградбата и експлоатацијата на преносните и дистрибутивните електроенергетски мрежи. За вложените средства да бидат рационално искористени, потребно е тие да се вложуваат во електроенергетски објекти кои се најсоодветни не само од технички туку и од економски аспект.

При проектирањето на електроенергетските мрежи и други објекти, една иста, однапред поставена **задача** може да биде **решена** на неколку **различни начини**, т.е. да биде решена во неколку **различни варијанти**, при што секоја од нив наполно ќе одговара на поставените технички критериуми и барања. Одговор на прашањето која од можните технички рамноправни варијанти е најсоодветна, може да се добие само со **споредување** на нивните **економски показатели**.

Постојат повеќе методи коишто во процесот на проектирањето и планирањето на електроенергетските мрежи и системи се користат при техничко–економските анализи. Кај повеќето од нив како **критериум при изборот се** јавуваат **широциите** што се сврзани со изградбата и користењето (експлоатацијата) на електроенергетските објекти. Со други зборови, според овие методи се врши определување на вкупните трошоци за секоја од анализираните варијанти, а потоа меѓу сите **технички рамноправни** (еднаквовредни) варијанти се избира најекономичната, односно економски оптималната варијанта, а тоа е онаа варијанта која обезбедува, односно ветува, **најмали вкупни трошоци**.

Затоа, пред да преминеме кон разработувањето на техничко–економските методи кои се применуваат при одлучувањето во доменот на електроенергетиката, ќе биде најнапред потребно да се запознаеме со **структурата на трошоците** и нејзините поважни компоненти.

7.2. ТРОШОЦИ И СТРУКТУРА НА ТРОШОЦИТЕ ЗА ЕЛЕКТРО-ЕНЕРГЕТСКИТЕ ОБЈЕКТИ

Трошоците што се сврзани со изградбата и експлоатацијата односно користењето на еден електроенергетски објект (тоа може да биде, на пример, електрична мрежа, трансформаторска станица т.е. трафостаница, разводна постројка, електрична централа итн.) се состојат од повеќе компоненти:

- *инвестициони трошоци* односно инвестициони вложувања K ;
- *трошоци за амортизација* (отписи за амортизација на објектот) K_a ;
- *сџални (погонски) трошоци* K_p кои се сврзани со одржувањето на објектот (тековно и инвестиционо) и се остваруваат за покривање на личните доходи на персоналот и за покривање на разните материјални трошоци и обврски од доходот (разни придонеси, членарини, осигурувања и друго);
- *трошоци за изгубената електрична енергија* Δ во електроенергетскиот објект. Овие трошоци зависат од количеството на изгубената електрична енергија ΔW и од цената на изгубениот киловатчас $c_{\Delta W}$, т.е. $\Delta = c_{\Delta W} \cdot \Delta W$.

Покрај наведените постојат и други видови трошоци коишто се помалку или повеќе значајни, па според тоа ќе мора да бидат уважувани во економските споредувања на можните варијанти.

Инвестиционите трошоци K за изградбата на електричните мрежи и другите електроенергетски објекти се определуваат обично според **глобалните економски показатели**.

Така, на пример, ако е позната должината на **водот** што треба да се гради и ако е позната просечната цена на водот по единица должина, лесно може да се определи вкупната цена на посматраниот вод. Просечната цена на 1 km вод (било да е тој надземен или кабелски) обично се наведува во разни прирачници и проспектен материјал на

производителите (изведувачите) и зависи главно од номиналниот напон на водот и типот (пресекот) на спроводниците од водот.

Цената на трансформаторските станици (ТС) е главно условена од бројот и моќноста на основната опрема – енергетските трансформатори, прекинувачите и друго. Но, потребно е да се води сметка и за цената на останатата опрема во трафостаницата (разделувачи, мерни инструменти, мерен прибор, релејна заштита и друго), а се разбира за и трошоците за градежниот дел и за електро-монтажните работи на опремата (нејзин транспорт и монтажа), итн.

Инвестиционите трошоци за набавка на елементите на електроенергетските мрежи и системи се јавуваат (освистуваат) *концентрирано*, обично на почетокот од посматраниот период. Останатите трошоци K_a , K_p и Δ се освистуваат во текот на животот на објектот, односно тие се *тековни (сегодишни) трошоци*.

Трошоците за амортизација на поедини видови електроенергетски објекти и опрема се средства издвоени од доходот, наменети за овозможување на проста, односно проширена репродукција на основните средства. Тие се одвојуваат (а тоа е законска обврска на секое електростопанско претпријатие) во посебен фонд за амортизација и можат да се користат само наменски, т.е. за купување, проширување и замена на постојниот вид опрема во електроенергетските објекти, но се разбира, и за изградба на нови такви објекти.

Секој уред има ограничен век на траење (ограничен животен век) и ограничен рок на служба. Физичкото стареење на опремата и елементите на ЕЕС е природен процес на кој се подложни сите видови уреди во електроенергетските објекти. Така, на пример, металните (челично-решеткастите) столбови на надземните водови се подложни на корозија, додека дрвените столбови, колку и да се добро импрегнирани со антисептици и импрегнанти, се подложни на гниење. Намотките на генераторите и трансформаторите, како и органската изолација од пластични маси, гума или хартија на електроенергетските кабли и другиот вид опрема во трансформаторските станици и разводни постројки, постепено стареат (ги губат своите механички и изолациони особини) и по истекот на определено време тие мораат да

бидат заменети со нови. Процесот на стареење ќе биде забрзан доколку уредите се изложени на чести и недозволени големи термички преоптоварувања, што понекаде не е ретка појава во електричните мрежи.

Покрај физичкото стареење на елементите постои и т.н. *морално стареење* (техничко застарување) на поедините видови опрема. Тоа се случува тогаш кога, поради технолошкиот напредок, на пазарот се појавуваат нови уреди и елементи кои имаат значително подобри технички и економски карактеристики од некои од постојните, па затоа, е оправдано нивното заменување со нови, иако тие сè уште не го одживеале својот животен век и сè уште се употребливи.

Трошоците за амортизација K_a се пропорционални на вредноста на инвестираниот капитал, т.е:

$$K_a = \alpha_a \cdot K. \quad (7.1)$$

Слично, за погонските трошоци K_p може да се каже дека се (приближно) пропорционални на вредноста на објектот што се одржува, т.е:

$$K_p = \alpha_p \cdot K. \quad (7.2)$$

Стапката на амортизација α_a е за различни објекти различна. Таа зависи од векот на траење на објектот. Така, на пример, кај нас се проценува дека векот на траење на еден високонапонски далекувод со челично-решеткасти столбови изнесува 30 години, па, според тоа, соодветната стапка на амортизација ќе биде $\alpha_a = 1/30 = 0,033$, или, $\alpha_a = 3,3\%$. Во исто време, векот на траење на еден надземен вод со дрвени столбови изнесува околу 20 години, што значи дека неговата стапка на амортизација ќе изнесува $\alpha_a = 5\%$.

Стапката на одржување α_p исто така за различни објекти е различна и зависи од обемот и карактерот на работите во текот на погонот.

Збирот од трошоците за амортизација и одржување ги претставува **вкупните трошоци** непосредно сврзани со инвестицијата K , т.е. ги дава вкупните трошоци што се остваруваат за одржувањето и обезбедувањето на непрекинатата работа на објектот:

$$K_a + K_p = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K. \quad (7.3)$$

Обично, при определувањето на овие трошоци, за основен временски период се зема периодот од една година, односно сите тековни трошоци се пресметуваат за период од една година. Затоа тие се изразуваат во единица (ден./год.). Од друга страна, стапките за амортизација и одржување α_a и α_p се изразуваат во проценти (%) од вредноста на објектот и се однесуваат исто така на период од една година.

Во следната табела се прикажани ориентационите вредности на поедините стапки на амортизација и одржување (според советска литература) за разни видови опрема и разни видови електроенергетски објекти.

Табела 7.1. Стапки на амортизација и одржување (%) за некои елементи на ЕЕС

Е л е м е н т:	Амортизација	Одржување
Надземни водови со дрвени столбови	5,0	4,5
Надземни водови со челично-решеткасти столбови	3,0	2,5
Надземни водови со армирано-бетонски столбови	4,0	0,5
Енергетски кабли	3,0	1,5
Трансформаторски станици (ТС)	6,0	3,0
Вртливи машини	8,0	3,0
Кондензаторски батерии	7,5	2,5
Автоматика и средства за телемеханика	6,0	3,0

Трошоците Δ поради *изгубената електрична енергија* се должат на загубите на активната енергија кои се остваруваат како во преносот така и во дистрибуцијата на електричната енергија¹. Цената на изгубениот киловатчас $c_{\Delta W}$ е секогаш поголема од цената на произведениот киловатчас и нејзината точна вредност релативно тешко се

¹ Загубите на електрична енергија во **преносната мрежа** изнесуваат од **2 - 4%** од пренесуваната електрична енергија. Загубите на електричната енергија во **дистрибуцијата** (распределбата) на електричната енергија се значително поголеми и обично изнесуваат од **6 - 10%** од распределената електрична енергија. Во некои дистрибутивни мрежи на Република Македонија загубите на електричната енергија во дистрибуцијата ја достигнуваат и вредноста од **18%**.

одредува. Трошоците Δ заради изгубената електрична енергија претставуваат значителен дел, а во голем број случаи и доминантен дел во вкупните тековни трошоци.

7.3. МЕТОД НА ПРЕСМЕТКОВНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ (АНУИТЕТЕН МЕТОД)

Трошоците за амортизација K_a , погонските трошоци K_p , како и трошоците Δ заради изгубената електрична енергија во преносот односно распределбата се *тековни трошоци*, односно тие се остваруваат секоја година сè додека објектот живее и работи. За разлика од нив, инвестиционите трошоци K се концентрирани во моментот на самото инвестирање односно изградба на објектот. Затоа би било логично инвестициите K , кои како трошоци се јавуваат на почетокот од посматраниот период, на некој начин рамномерно да ги распределиме по сиот тој период. Инвестиционите трошоци K , кои се концентрирани, ги превреднуваме (претвораеме) во тековни (сегодишни) на тој начин што ги множиме со еден коефициент p_n кој е секогаш помал од 1. Коефициентот p_n се нарекува *ануитетен фактор* (во руската стручна литература тој се нарекува *нормативен коефициент на ефективност на инвестициите*). Неговата вредност зависи од глобалната економска политика во стопанството на посматраната земја и обично се движи околу вредноста 0,1, односно 10% (на запад околу 8%, додека на исток околу 12%).

Според овој метод пресметковните годишни трошоци на еден објект претставуваат збир на сите тековни трошоци, опфаќајќи ги тука и инвестиционите (се разбира соодветно превреднувани, односно претворени во тековни), т.е:

$$T = p_n \cdot K + K_a + K_p + \Delta = p_n \cdot K + f \text{ (ден./год.)} . \quad (7.4)$$

Доколку при техничко-економските анализи се согледани повеќе можни варијанти со приближно еднакви технички карактеристики (технички еднакво вредни варијанти), тогаш за оптимална се смета онаа варијанта која ќе има најмали пресметковни годишни трошоци.

