

1. GYAKORLAT

Egy mérlegkörben mérlegkör-felelősi feladatot lát el, s augusztusi munkanapra, 2015. augusztus 26-ra (szerda) tervez. A papíron követhető gyakorlat érdekében csak a 13:00-14:00 közötti négy elszámolási mérési intervallumot vesszük figyelembe.

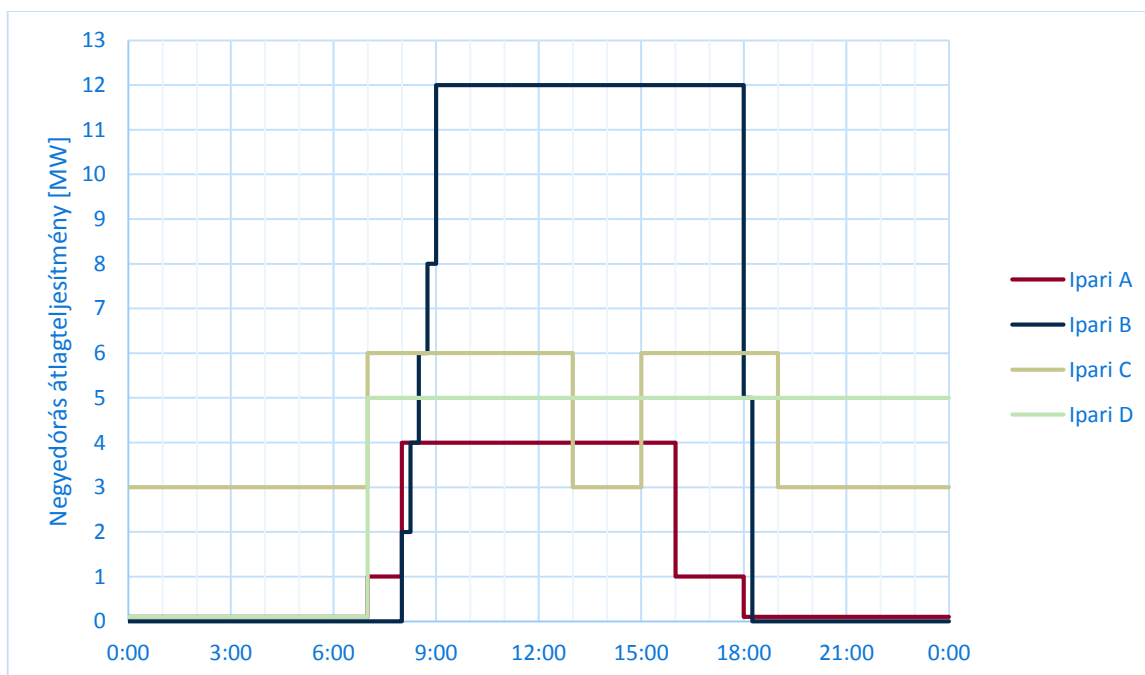
A mérlegkörében tartoznak:

- profil elszámolású fogyasztók. Az egyes fogyasztók adatait (MÉF, csoport) az alábbi táblázatban láthatja. A profil elszámolású fogyasztókkal teljes ellátás alapú szerződést kötött.

Csoporttípus	MÉF [kWh]	Csoport létszám
lakosság és közösség Bp	2375	15000
csoport #1	40000	2420
csoport #2	15000	810

- egy erőmű (termelő):
 - a határidős piacon eladott 30 MW BASE, és 10 MW PEAK kapacitást. (A BASE termék alapértelmezésben mindennap 0-24-ig, a PEAK termék hétköznap 8-20-ig tartó időtartamot jelent.)
- négy, idősoros nagyfogyasztó (piaci felhasználó), melyeknek a következő menetrend alapú szerződéseik vannak:

Kinek	Kivel	Adatfájl
Ipari A	Mérlegkörbe tartozó termelővel	C oszlop
Ipari B	Másik mérlegkörbe (MK2) tartozó termelővel	D oszlop
Ipari C	Határon túlról importál (SK)	E oszlop
Ipari D	Mérlegkör-felelőssel	F oszlop



A mérlegkörfelelős – mint kereskedő – további szerződései (mellyel a profilos és Ipari D felhasználó igényeit látja el):

- menetrend-alapú szerződés keretében 10MW PEAK terméket vásárol az MK3 mérlegkörből
- a megmaradt fogyasztást, vagy esetleg többletet (rövid/hosszú pozíciókat) a szervezett villamos-energiapiacon értékesíti. A szervezett villamosenergia-piacon azonban csak órás termékek vannak, s legkisebb kereskedett mennyiség 0,1MW. Ezért minden órában a szükséges energia mennyiség kerekített értékét vásárolja meg!

A részleges ellátás alapú szerződések keretében az ipari C felhasználó jelzi, hogy délelőtti üzeme egy órával tovább tart. Ezt, valamint a kiegyenlített menetrendhez szükséges energiát a mérlegkörbe tartozó termelőtől az ellátás alapú szerződése keretében vásárolja meg.

A 13:00-tól kezdődően adottak az alábbi mérések:

Szereplő:	Negyedórás mérés (13:00-13:15) [kWh]
Ipari A	–995
Ipari B	–3010
Ipari C	–1230
Ipari D	–1270
Termelő	11800

Feladatok:

1. Táblázatban foglalja össze, hogy a mérlegkör szereplőinek kivel és milyen jellegű szerződései vannak?
2. Határozza meg a profilos felhasználók profil szerinti fogyasztását a 13:00-14:00 intervallumban!
3. Mérlegkör-felelősként tervezze meg a mérlegkör menetrendjét követve!
4. Ábrán rajzolja fel a mérlegkör kereskedelmi tranzakcióit a 13:00-tól kezdődő elszámolási mérési intervallumra!
5. Határozza meg, hogy az egyes szereplők mely szerződések mennyi villamosenergia-mennyiséget számolnak el!

1. Foglalja össze, hogy a mérlegkör szereplőinek kivel és milyen jellegű szerződéseik vannak?

Ki	Kinek	Jelleg
MKF	profilosok	teljesellátás-alapú (mérlegkörtagsági szerződés)
termelő	MKF	részlegesellátás-alapú (mérlegkörtagsági szerződés)
termelő	SZVEP	menetrendalapú
MKF	ipari A	részlegesellátás-alapú (mérlegkörtagsági szerződés)
termelő	ipari A	menetrendalapú
MKF	ipari B	részlegesellátás-alapú (mérlegkörtagsági szerződés)
MK2 termelő	ipari B	menetrendalapú
MKF	ipari C	részlegesellátás-alapú (mérlegkörtagsági szerződés)
SK termelő	ipari C	menetrendalapú
MKF	ipari D	részlegesellátás-alapú (mérlegkörtagsági szerződés)
MKF	ipari D	menetrendalapú
SZVEP	MKF	menetrendalapú

2. Határozza meg a profilos felhasználók profil szerinti fogyasztását a 13:00-14:00 intervallumban!

A 2015-ös profilnaptárt használjuk, a kérdéses nap egy augusztusi szerda (tehát A8). A kérdéses profilok értéke:

Negyedóra	BP	CS#1	CS#2
13:00-13:15	0,029439	0,007288	0,044872
13:15-13:30	0,029388	0,007296	0,045040
13:30-13:45	0,029265	0,007293	0,045080
13:45-14:00	0,029176	0,007294	0,045019

A felszorozások után a összesített profilos menetrend (kWh-ban):

Negyedóra	BP	CS#1	CS#2	Összesen:
13:00-13:15	1048,8	705,5	545,2	2299,4
13:15-13:30	1046,9	706,3	547,2	2300,4
13:30-13:45	1042,6	706,0	547,7	2296,3
13:45-14:00	1039,4	706,1	547,0	2292,4

3. Mérlegkör-felelősként tervezze meg a mérlegkör menetrendjét követve!

Az ipari felhasználók tervezett fogyasztása az adott időszakban (kWh):

Negyedóra	Ipari A (4 MW)	Ipari B (12 MW)	Ipari C (6 MW)	Ipari D (5 MW)	
13:00-13:15	1000	3000	1500	1250	6750
13:15-13:30	1000	3000	1500	1250	6750
13:30-13:45	1000	3000	1500	1250	6750
13:45-14:00	1000	3000	1500	1250	6750