7.4. МЕТОД НА ВКУПНИ АКТУАЛИЗИРАНИ ТРОШОЦИ

Претходниот метод се базираше на определувањето на годишните трошоци сврзани со изградбата и експлоатацијата на енергетските објекти. За основен временски период беше земен периодот од една година и сите трошоци се однесуваа на овој период.

Овде, кај овој метод, се посматра подолг временски период (на пример период од $n = 20$ или повеќе години) и за посматраниот период се определуваат *вкупните актуализирани трошоци* за секоја од разгледуваните варијанти. Притоа се уважува и динамиката, односно разновременоста на остварувањето на поедините трошоци во текот на посматраниот период, преку техниката на *актуализирање* на трошоците. На тој начин, трошоците што ќе се остваруваат во иднина ги актуализираме (*дисконтираме*) во сегашноста, односно им ја определуваме нивната *сегашна вредност* и вршиме нивно сумирање.

Сумата на сите актуализирани трошоци што ќе се јават односно остварат во посматраниот период се нарекува *цена на решението* Σ . Цената на решението Σ ќе се користи како *критериум за оптималност* во техничко-економските анализи.

7.5. ОСНОВИ НА МЕТОДОТ НА АКТУАЛИЗАЦИЈА

Овој метод се нарекува уште и *метод на сегашна вредност* (во англосаксонската литература тој се среќава под името *Present Value Method* или *Present Worth Method*) и во последно време се користи најчесто во економските анализи од доменот на електроенергетиката.

За време на траењето на инвестициите, т.е. за време на животот на електроенергетскиот објект, се јавуваат разни трошоци (а се разбира и разни приходи). Во претходниот дел инвестициите (кои како трошоци се јавуваат концентрирано) ги превреднувавме во тековни трошоци (секојгодишни трошоци). Нив им ги додадовме и тековните годишни трошоци (кои се состоеја од три члена: трошоци за амортизација, трошоци за одржување и трошоци заради изгубената електрична енергија), за кои претпоставивме дека се временски непроменливи, и на тој начин ги добивме пресметковните годишни трошоци. Овој модел го дава т.н. ануитетен метод, во кој оперираме всушност со просечните годишни трошоци сврзани со инвестициите и работењето.

Меѓутоа, кога тековните годишни трошоци се менуваат од година во година, што претставува реален случај (на пр. поради порастот на оптоварувањата, појавата на нови потрошувачи, поради промени во мрежата и друго), овој метод не може да се применува. Освен тоа, можно е во текот на работата, во разни временски моменти, да се јават и други инвестиции како трошоци, што од аспект на времето, како што ќе видиме подоцна, не е сеедно. Во тој случај динамиката, т.е. промените до кои доаѓа, и разновременоста на остварувањето на трошоците ги уважуваме со помош на методот на актуализација.

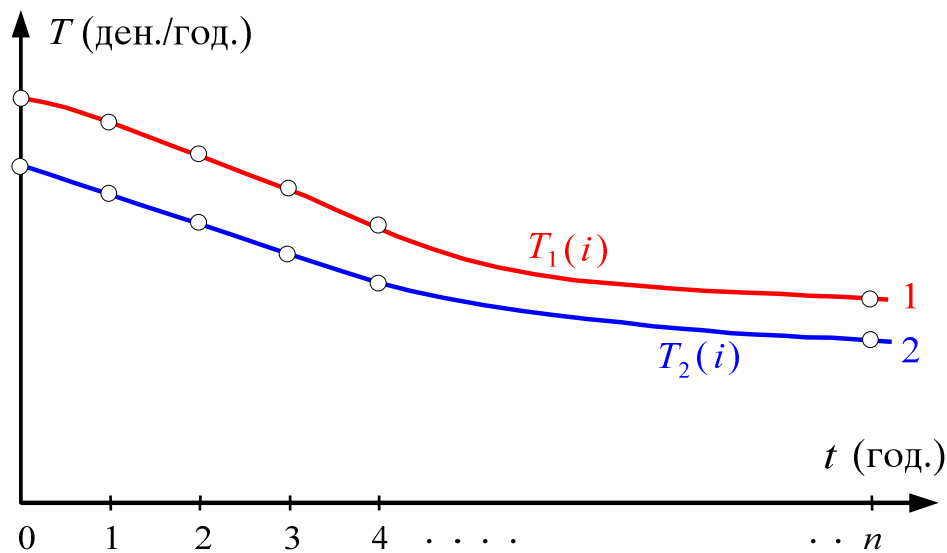
Нека посматраме две можни решенија (варијанти) за кои вршиме економска анализа. Ако трошоците што се остваруваат по години (тековни и инвестициони) за првата варијанта ги означиме со $T_1(0)$, $T_1(1)$, $T_1(2)$, $\dots$, $T_1(n)$, а за втората со $T_2(0)$, $T_2(1)$, $T_2(2)$, $\dots$, $T_2(n)$ и ако овие трошоци ги нанесеме на дијаграм, тогаш е можно да настанат следните два случаја (сл. 7.1. и сл. 7.2).

Во првиот случај (слика 7.1) изборот е сосема јасен, но во вториот случај тоа не е така, бидејќи кривите "1" и "2" се сечат. Два броја можеме непосредно да споредуваме, но две криви што се сечат не ќе можеме да ги споредуваме без претходен договор.

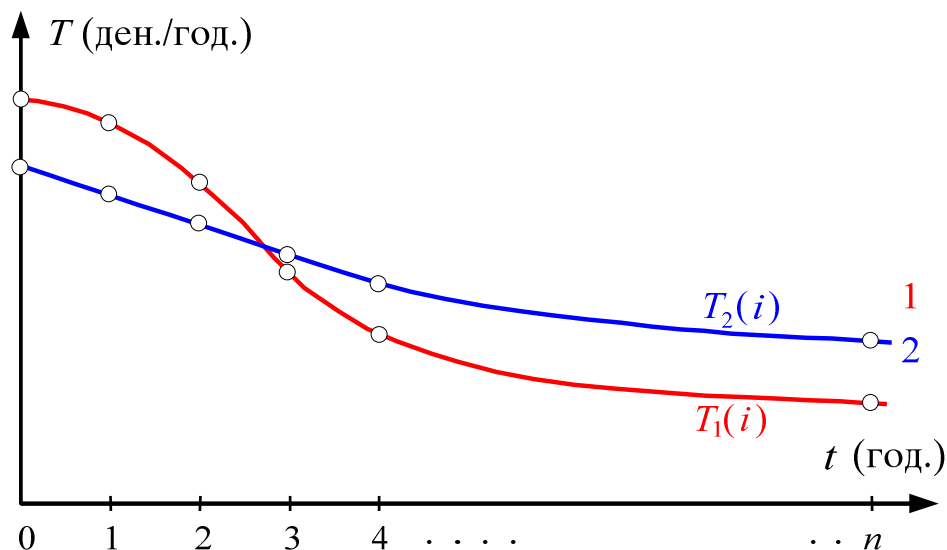
Во прв момент изгледа дека споредувањето е можно ако едноставно извршиме споредување на сумите Σ'_1 и Σ'_2 на вкупните трошоци за секоја од варијантите:

$$\Sigma'_1 = T_1(0) + T_1(1) + T_1(2) + \dots + T_1(n), \quad (7.5)$$

$$\Sigma'_2 = T_2(0) + T_2(1) + T_2(2) + \dots + T_2(n). \quad (7.6)$$



Слика 7.1



Слика 7.2

Меѓутоа, ако тоа го сториме, тогаш тоа ќе значи дека на **трошоците** што ќе се остварат **во иднина** им даваме, т.е. им припишуваме **иста тежина** како и на **трошоците** што ќе се остварат **на почетокот** од работата.

Тоа **не е исправно**, бидејќи секогаш **еден денар што го имаме сега вреди повеќе од еден денар што би го имале после една или повеќе години**. Истовремено долгот или трошокот од еден денар што треба да го исплатиме после една година е суштински помал од долгот од еден денар што би требало да го исплатиме сега. Тоа можеме да го објасниме на следниот начин.

Нека поседуваме K_o денари. Ако се одречеме сега од овие K_o денари, тогаш за возврат, в година, ќе добиеме повеќе, и тоа $K_o \cdot (1+p)$ денари, при што p е каматната стапка.

Ако со $p_1, p_2, \dots, p_n$ ги означиме каматните стапки за секоја наредна година, тогаш сумата од K_o денари по n години ќе добие вредност K_n :

$$K_n = K_o \cdot (1+p_1) \cdot (1+p_2) \cdot \dots \cdot (1+p_n). \quad (7.7)$$

Во праксата, при пресметувањето, за посматраниот временски период секогаш земаме еднакви каматни стапки:

$$p_1 = p_2 = p_3 = \dots = p_n = p_a, \quad (7.8)$$

па на тој начин можеме да кажеме дека еден сегашен денар по n години ќе биде еднаков на $(1+p_a)^n$ денари, и обратно, еден денар (остварен како приход или трошок) по n години е еднаков на $1/(1+p_a)^n = 1/q^n$ денари денес.

Значи, независно од тоа дали се работи за приход или расход (трошок), доколку сумата од K денари треба да се оствари по n години, нејзината сегашна вредност ќе изнесува $K/q^n = K/(1+p_a)^n$.

Величината p_a се нарекува **стапка на актуализација**, а величината $1/q = 1/(1+p_a)$ се нарекува **фактор на актуализација**. Со помош на факторот на актуализација вршиме редукција (превреднување) на трошоците од иднина во сегашноста, т.е., како што велите, ги актуализираме.

На тој начин различните временски редоследи на остварувањето на трошоците ги сведуваме на еден ист временски термин (обично актуализацијата ја вршиме на поче-

токот од посматрањето на работата на објектот), па сега можеме непосредно да ги собираме. Значи, сега можеме за секоја од погоре разгледаните варијанти да извршиме **сумирање на актуализираните трошоци** што ќе се остваруваат од година во година, и како резултат за секоја од нив ќе добиеме по една вредност (сума на *актуализирани денари*), кои можеме меѓусебно лесно да ги споредуваме:

$$\Sigma_1 = T_1(0) + \frac{T_1(1)}{q} + \frac{T_1(2)}{q^2} + \frac{T_1(3)}{q^3} + \dots + \frac{T_1(n)}{q^n}, \quad (7.9)$$

и

$$\Sigma_2 = T_2(0) + \frac{T_2(1)}{q} + \frac{T_2(2)}{q^2} + \frac{T_2(3)}{q^3} + \dots + \frac{T_2(n)}{q^n}. \quad (7.10)$$

Врз основа на претходното можеме да кажеме дека од двете варијанти, "1" и "2", економски поповолна ќе биде онаа чијашто сума на актуализирани трошоци е помала.

Во економските анализи од доменот на електростопанството е вообичаено да се работи со стапка на актуализација од 8%, а во поново време со стапка од 10%. Со слични вредности на стапката на актуализација се оперира и во другите земји.