A mérlegkörfelelős által biztosítandó mennyiségek (ipari D és profilosok): egyrészt az MK3-ból vásárolt 10MW peak, a többi a SZVEP-ről

Negyedóra	Profilos [kWh]	Ipari D	MK3-ból	SZVEP-ről
13:00-13:15	2299,4	1250	-2500	1049,4
13:15-13:30	2300,4	1250	-2500	1050,4
13:30-13:45	2296,3	1250	-2500	1046,3
13:45-14:00	2292,4	1250	-2500	1042,4

A SZVEP-en azonban csak 0,1MW-ot lehet venni, ezért:

Negyedóra	kWh	MW	Maradó [kWh]
13:00-13:15	1049,4	4,1978	-0,6
13:15-13:30	1050,4	4,2017	0,4
13:30-13:45	1046,3	4,1850	-3,7
13:45-14:00	1042,4	4,1697	-7,6

Ez, valamint a C felhasználó bejelentett többletét vesszük meg az Erőműtől. Az eredeti tervei szerint 3MW-on üzemelt volna, de egy órával továbbtart az üzem, ezért többlet 3 MW-ra van szüksége. Ez egy órára 3000kWh, vagyis negyedóránként 750 kWh.

Így az erőmű menetrendje:

Negyedóra	MKF igény [kWh]	Ipari A igény [kWh]	Határidős [kWh]	Összesen
13:00-13:15	749,4	1000	10000	11749,4
13:15-13:30	750,4	1000	10000	11750,4
13:30-13:45	746,3	1000	10000	11746,3
13:45-14:00	742,4	1000	10000	11742,4

4. Ábrán rajzolja fel a mérlegkör kereskedelmi tranzakcióit a 13:00-tól kezdődő elszámolási mérési intervallumra!

5. Határozza meg, hogy az egyes szereplők mely szerződések mennyi villamosenergia-mennyiséget számolnak el!

Az idősoros felhasználók a menetrendalapú szerződéseiben a menetrend alapján számolnak el.
Az ellátás alapú szerződéseiket a mérések alapján számolják el.

Szereplő:	Terv (13:00-13:15)	Negyedórás mérés (13:00- 13:15) [kWh]	Menetrendalapú szerződésben	Ellátásalapú szerződésben
Ipari A	-998	-995	-1000	+2
Ipari B	-3010	-3010	-3000	-10
Ipari C	-1230	-1230	-750	-480
Ipari D	-1270	-1270	-1250	-20
Termelő	+11749,4	+11800	+11000	50,6

Tehát a részleges ellátás alapú szerződés elszámolójának tudnia kell a menetrendalapú szerződésekről!
Továbbá a kimondott/nem kimondott vételezési igény (ld. Ipari C) elszámolása a MKF-IpariC közötti mérlegkörtagsági szerződésen múlik. Elképzelhető, hogy MKF árkedvezményt ad, ha a fogyasztó előre tájékoztatja a többlet vételezésről. Azonban az MKF akkor is köteles őt ellátni, ha erről semmilyen előzetes információja nincs!

A mérlegköri szinten aggregált menetrend és elszámolás a 2B/3Gy alkalmak témája.

SZERVEZETT VILLAMOSENERGIA-PIAC GYAKORLAT

Szervezett villamosenergia-piac

Az „A” szervezett villamosenergia-piac (SZVEP) H01 órás termékére a következő ajánlatokat adták be:

K1: -100MWh @ 35→30€/MWh vétel

K2: -400MWh @ 5€/MWh vétel

K3: -200MWh @ 8€/MWh vétel

K4: 250MWh @ 10→15€/MWh eladás

K5: 100MWh @ 26€/MWh eladás

K6: 350MWh @ 15€/MWh eladás

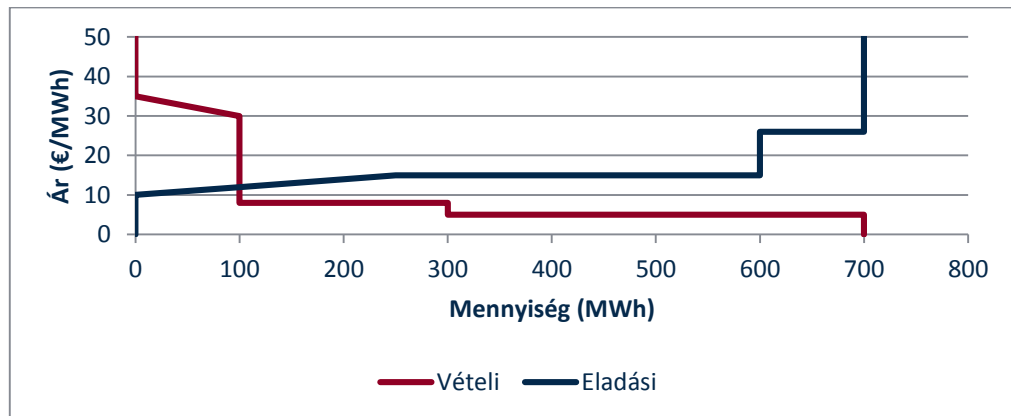
1. Rajzolja fel az aggregált görbéket, s határozza meg a klíringet!

Az ajánlatokat ár szerint sorba rendezzük:

Szereplő	Ár	Mennyiség	Aggregált mennyiség
K1	35 → 30	100	100
K3	8	200	300
K2	5	400	700

Szereplő	Árak	Mennyiség	Aggregált mennyiség
K4	10 → 15	250	250
K6	15	350	600
K5	26	100	700

Ebből már meghatározható az aggregált görbe, s leolvashatóak a klíring értékek:



$MCP = 12 \text{ €/MWh}$

$MCV = 100 \text{ MWh}$

(A fenti módszer értelemszerűen csak akkor működik, ha az egyes lépcsők „nem lapolnak át”).

2. Határozza meg az eladási és vételi többletet, valamint a társadalmi jólét értékét!

Eladási és vételi többlete csak azoknak a szereplőknek keletkezhet, akiknek az ajánlatát a tőzsde elfogadta, tehát (nem átlapoló lépcsők esetén) a metszés ponttól jobbra található ajánlatokra vonatkozóan.

A jelenlegi klíring összesen két ajánlatra allokalált mennyiséget:

Szereplő	Ár	Allokált mennyiség	Többlet
K1	35 → 30	100	$(32,5 - 12) \times 100 = 2050 \text{ €}$
K4	10 → 15	100	$(12 - 11) \times 100 = 100 \text{ €}$

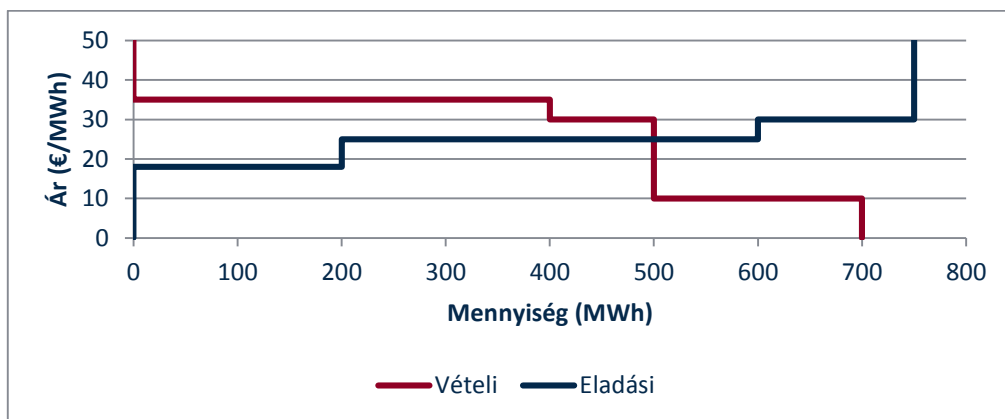
Tehát az eladási többlet 100 €, a vételi többlet 2050 €. A társadalmi jólét így 2150 €.

Egy másik, „B” SZVEP H01 órás termékére a következő ajánlatokat adták be:

–200MWh @ 10€/MWh vétel	150MWh @ 30€/MWh eladás
–100MWh @ 30€/MWh vétel	400MWh @ 25€/MWh eladás
–400MWh @ 35€/MWh vétel	200MWh @ 18€/MWh eladás

3. Rajzolja fel a „B” SZVEP aggregált görbéit, s határozza meg a klíringet!

Hasonlóan az első feladathoz:



A klíring eredménye:

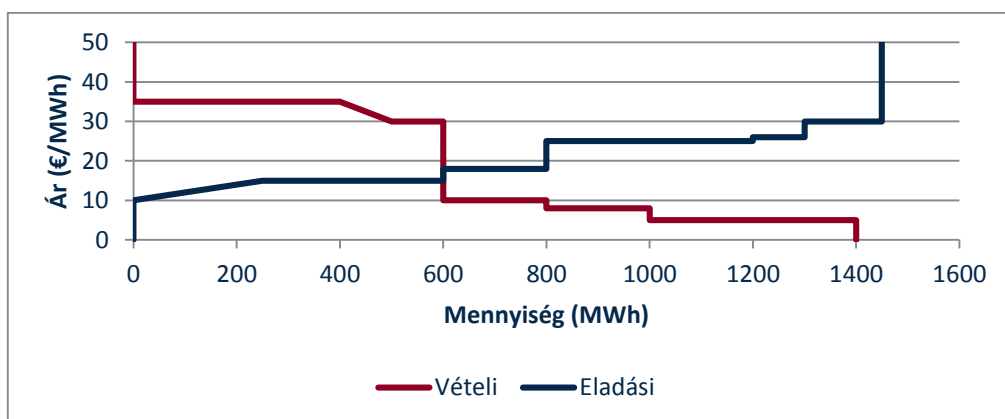
MCP = 25 €/MWh

MCV = 500 MWh

Piac-összekapcsolás

4. Az „A” és „B” piac között áralapú piac-összekapcsolást feltételezve határozza meg a közös aggregált görbéket, valamint a klíringet! Mekkora a két piac közötti áramlás?

Hasonlóan az első két feladathoz, csak most az összes ajánlatot kell nézni:



A klíring eredménye:

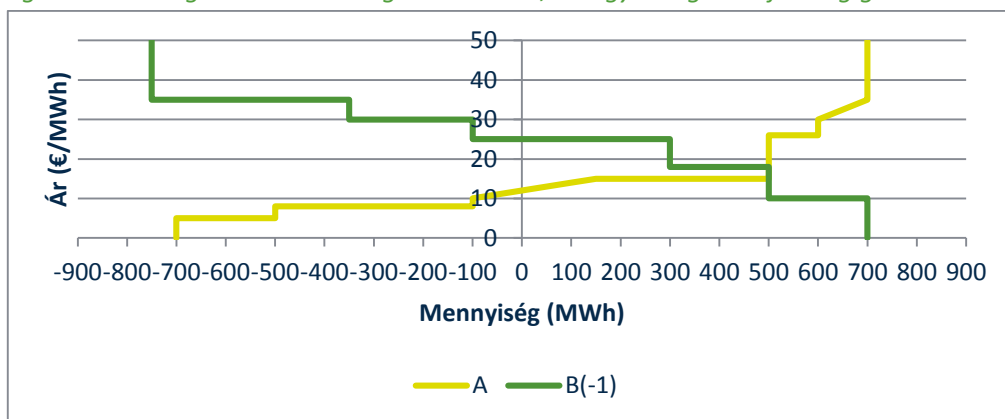
MCP = 16,5 €/MWh (A 15 és 18 ár között felezve)

MCV = 600 MWh

MCF_{A→B} = 500 MWh (ez az egyes ajánlatokra allokált mennyiségből adódik)

5. Rajzolja fel a két piac nettó export görbáját! Miként változik a klíring eredménye, ha a két piac közötti vezetéken rendelkezésre álló kapacitás 200MW?