Актуализацијата претставува техника со која се врши правилно вреднување на идните економски ефекти. Затоа определувањето на коректна, т.е. реална вредност на стапката на актуализација воопшто не е едноставно. Тоа е задача главно на економистите што работат во соодветната стопанска гранка. Сепак треба да знаеме дека пресметката со повисока или пониска стапка на актуализација може да има влијание на економските одлуки во врска со изборот на најповолната варијанта.

Доколку пресметките ги вршиме со нереално висока стапка на актуализација, тогаш трошоците што ќе се остваруваат во иднина (а тоа се главно погонските трошоци и трошоците заради изгубената електрична енергија) на извесен начин ги обезвреднуваме, а ги потенцираме на неправилен начин трошоците што ќе се остваруваат на почетокот – а тоа се обично инвестициите. Затоа работењето со **превисока стапка** на актуализација обично ги фаворизира оние варијанти што се сврзани со помали инвестициони вложувања (и покрај тоа што тие ќе имаат поради тоа зголемени трошоци

во работењето), т.е. ги кочи инвестициите или, како што уште се вели, води до "подинвестирање".

Од друга страна, работењето со **прениска стапка** на актуализација ќе ги фаворизира варијантите со поголеми почетни инвестиции и со помали трошоци во работењето, т.е. води до "преинвестирање".

Во секој случај е неопходно пресметките за секоја од разгледуваните варијанти да ги вршиме со една иста договорена стапка на актуализација. Доколку сакаме да утврдиме колку висината на оваа стапка ќе влијае врз изборот, пресметките ќе ги правиме со повеќе различни стапки на актуализација. Ако со промените на вредноста на стапката на актуализација се менува и редоследот на варијантите во листата на економскиот приоритет, тогаш ќе биде потребно на изборот на вредноста на стапката на актуализација p_a да му се обрне поголемо внимание.

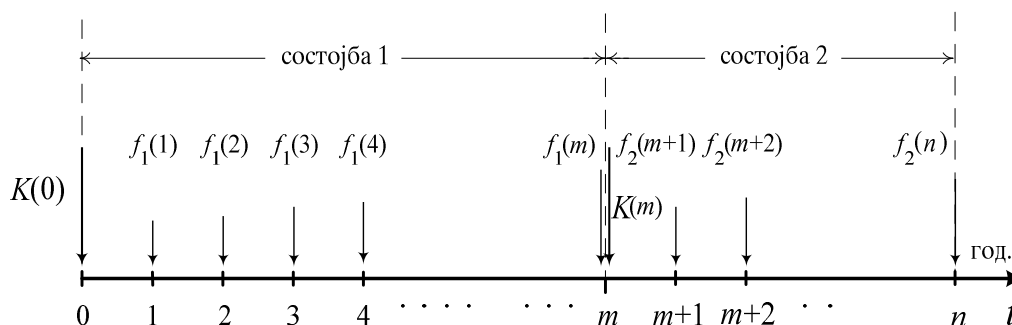
7.6. ОСНОВЕН МОДЕЛ ВО СТУДИИТЕ ЗА РАЗВОЈ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТ- СКИТЕ МРЕЖИ И СИСТЕМИ

Пресметковната техника на економско споредување на разните варијанти по принципот на актуализација не е особено комплицирана, но таа сепак има свои специфичности. Неа најлесно ќе ја илустрираме на следниот модел на една постојна електроенергетска мрежа во која доаѓа до промена на состојбата поради воведување (изградба) на еден нејзин нов елемент, т.е. до појава на нова инвестиција.

Во праксата најчесто имаме случај кога, поради постојан пораст на оптоварувањата, е неопходно една постоечка мрежа да се зајакне со изградба на нов елемент. Како последица на новоизградениот елемент ќе дојде до промена на карактеристиките на мрежата, т.е. системот.

Помеѓу било кои две промени мрежата е во точно определена состојба на опременост, или, пократко речено, се наоѓа во определена состојба. Ние ќе посматраме вкупен период на работа на мрежата од n години, при што во m -тата година (или попрецизно кажано, на крајот од m -тата

година), поради споменатиот пораст на потрошувачката, дошло до појава на нов елемент, односно појава на нова инвестиција $K(m)$. Значи, во случајов ќе имаме само една промена на состојбата на мрежата, а хронолошкиот приказ на остварувањето на трошоците во текот на целиот разгледуван период ќе биде илустриран на сликата 7.3.



Слика 7.3. Хронолошки приказ на остварувањето на трошоците при промена на состојбата во еден објект

Значи, ќе посматраме период на работа од n години. Од крајот на "нултата" година (што претставува почеток на посматрањето) па до крајот на m -тата година (кога дошло до зајакнувањето), мрежата е во "состојба 1", а тековните трошоци во овој период ќе ги означуваме со $f_1(1), f_1(2), \dots, f_1(m)$. Од крајот на годината m , па сè до крајот на годината n , мрежата ќе биде во "состојба 2", а тековните трошоци во овој период (кои ќе се изменат поради воведувањето на новиот елемент) ќе ги означуваме со $f_2(m+1), f_2(m+2), \dots, f_2(n)$.

Во хронолошкиот модел прикажан на сликата 7.3 ситуацијата е нешто поупростена, бидејќи тековните трошоци (коишто се остваруваат во текот на целата година приближно рамномерно) се прикажани како да се остваруваат концентрирано – на крајот на посматраната година, што не е сосема исправно, но при економските споредувања тоа е сосема прифатливо.

Сега сите трошоци ќе ги актуализираме на крајот на годината 0, т.е. на почетокот на посматраниот период, и ќе ги собереме. На тој начин ќе ја добиеме следната "цена на решението" Σ :

$$\Sigma = \sum_{i=1}^m \frac{f_1(i)}{q^i} + \frac{K(m)}{q^m} + \sum_{i=m+1}^n \frac{f_2(i)}{q^i} . \quad (7.11)$$

Многу попрактично за пресметување би било кога сумите на актуализираните трошоци во последниот израз би ги искажале во концентрирана форма, што е под определени претпоставки можно. За таа цел нека ја посматраме првата сума:

$$\sum_{i=1}^m \frac{f_1(i)}{q^i} = \sum_{i=1}^m \frac{k_1 + \Delta_1(i)}{q^i}, \quad (7.12)$$

во која тековните трошоци $f_1(i)$ во годината " i " ги поделивме на константен дел k_1 и варијабилан дел Δ_1 . Неа ќе ја раздвоиме во два дела, при што, за првиот дел ќе важи:

$$\sum_{i=1}^m \frac{k_1}{q^i} = k_1 \cdot \sum_{i=1}^m \frac{1}{q^i} = k_1 \cdot \Gamma(m), \quad (7.13)$$

$$\Gamma(m) = \frac{1}{q} + \frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \dots + \frac{1}{q^m}. \quad (7.14)$$

Ако последната равенка ја помножиме од двете страни со $(1/q)$, ќе добиеме:

$$\frac{1}{q} \cdot \Gamma(m) = \frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \frac{1}{q^4} + \dots + \frac{1}{q^{m+1}}. \quad (7.15)$$

Добиената равенка ќе ја извадиме од претходната, со што се добива:

$$\Gamma(m) - \frac{1}{q} \cdot \Gamma(m) = \left(\frac{1}{q} + \frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \frac{1}{q^m} \right) - \left(\frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \dots + \frac{1}{q^{m+1}} \right), \quad (7.16)$$

а оттаму следи:

$$\Gamma(m) - \frac{1}{q} \cdot \Gamma(m) = \frac{1}{q} - \frac{1}{q^{m+1}}, \text{ т.е.}$$

$$\Gamma(m) = \frac{q^m - 1}{q^m \cdot (q - 1)}. \quad (7.17)$$

На сличен начин и вториот дел од сумата (што се однесува на променливите трошоци, т.е. на трошоците заради изгубената електрична енергија) можеме да го изразиме во концентрирана форма. Меѓутоа, трошоците $\Delta_1(i)$ не се константни, туку растат со квадратот на моќноста на оптоварувањето. Вообичаена е експоненцијалната зависност на порастот на оптоварувањето, што значи дека оптоварувањето расте од година во година со константен

фактор на пораст $x > 1$. (На пример, ако **стапката на пораст** на потрошувачката е $p\% = 10\%$ годишно, тогаш факторот на пораст ќе изнесува:

$$x = 1 + \frac{p\%}{100} = 1 + \frac{10}{100} = 1,1.$$

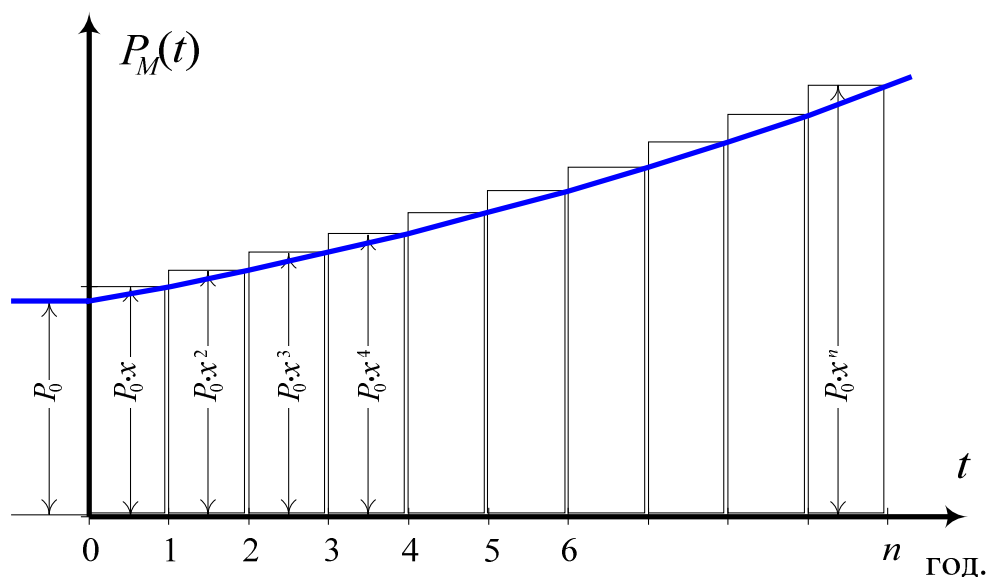
Ние ќе го упростиме случајот уште повеќе и ќе претпоставиме дека оптоварувањето на мрежата е во текот на целата година константно и дека во секоја наредна година тоа е за x пати поголемо во однос на неговата вредност во претходната година, т.е. експоненцијалниот пораст на конзумот ќе го заменуваме со една скалестата крива, како што е тоа прикажано на сликата 7.4. Во тој случај, за загубите на електричната енергија ΔW , односно за соодветните трошоци Δ , ќе важат следните односи:

$$\frac{\Delta_1(1)}{\Delta_1(0)} = \frac{\Delta_1(2)}{\Delta_1(1)} = \dots = \frac{\Delta_1(m)}{\Delta_1(m-1)} = x^2,$$

односно, напишано воопштено:

$$\Delta_1(i) = \Delta_1(0) \cdot x^{2i}; \quad i=1, 2, \dots, m.$$

Во последната релација со $\Delta_1(0)$ се означени трошоците заради загубената електрична енергија во текот на една година за случајот кога оптоварувањето во мрежата е еднакво на почетното P_0 (види сл. 7.4), а мрежата се наоѓа во "состојбата 1".