Az aggregált görbékből meghatározható – igen nehézkes, de egyszer gondoljuk végig:



A metszéspont (vonal) kiadja az $A \rightarrow B$ irányú 500MWh mennyiség szállítását. Ha csak 200MWh szállítás lehetséges, akkor a kialakuló árak:

$$MCP_A = 15 \text{ €/MWh}$$

$$MCP_B = 25 \text{ €/MWh}$$

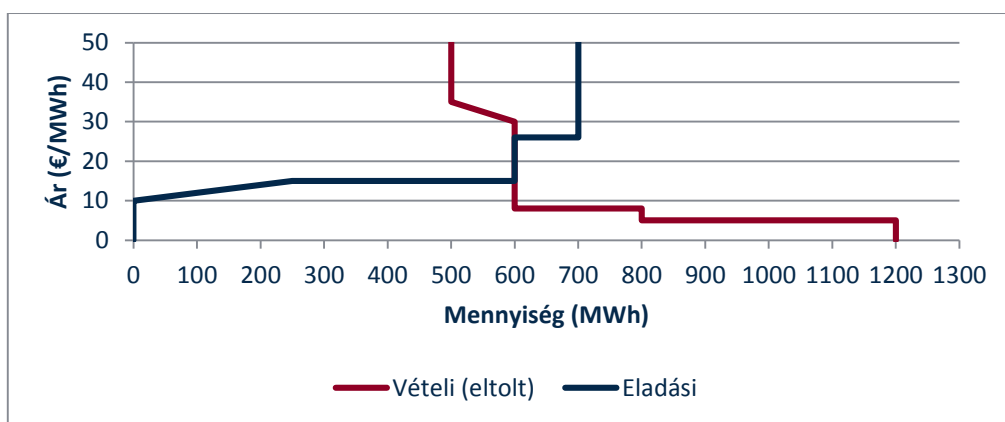
Tehát a torlódási bevétel:

$$CI = (25 - 15) \times 200 = 2000 \text{ €}.$$

6. Az „A” és „B” piac között mennyiségalapú összekapcsolást, s 1000MW rendelkezésre álló kapacitást feltételezve határozza meg az A és B piac klíringjét!

Mennyiségi összekapcsolás esetén a központi klíring csak a szükséges szállításokat hirdeti ki, amit price-taker ajánlatként az egyes tőzsdék ajánlatai közé illesztnek, s így végzik el a klíringet.

Az $A \rightarrow B$ irányú szállítás A számára kötelező exportot jelent. Tehát az ajánlatokat úgy kell elfogadni, hogy 500MWh mennyiséggel több eladási ajánlat legyen, mint vételi. Ezt egy bebiztosított (magas árú), „fiktív” 500MWh vételi ajánlat biztosítja.

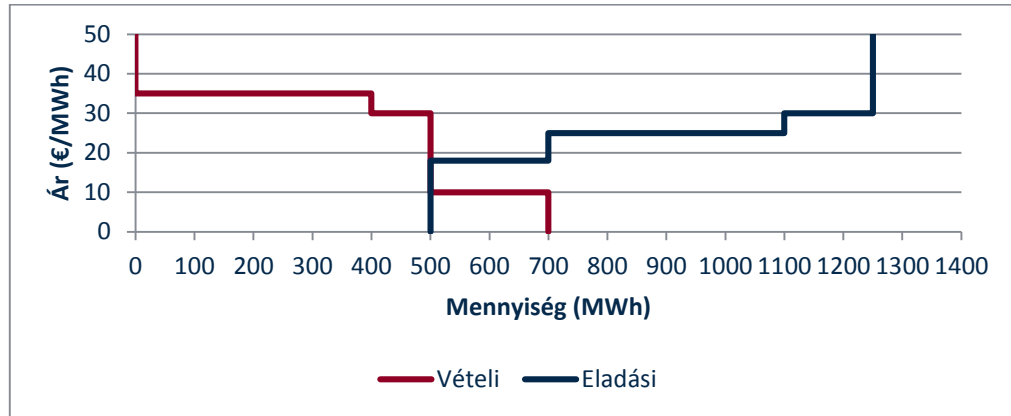


Így az A piacon végzett klíring eredménye:

$$MCP_A = 20,5 \text{ €/MWh (15 és 26 között felezve)}$$

$$MCV_A = 600 \text{ MWh}$$

Az $A \rightarrow B$ irányú szállítás B számára kötelező importot jelent. Tehát az ajánlatokat úgy kell elfogadni, hogy 500MWh mennyiséggel több vételi ajánlat legyen, mint eladási. Ezt egy bebiztosított (alacsony árú), „fiktív” 500MWh eladási ajánlat biztosítja.