Слика 7.4. Експоненцијален пораст на потрошувачката и нејзина апроксимација со искршена линија (скалеста крива)

Во тој случај сумата на варијабилниот дел од актуализираните трошоци ќе изнесува:

$$\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_1(i)}{q^i} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_1(0) \cdot x^{2i}}{q^i} = \Delta_1(0) \cdot \sum_{i=1}^m \frac{x^{2i}}{q^i} = \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m), \quad (7.18)$$

каде што е воведено обележувањето:

$$\Gamma(x, m) = \sum_{i=1}^m \frac{x^{2i}}{q^i} = \frac{x^2}{q} + \frac{x^4}{q^2} + \dots + \frac{x^{2m}}{q^m}. \quad (7.19)$$

Последната сума можеме да ја напишеме на следниот начин:

$$\Gamma(x, m) = \frac{1}{(q/x^2)} + \frac{1}{(q/x^2)^2} + \frac{1}{(q/x^2)^3} + \dots + \frac{1}{(q/x^2)^m}. \quad (7.20)$$

Аналогно на изразот за сумата $\Gamma(m)$, во овој случај, значи, ќе имаме:

$$\Gamma(x, m) = \frac{\left(\frac{q}{x^2}\right)^m - 1}{\left(\frac{q}{x^2}\right)^m \cdot \left(\frac{q}{x^2} - 1\right)}. \quad (7.21)$$

Значи, ако се вратиме на посматраниот случај, ќе имаме:

1. тековни трошоци во текот на посматраниот период $0 \div m$ ("состојба 1")

$$f_1(i) = k_1(i) + \Delta_1(0) \cdot x^{2i}; \quad i = 1, 2, \dots, m, \quad (7.22)$$

$$\sum_{i=1}^m \frac{f_1(i)}{q^i} = k_1 \cdot \Gamma(m) + \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m), \quad (7.23)$$

2. тековни трошоци во текот на периодот $(m+1) \div n$ ("состојба 2")

$$f_2(i) = k_2(i) + \Delta_2(0) \cdot x^{2i}; \quad i = m+1, m+2, \dots, n; \quad (7.24)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=m+1}^n \frac{f_2(i)}{q^i} &= \sum_{i=m+1}^n \frac{k_2 + \Delta_2(0) \cdot x^{2i}}{q^i} = \\ &= k_2 \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] + \Delta_2(0) \cdot [\Gamma(x, n) - \Gamma(x, m)]. \end{aligned} \quad (7.25)$$

Конечно, вкупната сума на актуализираните трошоци за разгледуваниот случај ќе биде:

$$\begin{aligned} \Sigma = [k_1 \cdot \Gamma(m) + \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m)] + \frac{K(m)}{q^m} + \\ + k_2 \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] + \Delta_2(0) \cdot [\Gamma(x, n) - \Gamma(x, m)]. \end{aligned} \quad (7.26)$$

Во последниот израз со $\Delta_2(0)$ се означени трошоците заради загубената електрична енергија во текот на една година за случајот кога мрежата се наоѓа во "состојбата 2", а оптоварувањето во мрежата е еднакво на почетното оптоварување P_0 .

7.7. ПРИМЕРИ

Пример 7.1. Индустриски потрошувач треба да се напојува со електрична енергија преку еден 110 kV далекувод со должина $l = 50$ km. Дневниот дијаграм на промената на оптоварувањето на потрошувачот е даден во следната табела:

Табела П.7.1.1. Податоци за дневниот дијаграм на оптоварување

Временски период (h)	0 – 6	6 – 22	22 – 24
Однос P/P_M	0,2	1,0	0,2

Потрошувачот работи цело време со константен фактор на моќност $\cos \varphi = 0,8 = \text{const}$. Максималната моќност на потрошувачот P_M од година во година се менува (расте), и тоа на следниот начин:

$$P_M(0) = P_M(1) = 30 \text{ MW} ; \quad P_M(2) = 40 \text{ MW} ; \quad P_M(3) = 50 \text{ MW} ;$$

$$P_M(4) = P_M(5) = \dots\dots\dots = P_M(20) = 60 \text{ MW}.$$

Споменатиот вод треба да биде изведен со спроводници Al/Ѓ 240/40 mm² ($R_1 = r_1 \cdot l = 6,15 \text{ } \Omega$) и неговата цена ќе биде $K_1 = 500 \cdot 10^6$ парични единици (п.е.).

Да се пресметаат тековните трошоци во работењето по години и да се пресмета сумата на вкупните актуализирани трошоци за изградбата и експлоатацијата на преносниот вод за првите $n = 20$ години од работењето на потрошувачот.

Актуализацијата да се врши со стапка $p_a \% = 10\%$.

Стапките на амортизација и одржување на преносниот вод изнесуваат $\alpha_a \% = 3,3\%$ и $\alpha_p \% = 1,5\%$, респективно.

Цената на изгубениот киловатчас изнесува $c_{\Delta W} = 10$ п.е.

Да се испита дали во истите услови напојувањето преку двосистемски вод (2x3xAl/Ѓ 150/25 mm²) изведен со спроводници од типот Al/Ѓ 150/25 mm² и чија цена е за 30% повисока од претходната, ќе претставува економски поповолно решение. Активната отпорност (по фаза) на двосистемскиот вод изнесува $R_2 = r_2 \cdot l = 5 \text{ } \Omega$.

Решение:

Тековните трошоци f можеме да ги поделиме на два дела: константен дел k (трошоци за амортизација и одржување на далекуводот) и дел којшто е зависен од оптоварувањето (променлив дел) Δ и кој ги опфаќа трошоците заради загубената електрична енергија во преносот:

$$f_i = k_i + \Delta_i ; \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Константниот дел од трошоците е за сите години ист и изнесува:

$$k = (a_a + a_p) \cdot K = (3,3/100 + 1,5/100) \cdot 500 \cdot 10^6 = 24 \cdot 10^6 \text{ п.е./г.}$$

Променливиот дел од трошоците во случајов ќе расте од година во година во текот на првите четири години од разгледуваниот период, Потоа, во понатамошниот период, бидејќи оптоварувањето ќе биде константно, и овој дел од трошоците нема да се менува.

Ќе ја посматраме најнапред првата година од работењето, кога врвното оптоварување на потрошувачот ќе изнесува $P_M = 30 \text{ MW}$. Дневните загуби на електрична енергија во преносниот вод ΔW_{d1} во овој случај ќе бидат:

$$\Delta W_{d1} = \sum \Delta P_i \cdot \Delta t_i = \sum \frac{R \cdot P_{Mi}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \Delta t_i, \text{ или:}$$

$$\Delta W_{d1} = \frac{6,15 \cdot 6^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 6 + \frac{6,15 \cdot 30^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 16 + \frac{6,15 \cdot 6^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 2,$$

$$\Delta W_{d1} = 11,665 \text{ MWh/ден.}$$

додека соодветните годишни загуби на електрична енергија во текот на првата година ќе изнесуваат:

$$\Delta W_1 = 365 \cdot \Delta W_{d1} = 4.257,6 \text{ MWh.}$$

Нивната вредност, како трошоци, ќе изнесува:

$$\Delta_1 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1 = 10 \cdot 4.257 \cdot 10^3 = 42,76 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

Според тоа, тековните трошоци f_1 остварени во текот на првата година од работењето ќе бидат:

$$f_1 = k + \Delta_1 = 24 \cdot 10^6 + 42,76 \cdot 10^6 = 66,76 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

На сличен начин се определуваат и тековните трошоци за преостанатите години од разгледуваниот период.

Резултатите од пресметките се прикажани во табелата П.7.1.2. Притоа во табелата се внесени тековните трошоци во работењето за споменатите две варијанти на напојувањето на потрошувачот: 1. напојување со едносистемски далекувод, со спроводници Al/Č 240/40 mm² и 2. напојување со двосистемски далекувод, со спроводници Al/Č 150/25 mm².

Табела П.7.1.2. Приказ на хронолошкиот редослед на остварувањето на трошоците

		3xAl/Č 240/40 mm ²			2x3xAl/Č 150/40 mm ²		
год.	P_{Mi} (MW)	ΔW_i (MWh)	Δ_i $\times 10^6$ п.е.	f_i $\times 10^6$ п.е.	ΔW_i (MWh)	Δ_i $\times 10^6$ п.е.	f_i $\times 10^6$ п.е.
1	30	4257,6	42,576	66,576	3641,4	36,414	67,614
2	40	7569,1	75,691	99,691	6153,7	61,537	92,737
3	50	11826,7	118,27	162,27	9615,2	96,152	127,32
4	60	17030,4	170,30	194,03	13845,9	138,46	169,66
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
20	60	17030,4	170,30	194,00	13845,9	138,46	169,66

Сумата на актуализираните трошоци Σ_1 за првиот случај ќе изнесува:

$$\Sigma_1 = K_1 + \sum_{i=1}^n \frac{f_{li}}{q^i} = 10^6 \cdot \left(500 + \frac{66,576}{q} + \frac{99,691}{q^2} + \dots + \frac{194,030}{q^{20}} \right)$$

$$\Sigma_1 = 2145 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

Слично на тоа, за втората можност на напојувањето (со двосистемски вод) добиваме:

$$\Sigma_1 = K_1 + \sum_{i=1}^n \frac{f_{li}}{q^i} = 10^6 \cdot \left(650 + \frac{67,614}{q} + \frac{92,737}{q^2} + \dots + \frac{169,659}{q^{20}} \right)$$

$$\Sigma_1 = 2264 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

□ □ □

Пример 7.2. Индустриски потрошувач се наоѓа на 50 km од најблиската распределителна точка и треба да се напојува со електрична енергија на ниво 110 kV. Потрошувачот ги има следните карактеристики: $P_M = 40 \text{ MW}$; $\cos \varphi = 0,8$; $T_M = 4500 \text{ h}$. За напојување на потрошувачот можни се две варијанти:

- 1) изградба на 110 kV далекувод со спроводници Al/Ѓ 240/40 mm², чија единечна цена изнесува $k_1 = 1 \cdot 10^6 \text{ ден./km}$;
- 2) изградба на 110 kV далекувод со спроводници Al/Ѓ 150/25 mm², чија единечна цена изнесува $k_2 = 0,8 \cdot 10^6 \text{ ден./km}$.

Обата далекуводи се со челично-решеткасти столбови и стапките за нивната амортизација и одржување изнесуваат $\alpha_a\% = 3\%$ и $\alpha_p\% = 2,5\%$, додека цената на изгубениот kWh изнесува $c_{\Delta W} = 1 \text{ ден./kWh}$. Со помош на методот на пресметковни годишни трошоци да се утврди која од овие две варијанти е економски поповолна.

Р е ш е н и е :

- 1) *Варијантата со спроводници Al/Ѓ 240/40 mm² ($r_1 = 0,129 \Omega/\text{km}$; $x_1 = 0,39 \Omega/\text{km}$; $k_1 = 1 \cdot 10^6 \text{ ден./km}$).*

Инвестиционите трошоци K_1 во оваа варијанта ќе бидат:
 $K_1 = k_1 \cdot l = 50 \cdot 10^6 \text{ ден.}$

Годишните трошоци за амортизација и одржување на далекуводот ќе бидат:

$$K_a + K_p = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_1 = (0,03 + 0,025) \cdot 50 \cdot 10^6 = 2,75 \cdot 10^6 \text{ ден./годишно.}$$

Загубите на активната моќност во режимот на максимално оптоварување ќе изнесуваат:

$$\Delta P_{M1} = 3 \cdot R_1 \cdot I_M^2 \approx R_1 \cdot \frac{P_M^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} = (0,129 \cdot 50) \cdot \frac{40^2}{110^2 \cdot 0,8^2} = 1,333 \text{ MW.}$$

Времето на загуби τ може приближно да се процени преку познатата вредност на времето на максимална моќност T_M , со помош на следната формула:

$$\tau = (0,124 + T_M/10.000)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,45)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ часови годишно.}$$

Годишните загуби на активната енергија ќе бидат:

$$\Delta W_1 = \Delta P_{M1} \cdot \tau = 1,333 \cdot 2886 = 3847 \text{ MWh/год.} \quad (\Delta W_1 = 3,847 \cdot 10^6 \text{ kWh/год.}).$$

а соодветните трошоци Δ за изгубената електрична енергија во преносот ќе изнесуваат:

$$\Delta_1 = c_{\Delta W} \Delta W_1 = 1 \cdot 3,847 \cdot 10^6 = 3,847 \cdot 10^6 \text{ ден./год.}$$

Според тоа, вкупните тековни годишни трошоци на оваа варијанта изнесуваат:

$$f_1 = K_a + K_p + \Delta_1 = 2,75 \cdot 10^6 + 3,847 \cdot 10^6 = 6,597 \cdot 10^6 \text{ ден./год.}$$

Пресметковните годишни трошоци за оваа варијанта ќе бидат:

$$T_1 = p_n K_1 + f_1 = 0,1 \cdot 50 \cdot 10^6 + 6,597 \cdot 10^6 = 11,597 \cdot 10^6 \text{ ден./год.}$$

2) Варијанта со сироводници Al/C 150/25 mm² ($r_2 = 0,21 \Omega/\text{km}$; $x_2 = 0,40 \Omega/\text{km}$; $k_2 = 0,8 \cdot 10^6 \text{ ден./km}$).

Инвестиционите трошоци K_2 во оваа варијанта ќе бидат:
 $K_2 = k_2 \cdot l = 40 \cdot 10^6 \text{ ден.}$

Годишните трошоци за амортизација и одржување на далекуводот ќе бидат:

$$K_a + K_p = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_2 = (0,03 + 0,025) \cdot 40 \cdot 10^6 = 2,20 \cdot 10^6 \text{ ден./годишно.}$$

Загубите на активната моќност во режимот на максимално оптоварување ќе изнесуваат:

$$\Delta P_{M2} = 3 \cdot R_2 \cdot I_M^2 \approx R_2 \cdot \frac{P_M^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} = (0,21 \cdot 50) \cdot \frac{40^2}{110^2 \cdot 0,8^2} = 2,17 \text{ MW.}$$

Годишните загуби на активната енергија ќе бидат:

$$\Delta W_2 = \Delta P_{M2} \cdot \tau = 2,17 \cdot 2886 = 6263 \text{ MWh/год.}$$

$$(\Delta W_2 = 6,263 \cdot 10^6 \text{ kWh/год.}),$$

а соодветните трошоци Δ_2 за изгубената електрична енергија во преносот ќе изнесуваат:

$$\Delta_2 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_2 = 1 \cdot 6,263 \cdot 10^6 = 6,263 \cdot 10^6 \text{ ден./год.}$$

Според тоа, вкупните тековни годишни трошоци на оваа варијанта изнесуваат:

$$f_2 = K_a + K_p + \Delta_2 = 2,20 \cdot 10^6 + 6,263 \cdot 10^6 = 8,463 \cdot 10^6 \text{ ден./год.}$$

Пресметковните годишни трошоци за оваа варијанта ќе бидат:

$$T_2 = p_n \cdot K_2 + f_2 = 0,1 \cdot 40 \cdot 10^6 + 8,463 \cdot 10^6 = 12,463 \cdot 10^6 \text{ ден./год.}$$

Во следната табела се прикажани техничките и економските показатели за обете разгледувани варијанти.

Табела П.7.2.1. Технички и економски показатели на разгледуваните варијанти

Варијанти	Технички показатели		Економски показатели (трошоци во 10^6 денари годишно)					
	ΔU (%)	ΔP (MW)	K	K_a	K_p	Δ	f	T
1) Al/Č 240/40 mm ²	6,97	1,333	50	1,50	1,25	3,847	6,597	11,597
2) Al/Č 150/25 mm ²	8,38	2,170	40	1,20	1,00	6,263	8,463	12,463

Од прикажаната табела заклучуваме дека првата варијанта се карактеризира со поголеми инвестициони вложувања, но затоа таа има значително помали тековни трошоци кои ќе се јавуваат во текот на експлоатацијата на преносниот вод. Поради тоа и пресметковните годишни трошоци T за оваа варијанта се за околу 7% помали во однос на пресметковните годишни трошоци кај втората варијанта, па според тоа првата варијанта ќе биде, од економски аспект, поповолна во однос на втората. Таа исто така е поповолна и од технички аспект, бидејќи обезбедува помали загуби на напон и помали загуби на моќност.

□ □ □

Пример 7.3. Трошоците по километар должина V за изградба на преносните водови зависат како од номиналниот напон U_n така и од пресекот A на спроводниците. За надземните водови со спроводници од комбинираното јаже Al/Ѓ со однос на пресеците $\varepsilon = 6:1$ овие трошоци можат приближно да се опишат со следната релација:

$$V = (v_1 + v_2 \cdot U_n + v_3 \cdot A) = (140 + 3,9 \cdot U_n + 1,5 \cdot A) \cdot 10^3 \text{ п.е./km.}$$

Цената на произведениот, па според тоа и цената за изгубениот киловатчас во пренесувањето на електричната енергија $c_{\Delta W}$, од своја страна, зависи од режимот на работата на изворите на електрична енергија, т.е. од нивното време на искористување (т.е. време на максимална моќност) T_M . Споменатата зависност е прикажана табеларно во табелата 7.3.1.

Табела П.7.3.1. Табеларен приказ на зависноста на цената на електричната енергија $c_{\Delta W}$ од употребното време T_M

T_M (h)	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500
$c_{\Delta W}$ (п.е./kWh)	1,68	1,38	1,11	0,96	0,84	0,75	0,69	0,60	0,53

Вкупните трошоци, сврзани со изградбата и експлоатацијата на надземните водови, зависат како од вложените инвестиции K така и од тековните трошоци f што се јавуваат во текот на нивната работа, вклучувајќи ја тука и вкупната изгубена електрична енергија ΔW во преносот.

Ако *економска густина на струјањата* j_e ја наречеме онаа густина на струјата за која пресметковните годишни трошоци T за пренесување на електричната енергија се најмали, тогаш е потребно нејзината вредност да се определи за разни вредности на времето на искористување на изворите T_M . Зависноста $j_e = f(T_M)$ да се прикаже табеларно.

Решение:

Пресметковните годишни трошоци T се составени од два члена: 1. тековните трошоци f , и 2. членот $p_n \cdot K$ кој ги репрезентира, т.е. уважува инвестиционите вложувања K . Според тоа, ќе имаме:

$$K = V \cdot l = (v_1 + v_2 \cdot U_n + v_3 \cdot A) \cdot l,$$

$$f = K_a + K_p + \Delta = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K + \Delta = p_s \cdot K + \Delta,$$

$$\Delta = c_{\Delta W} \Delta W = c_{\Delta W} (\Delta P_M \cdot \tau) = c_{\Delta W} 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot \tau.$$

Бидејќи е:

$$R = r \cdot l = \frac{1000}{\sigma \cdot A} \cdot l, \text{ добиваме:}$$

$$\Delta = \frac{3 \cdot c_{\Delta W} \cdot \tau \cdot 10^3}{\sigma} \cdot \frac{I^2}{A} \cdot l = \xi \cdot \frac{I^2}{A} \cdot l.$$

Според тоа, пресметковните годишни трошоци T сврзани со изградбата и експлоатацијата на надземните преносни водови ќе бидат:

$$T = p_s \cdot K + f = (p_n + p_s) \cdot K + \Delta,$$

или:

$$T = (p_n + p_s) \cdot V \cdot l + \xi \cdot \frac{I^2}{A} \cdot l = [(p_n + p_s) \cdot V + \xi \cdot \frac{I^2}{A}] \cdot l,$$

т.е. тие зависат од пресекот A . Понатаму имаме:

$$\frac{dT}{dA} \equiv [(p_n + p_s) \cdot \frac{dV}{dA} - \xi \cdot \frac{I^2}{A^2}] \cdot l = 0.$$

Бидејќи е:

$$\frac{dV}{dA} = v_3 \text{ и } \frac{I}{A} = j_e, \text{ следува:}$$

$$(p_n + p_s) \cdot v_3 - \xi \cdot j_e^2 = 0.,$$

од каде се добива:

$$j_e = \sqrt{\frac{v_3 \cdot (p_n + p_s)}{\xi}} = \sqrt{\frac{v_3 \cdot (p_n + p_s) \cdot \sigma}{3 \cdot 10^3 \cdot c_{\Delta W} \cdot \tau}}.$$

Ако во последниот израз ги замениме бројните вредности на поедините величини, усвојувајќи притоа $p_n = 0,1$ и $p_s = 0,055$ ($p_s\% = 5,5\%$) и изразувајќи ја цената на изгубениот киловатчас $c_{\Delta W}$ во единици (п.е./MWh), економската густина на струјата j_e ќе ја добиеме во (kA/mm²). Притоа времето на загуби τ го пресметуваме (проценуваме) приближно, со помош на следната емпириска релација:

$$\tau = (0,124 + T_M/10.000)^2 \cdot 8760.$$

На тој начин за разни вредности на употребното време T_M ги определуваме соодветните вредности на економската густина на струјата j_e . Пресметаните резултати се прикажани во табелата П.7.3.2.

Табела П.7.3.2. Табеларен приказ на зависноста на економската густина на струјата j_e од употребното време T_M

T_M (h)	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500
τ (h)	1225	1575	1968	2405	2886	3411	3980	4591	5248
$c_{\Delta W} \cdot \tau$	2058	2173	2184	2308	2424	2558	2746	2754	2781
j_e (A/mm ²)	1,10	1,07	1,065	1,036	1,01	0,97	0,95	0,94	0,935

Како што може да се забележи, во изразот за економската густина на струјата не фигурира ниту номиналниот напон на далекуводот ниту пак неговата должина. Тоа значи дека економската густина на струјата кај надземните водови не зависи ниту од напонот на водот ниту од неговата должина, туку е иста за сите надземни водови кои се изведени со спроводници од ист материјал. Истиот заклучок наполно важи и за енергетските кабли.