Így a B piacon végzett klíring eredménye:
 $MCP_B = 14 \text{ €/MWh}$ (10 és 18 között felezve)
 $MCV_B = 500\text{MWh}$

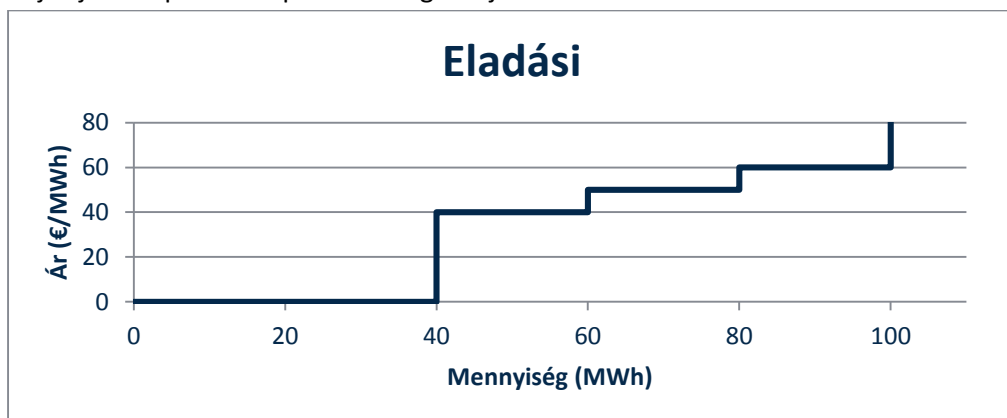
Vegyük észre a mennyiségi összekapcsolásból adódó ellentétes áramlást! Az A piacon az ár 20,5, a B piacon 14. Miközben az áramlás $A \rightarrow B$ irányban történik!

Komplex ajánlatok

Vegyünk egy kínálati komplex ajánlatot! Minden órára a következő energiaajánlatokat adja be a piaci szereplő:

1. 40MWh @ 0€/MWh eladás
2. 20MWh @ 40€/MWh eladás
3. 20MWh @ 50€/MWh eladás
4. 20MWh @ 60€/MWh eladás

7. Rajzolja fel a piac szereplő kínálati görbáját!



8. Tegyük fel, hogy a tőzsdei árak (MCP) a következő módon alakulnak:

- H1-H6: 30 €/MWh
- H7-H12: 42 €/MWh
- H13-H16: 55 €/MWh
- H17-H18: 64 €/MWh
- H19-H24: 38 €/MWh

Határozza meg a komplex ajánlatra alokált mennyiséget és a szereplő bevételét!

Az első időszakban (H1-H6, hat óra) az ár a (40;30) pontban metszi az ajánlati görbét. Tehát ezekre az órákra:

H1-H6 $q_a = 40 \text{ MWh}$ $INC = 40 \text{ MWh} \times 30 \text{ €/MWh} = 1200 \text{ €}$ 6 órára: $\rightarrow 240 \text{ MW}$ $\rightarrow 7800 \text{ €}$

A további időszakokra hasonlóan:

H7-H12 $q_a = 60 \text{ MWh}$ $INC = 60 \text{ MWh} \times 42 \text{ €/MWh} = 2520 \text{ €}$ 6 órára: $\rightarrow 360 \text{ MW}$ $\rightarrow 15120 \text{ €}$

H13-H16 $q_a = 80 \text{ MWh}$ $INC = 80 \text{ MWh} \times 55 \text{ €/MWh} = 4400 \text{ €}$ 4 órára: $\rightarrow 320 \text{ MW}$ $\rightarrow 17600 \text{ €}$

H17-H18 $q_a = 100 \text{ MWh}$ $INC = 100 \text{ MWh} \times 64 \text{ €/MWh} = 6400 \text{ €}$ 2 órára: $\rightarrow 200 \text{ MW}$ $\rightarrow 12800 \text{ €}$