□ □ □

Пример 7.4. 10 kV далекувод со должина $l=3,2\text{ km}$ и со спроводници Al/Č 50/8 mm² ($r= 0,625\text{ W/km}$; $x= 0,40\text{ }\Omega/\text{km}$) напојува потрошувач за кој е познато: $P_M=1,6\text{ MW}$; $\cos\varphi=0,75$; $T_M=5000\text{ h}$ ($\tau=3410\text{ h}$). За да се поправат напонските прилики и да се намалат загубите на моќност и енергија во преносот, се предвидува инсталирање на кондензаторска батерија (КБ) кај самиот потрошувач. Ваквиот зафат ќе доведе до појава на дополнителни инвестициони вложувања за набавка на кондензаторската батерија, но од друга страна со тоа ќе се намалат загубите на електрична енергија во преносот и, веројатно, со тоа ќе се намалат тековните трошоци во погонот f .

Инвестиционите трошоци K_B за инсталирањето на кондензаторската батерија, коишто линеарно зависат од инсталираната моќност на батеријата Q_B , можат да се опишат со следната релација:

$$K_B = (a + b \cdot Q_B) = (150 + 500 \cdot Q_B) \cdot 10^3 \text{ п.е.}$$

при што моќноста на батеријата Q_B се изразува во мегавари (Mvar).

Да се определи оптималната вредност на инсталираната моќност Q_B на батеријата за која пресметковните годишни трошоци ќе бидат најмали. Потоа, за така определената вредност на моќноста на батеријата, да се определи вкупната количина на активна енергија што ќе се заштедува секоја година за сметка на намалувањето на загубите во преносот поради поправката на факторот на моќност $\cos\varphi$. Колкаво ќе биде намалувањето ΔT на пресметковните годишни трошоци по инсталирањето на кондензаторската батерија ?

Цената на електричната енергија загубена во преносот изнесува $c_{\Delta W} = 1,5 \text{ п.е./kWh} = 1000 \text{ п.е./MWh}$. Нормативниот коефициент на ефективност на инвестициите изнесува $p_n = 0,1$, додека годишните стапки на амортизација и одржување на кондензаторската батерија изнесуваат $\alpha_a\% = 7,5\%$ и $\alpha_p\% = 2,5\%$.

Решение:

Ќе ги посматраме двете можни варијанти:

- 1) работа на далекуводот без инсталирање на кондензаторска батерија (т.е. постојна состојба);
- 2) работа на далекуводот со инсталирана кондензаторска батерија кај потрошувачот.

Во првиот случај (1) годишните загуби на електрична енергија во преносот ќе бидат:

$$\Delta W_1 = \frac{P_M^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi_1} \cdot R \cdot \tau = \frac{1,6^2}{10^2 \cdot 0,75^2} \cdot 2 \cdot 3410 = 310,4 \frac{\text{MWh}}{\text{год.}},$$

а соодветните трошоци Δ_1 ќе бидат:

$$\Delta_1 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1 = 1,5 \cdot 310,4 \cdot 10^3 = 465,6 \cdot 10^3 \text{ п.е./годишно.}$$

Во вториот случај (2) годишните загуби на електрична енергија ќе се намалат на вредноста:

$$\Delta W_2 = \frac{P_M^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi_2} \cdot R \cdot \tau,$$

којашто засега не ни е позната. Меѓутоа, инсталирањето на кондензаторската батерија ќе доведе, наедно, и до зголемување на тековните трошоци f за вредноста:

$$p_n \cdot K_B + (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_B = p_{\Sigma} \cdot K_B,$$

што се однесува на инвестицијата K_B (соодветно превреднувана во тековен трошок) и на идните трошоци за амортизација и одржување на кондензаторската батерија.

Ако со T_1 и T_2 ги означиме пресметковните годишни трошоци на првата односно втората варијанта, тогаш нивната разлика ΔT , т.е. годишните заштеди поради инсталирањето на кондензаторската батерија, ќе бидат:

$$\Delta T = T_1 - T_2 = (\Delta_1 - \Delta_2) - p_{\Sigma} \cdot K_B,$$

$$\Delta_1 - \Delta_2 = \frac{c_{\Delta W} \cdot P_M^2 \cdot R \cdot \tau}{U_n^2} \cdot \left(\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - \frac{1}{\cos^2 \varphi_2} \right);$$

$$\Delta_1 - \Delta_2 = \frac{c_{\Delta W} \cdot P_M^2 \cdot R \cdot \tau}{U_n^2} \cdot (\text{tg}^2 \varphi_1 - \text{tg}^2 \varphi_2).$$

Имајќи ги предвид изразите:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_M}{P_M} ; \operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q_M - Q_B}{P_M}, \text{ добиваме :}$$

$$\Delta_1 - \Delta_2 = \frac{c_{\Delta W} \cdot P_M^2 \cdot R \cdot \tau}{U_n^2} \cdot \left[\frac{Q_M^2}{P_M^2} - \frac{(Q_M - Q_B)^2}{P_M^2} \right]$$

$$\Delta_1 - \Delta_2 = \frac{c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}{U_n^2} \cdot (Q_B \cdot (2Q_M - Q_B)) .$$

Значи, годишните заштеди во енергија, како и паричните заштеди врз таа основа се директно зависни од инсталираната моќност на кондензаторската батерија Q_B . Понатаму, разликата ΔT во пресметковните годишни трошоци ќе биде:

$$\Delta T = \Delta_1 - \Delta_2 - p_{\Sigma} \cdot K_B = \Delta_1 - \Delta_2 - p_{\Sigma} \cdot (a + b \cdot Q_B) ,$$

или:

$$\Delta T = \frac{c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}{U_n^2} \cdot (Q_B \cdot (2Q_M - Q_B)) - p_{\Sigma} \cdot (a + b \cdot Q_B) .$$

Значи, и вкупните годишни заштеди можат да се изразат како функција од моќноста на батеријата Q_B . Понатаму, оптималната вредност на моќноста Q_B за која се постигнуваат најголеми заштеди ќе ја добиеме од условот:

$$\frac{d}{dQ_B}(\Delta T) = \frac{2c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}{U_n^2} \cdot (Q_M - Q_B) - p_{\Sigma} \cdot b \equiv 0 ,$$

од каде што понатаму следува:

$$Q_B = Q_M - \frac{b \cdot p_{\Sigma} \cdot U_n^2}{2 \cdot c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau} .$$

Последниот израз ја дава оптималната вредност на инсталираната моќност на кондензаторската батерија. Имајќи предвид дека реактивната моќност Q_M на потрошувачот во режимот на максимално оптоварување изнесува $Q_M = P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 = 1,6 \cdot 0,882 = 1,411 \text{ Mvar}$, за оптималната вредност на моќноста на батеријата ќе добиеме:

$$Q_B = 1,411 - \frac{500 \cdot 10^3 \cdot (0,1 + 0,075 + 0,025) \cdot 10^2}{2 \cdot 1,5 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 3410} = 0,922 \text{ Mvar} .$$

Значи, после компензацијата ќе имаме нов фактор на моќност $\cos \varphi_2$:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = (Q_M - Q_B) / P_M = 0,306 ; \cos \varphi_2 = 0,956$$

а годишните загуби на активната енергија ќе се намалат и сега тие ќе изнесуваат:

$$\Delta W_2 = \frac{P_M^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi_2} \cdot R \cdot \tau = \frac{1,6^2}{10^2 \cdot 0,909^2} \cdot 2 \cdot 3410 = 190,9 \frac{\text{MWh}}{\text{год.}},$$

односно ќе имаме годишни заштеди во активна енергија во износ:

$$\Delta W_1 - \Delta W_2 = 310,4 - 190,9 = 119,5 \text{ MWh/год.},$$

што изнесува околу 2,2% од вкупната пренесена електрична енергија во текот на една година.

Вредноста на овој износ, изразен во парични единици (п.е.), годишно ќе биде:

$$\Delta_1 - \Delta_2 = c_{\Delta W} \cdot (\Delta W_1 - \Delta W_2) = 1,5 \cdot 119.500 = 179.250 \text{ п.е./год.}$$

Цената на кондензаторската батерија со оптимална инсталирана моќност ќе биде:

$$K_B = (150 + 500 \cdot 0,922) \cdot 10^3 = 611.000 \text{ п.е.}$$

Според тоа, инсталирањето на кондензаторската батерија со својата оптимална вредност, освен веќе споменатите ефекти, ќе доведе до намалување на пресметковните годишни трошоци за вредноста:

$$\Delta T = (\Delta_1 - \Delta_2) - p_{\Sigma} \cdot K_B = 179.250 - 0,2 \cdot 611.000 = 57.050 \text{ п.е./год.}$$

Бидејќи заштедите од компензацијата ΔT се позитивни, произлегува дека инсталирањето на кондензаторската батерија со спомената моќност од 922 kvar е не само технички туку и економски сосема оправдана.

□ □ □

Пример 7.5. 110 kV далекувод со спроводници Al/Č 240/40 mm² ($r = 0,129 \Omega/\text{km}$; $x = 0,40 \Omega/\text{km}$) и со должина $l = 50 \text{ km}$ треба да напојува еден индустриски потрошувач со следните карактеристики: $P_M = 40 \text{ MW}$; $\cos \varphi = 0,8 = \text{const}$; $T_M = 4500 \text{ h}$ ($\tau = 2886 \text{ h}$). Ако стапките на амортизација и одржување изнесуваат $\alpha_a \% = 3\%$ и $\alpha_p \% = 2,5\%$, а единечната цена на далекуводот е $V = 1 \cdot 10^6 \text{ п.е./km}$ и притоа цената на изгубениот киловатчас изнесува $c_{\Delta W} = 1 \text{ п.е./kWh} = 10^3 \text{ п.е./kWh}$, да се определи сумата на актуализираните трошоци, сврзани со изградбата и експлоатацијата на далекуводот, за период од $n = 20$ години, и тоа за следните два случаја:

а) моќноста на потрошувачот со текот на времето не се менува;

б) моќноста на потрошувачот P_M расте од година во година со тренд на пораст од 4,5% годишно (односно расте со фактор на пораст $x = 1,045$).

Актуализацијата на трошоците да се врши со стапка $p_a \% = 8\%$.

Решение:

Кај ваквите анализи е вообичаено за основна временска единица да се усвои периодот од една година, т.е. единица за време да биде 1 година. Притоа, со $t = 0$ ќе го означиме моментот кога е завршена изградбата на објектот и почетокот на неговата работа, а тоа ќе биде наедно и почетокот на посматраниот период од $n = 20$ години. Со индексот i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$) ќе го означуваме крајот на првата, втората итн. година. Освен тоа, заради упростување, ќе сметаме дека тековните трошоци f_i , кои фактички се остваруваат распределено, во текот на целата i -та година, се остваруваат концентрирано на крајот од посматраната година.

а) Моќноста на потрошувачот не се менува
($P_M = P_0 = 40 \text{ MW} = \text{const.}$)

Во овој случај, согласно напред реченото, во $t = 0$ ќе се појават инвестиционите трошоци $K = V \cdot l$ за изградба на далекуводот, а потоа, во секоја наредна година од работата, ќе се остваруваат исти тековни трошоци, т.е. $f_1 = f_2 = \dots = f_n = f = \text{const.}$ Притоа имаме:

$$K = V \cdot I = 1 \cdot 10^6 \cdot 50 = 50 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

$$k = p_s \cdot K = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K = 0,055 \cdot 50 \cdot 10^6 = 2,75 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.}$$

$$f = K_a + K_p + \Delta = p_s \cdot K + \Delta = \text{const.}$$

$$\Delta P_M = R \cdot (P_M / U_n / \cos \varphi)^2 = 6,45 \cdot (40 / 110 / 0,8)^2 = 1,333 \text{ MW.}$$

$$\Delta = c_{\Delta W} \cdot \Delta W = c_{\Delta W} \cdot (\Delta P_M \cdot \tau);$$

$$\Delta = 1 \cdot 10^3 \cdot 1,333 \cdot 2886 = 3,846 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.}$$

$$f = 2,75 \cdot 10^6 + 3,846 \cdot 10^6 = 6,596 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.} = \text{const.}$$

Сумата на актуализираните трошоци Σ_a за посматраниот период од $n = 20$ години во овој случај ќе биде:

$$\Sigma_a = \frac{K}{q^0} + \frac{f_1}{q^1} + \frac{f_2}{q^2} + \dots + \frac{f_n}{q^n} = K + \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{q^i}, \text{ т.е.}$$

$$\Sigma_a = K + f \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{q^i} = K + f \cdot \Gamma(n),$$

каде што е:

$$\Gamma(n) = \sum_{i=1}^n \frac{1}{q^i} = \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)}.$$

Понатаму имаме:

$$\Gamma(20) = \frac{1,08^{20} - 1}{1,08^{20} \cdot (1,08 - 1)} = 9,818;$$

$$\Sigma_a = 50 \cdot 10^6 + 9,818 \cdot 6,596 \cdot 10^6 = 114,76 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.}$$

б) Моќноста на потрошувачот расте со тренд на пораст од 4,5% годишно

Во овој случај максималната моќност на потрошувачот P_M не е константна, туку од година во година ќе расте континуирано, по следниот закон:

$$P_M(t) = P_0 \cdot x^t \quad (t = 1, 2, \dots, n),$$

т.е:

$$P_M(t) = 40 \cdot 1,045^t \quad (t = 1, 2, \dots, n).$$

За поедноставно пресметување ќе сметаме дека во текот на првата година максималната моќност на потрошувачот не се зголемува континуирано, туку е константна, еднаква на вредноста $P_M(1) = P_M(0) \cdot x^1 = P_0 \cdot x^1$.

Слично, во текот на втората година ќе сметаме дека моќноста на потрошувачот е константна, еднаква на вредноста $P_M(2) = P_0 \cdot x^2$, итн., како што е тоа прикажано со искршената линија на дијаграмот од слика 7.4.

Јасно е дека во овој случај загубите на електрична енергија ΔW од година во година ќе растат и тоа по следниот закон:

$$\begin{aligned}\Delta W_0 &= \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau ; \\ \Delta W_1 &= \frac{P_M^2(1)}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = \Delta W_0 \cdot x^2 ; \\ \Delta W_2 &= \frac{P_M^2(2)}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = \Delta W_0 \cdot x^4 ; \\ &\text{-----} \\ \Delta W_i &= \frac{P_M^2(i)}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = \Delta W_0 \cdot x^{2i} ; i=1, 2, \dots, n.\end{aligned}$$

Во овој случај сумата на актуализираните трошоци за периодот од n години ќе биде:

$$\begin{aligned}\Delta_i &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W_i = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 \cdot x^{2i} = \Delta_0 \cdot x^{2i} ; i = 1, 2, \dots, n . \\ \Sigma_b &= K + \sum_{i=1}^n \frac{p_s \cdot K}{q^i} + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta_0 \cdot x^{2i}}{q^i} ;\end{aligned}$$

или:

$$\Sigma_b = K + p_s \cdot K \cdot \Gamma(n) + \Delta_0 \cdot \Gamma(x, n) ,$$

каде што е:

$$\Gamma(x, n) = \sum_{i=1}^n \frac{x^{2i}}{q^i} = \frac{(q/x^2)^n - 1}{(q/x^2) \cdot [(q/x^2) - 1]} = \frac{0,989^{20} - 1}{0,989^{20} \cdot (0,989 - 1)} = 22,51 .$$

Понатаму имаме:

$$\begin{aligned}\Delta_0 &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta P_0 \cdot \tau \\ \Delta_0 &= c_{\Delta W} \cdot \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = 3,846 \cdot 10^6 \text{ п.е./год} ,\end{aligned}$$

$$\Sigma_b = 50 \cdot 10^6 + 0,055 \cdot 50 \cdot 10^6 + 3,846 \cdot 10^6 \cdot 22,51 = (50 + 27 + 86,573) \cdot 10^6$$

$$\Sigma_b = 163,573 \cdot 10^6 \text{ п.е. } \Sigma_b = 163,573 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

Пример 7.6. Потрошувач со карактеристики како во претходната задача треба да се напојува преку еден 110 kV далекувод со должина $l = 50$ km. Притоа се можни следните три варијанти на напојувањето:

- а) напојување со обичен едносистемски 110 kV далекувод, со спроводници Al/Ѓ 240/40 mm² ($r_a = 0,129 \Omega/\text{km}$; $x_a = 0,39 \Omega/\text{km}$) чија единечна цена изнесува $V_a = 1 \cdot 10^6$ п.е.;
- б) напојување со еден двосистемски 110 kV далекувод, со спроводници Al/Ѓ 150/25 mm² ($r_b = 0,105 \Omega/\text{km}$; $x_b = 0,30 \Omega/\text{km}$) чија единечна цена изнесува $V_b = 1,28 \cdot 10^6$ п.е.;
- в) напојување со еден двосистемски 110 kV далекувод, со спроводници Al/Ѓ 240/40 mm² ($r_v = 0,0065 \Omega/\text{km}$; $x_v = 0,30 \Omega/\text{km}$) чија единечна цена изнесува $V_v = 1,6 \cdot 10^6$ п.е.

Со помош на методот на минимални вкупни актуализирани трошоци да се утврди која од трите споменати варијанти е економски најповолна.

Трошоците да се посматраат за период од $n = 20$ години, а актуализацијата да се врши со стапка на актуализација $p_a \% = 8\%$.

Годишните стапки на амортизација $\alpha_a \%$ и одржување $\alpha_p \%$ на далекуводот изнесуваат 3,0% и 2,5% респективно. Значи, вкупната годишна стапка $p_s \% = \alpha_a \% + \alpha_p \% = 5,5\%$.

Просечната цена на загубениот киловатчас изнесува:

$$c_{\Delta W} = 1 \text{ п.е./kWh.}$$

Решение:

Сумата од вкупните актуализирани трошоци што се остваруваат при изградбата и експлоатацијата на еден далекувод за период од n години изнесува (види пример 7.5):

$$\Sigma = K + p_s \cdot K \cdot \Gamma(n) + \Delta_0 \cdot \Gamma(x, n) \quad , \text{ или:}$$

$$\Sigma = K \cdot [1 + p_s \cdot \Gamma(n)] + c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 \cdot \Gamma(x, n) .$$

При $n = 20$ години и тренд на пораст $x = 1,045$, со зададената стапка на актуализација $p_a \% = 8\%$, добиваме (види пример 7.5):

$$\Gamma(n) = 9,818 ;$$

$$\Gamma(x, n) = 22,512 ;$$

$$1 + p_s \cdot \Gamma(n) = 1 + 0,055 \cdot 9,818 = 1,54 .$$

а) Најојување преку едносистемски далекувод со сироводници Al/Č 240/40 mm².

Во овој случај ќе имаме:

$$V_a = 1 \cdot 10^6 \text{ п.е./km};$$

$$K_a = V_a \cdot l = 50 \cdot 10^6 \text{ п.е};$$

$$R_a = r_a \cdot l = 0,129 \cdot 50 = 6,45 \Omega.$$

$$\Delta W_0 = \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R_a \cdot \tau$$

$$\Delta W_0 = \frac{40^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 6,45 \cdot 2886 = 3,846 \cdot 10^6 \text{ kWh} ,$$

$$\Sigma_a = 1,54 \cdot 50 \cdot 10^6 + 1 \cdot 3,846 \cdot 10^6 \cdot 22,512 = (77 + 86,58) \cdot 10^6$$

$$\Sigma_a = 163,58 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

б) Најојување преку двосистемски вод со сироводници Al/Č 150/25 mm².

На наполно ист начин се пресметува сумата на актуализираните трошоци и за оваа варијанта, а подоцна и за варијантата "в". Резултатите од овие пресметки се прикажани во

табелата П.7.6.1. Трошоците во табелата се изразени во милиони парични единици, т.е. 10^6 п.е.

Од пресметаното произлегува дека првата варијанта ветува најмали вкупни актуализирани трошоци, па според тоа таа би требало да се усвои како економски најповолна. Меѓутоа, од резултатите произлегува дека третата варијанта е поскапа во однос на првата за само 1,78%.

Табела П.7.6.1. Економски карактеристики на споредуваните варијанти

Варијанта	K	$p_{\Sigma} \cdot K \cdot \Gamma(n)$	ΔW_0 (MWh)	$\Delta_0 \cdot \Gamma(x,n)$	Σ
а	50	27,00	384,6	86,58	163,58
б	60	34,56	313,0	70,46	169,00
в	80	43,20	192,3	43,29	166,49

Толку мала разлика не може да обезбеди несомнена предност на првата варијанта, со оглед на тоа што ваквите анализи претставуваат само приближни, т.е. груби проценки на економските показатели на разгледуваните варијанти. Освен тоа, третата варијанта има изразито поповолни технички карактеристики како во поглед на преносната способност и доверливоста во напојувањето така и во поглед на загубите на напон и моќност во преносот, што се одразува врз квалитетот на испорачаната електрична енергија и што е особено изразено во подоцнежната фаза на работењето кога оптоварувањето ќе ја достигне својата конечна вредност од $1,045^{20} \cdot 40 = 96,5$ MW (што при $\cos \varphi = 0,8$ дава 121 MVA, а тоа е веќе на самата термичка граница на преносната моќ на водот).

Затоа, во ваквите случаи, кога економските споредувања на варијантите не даваат неспорно предимство на некоја од нив, последниот збор ќе го даде споредувањето на техничките карактеристики на секоја од варијантите (и кои во применетиот модел не се економски вреднувани). Во конкретниот случај е јасно дека, гледано од технички аспект, третата варијанта има изразито предимство во однос на првата, па според тоа најправилно би било неа да ја прогласиме за најповолна.

□ □ □

Пример 7.7. Претходната задача да се реши со нова стапка на актуализација $p_a \% = 10\%$.

Решение:

Во овој случај ќе имаме:

$$\Gamma(n) = 8,514 \text{ и } \Gamma(x,n) = 18,545;$$

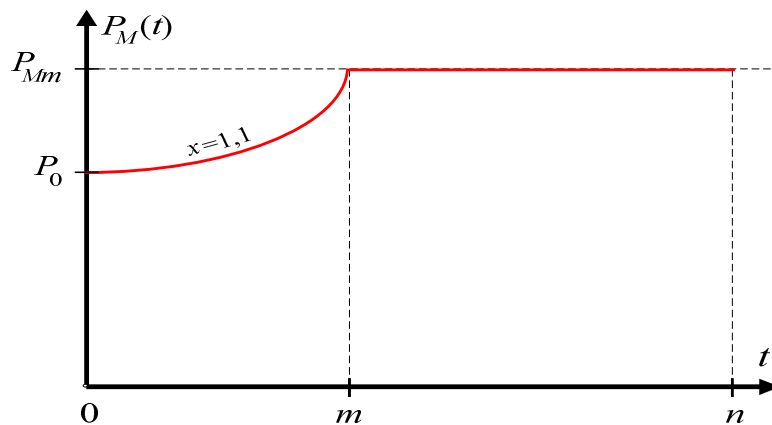
$$\Sigma_a = 144,72 \cdot 10^6 \text{ п.е.};$$

$$\Sigma_{\sigma} = 151,99 \cdot 10^6 \text{ п.е.};$$

$$\Sigma_{\theta} = 153,10 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

□ □ □

Пример 7.8. Потрошувач со карактеристики $P_0 = 30 \text{ MW}$, $\cos \varphi = 0,8$; $T_M = 4500 \text{ h}$; ($\tau = 2886 \text{ h}$) треба да се напојува со електрична енергија преку еден 110 kV далекувод, долг $l = 40 \text{ km}$. Во првите $m = 5$ години од работењето моќноста на потрошувачот ќе расте по експоненцијален закон со просечен тренд на пораст од 10% годишно ($x = 1,1$). После петтата година максималната моќност на потрошувачот се задржува на вредноста $P_{Mm} = P_0 \cdot x^m = 48,32 \text{ MW}$ и понатаму нема да се менува, како што е тоа прикажано на сликата П.7.8.1.



Слика П.7.8.1. Пораст на врвното оптоварување на потрошувачот

При изборот на пресекот на спроводниците се разгледуваат две варијанти:

- а) $\text{Al/}\check{\text{C}} \text{ } 150/25 \text{ mm}^2$; $r = 0,20 \text{ }\Omega/\text{km}$; $x = 0,41 \text{ }\Omega/\text{km}$;
 $V_a = 1,2 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$;
- б) $\text{Al/}\check{\text{C}} \text{ } 240/40 \text{ mm}^2$; ($r = 0,123 \text{ }\Omega/\text{km}$; $x = 0,40 \text{ }\Omega/\text{km}$;
 $V_b = 1,5 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$

Со помош на методот на вкупни актуализирани трошоци да се утврди која од двете разгледувани варијанти е економски поповолна. Притоа да се посматра период на работа од $n = 20$ години.

Бројни вредносѝ:

- стапка на актуализација $p_a \% = 10\%$,
- стапка на амортизација+одржување $p_s \% = \alpha_a \% + \alpha_p \% = 5\%$,
- цена на изгубената електрична енергија $c_{\Delta W} = 1,5 \text{ п.е./kWh}$.

Решение:

Во овој случај и во двете варијанти ќе имаме:

$$\Gamma(m) = \Gamma(5) = 3,791;$$

$$\Gamma(n) = \Gamma(20) = 8,514;$$

$$\Gamma(n-m) = \Gamma(15) = 7,606;$$

$$\Gamma(x, m) = 6,716;$$

$$\Gamma(x, n) = 63,003 ;$$

$$x^m = 1,1,611.$$

Посматраниот период од $n = 20$ години ќе го поделиме на два дела: $(0 - m)$ и $(m - n)$. Значи, првиот дел ги опфаќа првите $m = 5$ години, а вториот преостанатите $m+1, m+2, ..$ итн., години.

Во првиот временски интервал $(0 - m)$, кога врвната моќност на потрошувачот расте од година во година со константен тренд на пораст x , тековните трошоци ќе се состојат од константен дел $k = p_{\Sigma} \cdot K$ и променлив (варијабилан) дел $\Delta_i = \Delta_0 \cdot x^{2i}$ (види пример 7.5).

Според тоа, вкупните тековни трошоци f_i во i -тата година ($i \leq m$) ќе бидат: $f_i = k + \Delta_i = k + \Delta_0 \cdot x^{2i}$. Во последните изрази со K е означена цената на чинење на далекуводот, а со Δ_0 се означени трошоците заради загубената електрична енергија во "нултата" година, во која оптоварувањето е еднакво на P_0 , т.е:

$$\Delta_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = c_{\Delta W} \cdot \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau .$$

Во вториот временски интервал ($i > m$) тековните трошоци се константни, т.е:

$$f_i = f_m = k + \Delta_m = k + \Delta_0 \cdot x^{2m} = \text{const.} \quad (i = m+1, m+2, \dots, n).$$

Согласно со напред реченото, сумата на вкупните актуализирани трошоци што ќе се остварат во текот на целиот разгледуван период од n години ќе биде:

$$\Sigma = K + \sum_{i=1}^m \frac{f_i}{q^i} + \sum_{i=m+1}^n \frac{f_m}{q^i} = K + \sum_{i=1}^m \frac{k + \Delta_0 \cdot x^{2i}}{q^i} + \sum_{i=m+1}^n \frac{f_m}{q^i},$$

$$\Sigma = K + k \cdot \Gamma(m) + \Delta_0 \cdot \Gamma(x, m) + f_m \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] ;$$

или:

$$\Sigma = K + k \cdot \Gamma(n) + \Delta_0 \cdot \{\Gamma(x, m) + x^{2m} \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)]\}$$

$$\Sigma = c \cdot K + d \cdot \Delta_0 ;$$

каде што е:

$$c = 1 + p_s \cdot \Gamma(n) = 1 + 0,05 \cdot 8,514 = 1,426 ;$$

$$d = \Gamma(x, m) + x^{2m} \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] ;$$

$$d = 6,716 + 2,594 \cdot [8,514 - 3,791] = 18,965 .$$

Сега лесно можеме да ги добиеме вкупните трошоци за секоја од двете разгледувани варијанти.

а) Варијанџа со сѳроводници Al/Ѓ 150/25 mm² ;

$$K_a = 48 \cdot 10^6 \text{ п.е.} ;$$

$$R_a = 0,2 \cdot 40 = 8 \Omega ;$$

$$\Delta P_0 = R_a \cdot (P_0 / U_n / \cos \varphi)^2 = 8 \cdot (30 / 110 / 0,8)^2 = 0,93 \text{ MW} ;$$

$$\Delta W_0 = \Delta P_0 \cdot \tau = 0,93 \cdot 2886 = 2683 \text{ MWh} ;$$

$$\Delta_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = 1,5 \cdot 2,683 \cdot 10^6 = 4,025 \cdot 10^6 \text{ п.е.} ;$$

$$\Sigma_a = c \cdot K_a + d \cdot \Delta_0$$

$$\Sigma_a = 1,426 \cdot 48 \cdot 10^6 + 18,965 \cdot 4,025 \cdot 10^6 = 144,8 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

б) Варијанџа со сѳроводници Al/Ѓ 240/40 mm² ;

$$K_b = 60 \cdot 10^6 \text{ п.е.} ;$$

$$R_b = 0,123 \cdot 40 = 4,92 \Omega .$$

$$\Delta P_0 = R_b \cdot (P_0 / U_n / \cos \varphi)^2 = 4,92 \cdot (30 / 110 / 0,8)^2 = 0,572 \text{ MW} ;$$

$$\Delta W_0 = \Delta P_0 \cdot \tau = 0,572 \cdot 2886 = 1651 \text{ MWh} ;$$

$$\Delta_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = 1,5 \cdot 1,651 \cdot 10^6 = 2,476 \cdot 10^6 \text{ п.е.} ;$$

$$\Sigma_b = c \cdot K_b + d \cdot \Delta_0 = 1,426 \cdot 60 \cdot 10^6 + 18,965 \cdot 2,476 \cdot 10^6 ;$$

$$\Sigma_b = 144,8 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$$

□ □ □

Задача 7.1. Еден индустриски погон за преработка на руда се наоѓа на растојание $l = 17 \text{ km}$ од најблиската распределителна точка и треба да се приклучи на електроенергетската мрежа. На почетокот од работата на потрошувачот неговата моќност ќе изнесува $P_0 = 6,5 \text{ MW}$ и во наредните $m = 10$ години перманентно ќе расте со константна стапка на пораст од 7% годишно (трендот на пораст изнесува $x = 1,075$). По овој период моќноста на потрошувачот ја достигнува вредноста $P_{Mm} = 12,8 \text{ MW}$ и понатаму останува неизменета, слично на она што е графички прикажано на сликата П.7.8.1 од претходниот пример. Останатите карактеристики на потрошувачот се следните: време на максимална моќност $T_M = 5000 \text{ h}$, време на загуби $\tau = 3411 \text{ h}$, фактор на моќност $\cos \varphi = 0,9$.

За напојување на потрошувачот се предвидуваат две можни варијанти:

- 1) напојување со 35 kV преносен систем;
- 2) напојување со 110 kV преносен систем.

Во варијантата 1 се предвидува изградба на двосистемски 35 kV далекувод со спроводници Al/Ѓ 95/15 mm² ($r_1 = 0,166 \text{ } \Omega/\text{km}$; $x_1 = 0,30 \text{ } \Omega/\text{km}$; единечна цена $V_1 = 1,12 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$) и изградба на трансформаторска станица ТС 35/6 kV/kV, чија цена изнесува $K_{T35} = 18 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$

Во варијантата 2 се предвидува изградба на еден 110 kV едносистемски далекувод со спроводници Al/Ѓ 150/25 mm² ($r_2 = 0,21 \text{ } \Omega/\text{km}$, $x_2 = 0,40 \text{ } \Omega/\text{km}$, $V_2 = 0,8 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$) и изградба на трафостаница ТС 35/6 kV/kV. Далекуводот во првите $m = 10$ години е предвиден да работи со работен напон 35 kV, а по овој период се предвидува доградување на 110 kV дел од трафостаницата, и со што ќе се овозможи далекуводот да премине да работи со својот номинален напон 110 kV. Цената на доградениот 110 kV дел од трафостаницата изнесува $K_{T110} = 20 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$

Со споредување на вкупните актуализирани трошоци за секоја од варијантите, за периодот од $n = 20$ години, да се утврди која од нив ќе биде економски поповолна.

Бројни вредности:

- стапка на амортизација и одржување на далекуводите: $p_{sV} \% = 5,5\%$;
- стапка на амортизација и одржување на трансформаторските станици: $p_{sT} \% = 10\%$,
- просечна цена на изгубениот киловатчас: $c_{\Delta W} = 1,2$ п.е/kWh ,
- стапка на актуализација: $p_a \% = 10\%$.

□ □ □