H19-H24 $q_a = 40 \text{ MWh}$ $INC = 40 \text{ MWh} \times 38 \text{ €/MWh} = 1520 \text{ €}$ 6 órára: $\rightarrow 240 \text{ MW}$ $\rightarrow 9120 \text{ €}$

Összesen tehát: 1360 MWh és 61840 €

9. Határozza meg a szereplő többletét!

H1-H6 $q_a = 40$ $SP = 40 \times (30-0) = 1200 \text{ €}$ 6 órára: $\rightarrow 7800 \text{ €}$

H7-H12 $q_a = 60$ $SP = 40 \times (42-0) + 20 \times (42-40) = 1720 \text{ €}$ 6 órára: $\rightarrow 10320 \text{ €}$

H13-H16 $q_a = 80$ $SP = 40 \times (55-0) + 20 \times (55-40) + 20 \times (55-50) = 2600 \text{ €}$ 4 órára: $\rightarrow 10400 \text{ €}$

H17-H18 $q_a = 100$ $SP = 40 \times (64-0) + 20 \times (64-40) + 20 \times (64-50) + 20 \times (64-60) = 3400 \text{ €}$ 2 órára: $\rightarrow 6800 \text{ €}$

H19-H24 $q_a = 40$ $SP = 40 \times (38-0) = 1520 \text{ €}$ 6 órára: $\rightarrow 9120 \text{ €}$

Összesen: 44 440 €

10. Ha a szereplő FT = 5000, VT = 40 paraméterekkel MIC korlátot fűz a komplex ajánlathoz, akkor teljesül-e az ajánlat?

Az elvárt bevétel $1360 \text{ MWh} \times 40 \text{ €/MWh} + 5000 \text{ €} = 54\,400 \text{ €} + 5\,000 \text{ €} = 59\,400 \text{ €}$.

Tehát teljesül az ajánlat.

11. A szereplő D = 30 paraméterrel LGC korlátot fűz a komplex ajánlathoz, így a H18-H19 óra gradiense nem megengedhető.

a) Csökkentsük a H18 allokációját!

b) Növeljük a H19 allokációját!

c) Melyik a jobb, illetve mi lenne a legjobb megoldás?

A) H18-ban csökkentsük az ITM mennyiséget 70 MWh-ra:

$$\Delta Q = -30 \text{ MWh}$$

$$\Delta INC = -30 \times 64 = -1920 \text{ €}.$$

$$\text{MIC: } 1330 \times 40 + 5000 = 58\,200 \text{ €}$$

$$\text{Teljes bevétel: } 61\,840 \text{ €} - 1\,920 \text{ €} = 59\,920 \text{ € (teljesül!)}$$

Többlet veszteség:

$$\text{H18: } SP = 40 \times (64-0) + 20 \times (64-40) + 10 \times (64-50) = 3180 \text{ €} \rightarrow 220 \text{ € többlet veszteség!}$$

B) H19-ben emeljük az OTM mennyiséget 70 MWh-ra:

$$\Delta Q = +30 \text{ MWh}$$

$$\Delta INC = +30 \times 38 = +1140 \text{ €}.$$

$$\text{MIC: } 1390 \times 40 + 5000 = 60\,600 \text{ €}$$

$$\text{Teljes bevétel: } 61\,840 \text{ €} + 1\,140 \text{ €} = 62\,980 \text{ € (teljesül!)}$$

Többlet veszteség:

$$H19: SP = 40 \times (38-0) + 20 \times (38-40) + 10 \times (38-50) = 1360 \text{€} \rightarrow 160 \text{€ többlet veszteség!}$$

Ez végülis jobb!

C) Legjobb megoldás (100 $\rightarrow$ 90 $\rightarrow$ 60)

$$H18: SP = 40 \times (64-0) + 20 \times (64-40) + 20 \times (64-50) + 10 \times (64-60) = 3360 \text{€} \rightarrow 40 \text{€ többlet veszteség}$$

$$H19: SP = 40 \times (38-0) + 20 \times (38-40) = 1480 \text{€} \rightarrow 40 \text{€ többlet veszteség!}$$

Tehát ez az optimális allokáció (ha feltesszük, hogy az MCP rögzített)

Bevétel:

$$\Delta Q = +10 \text{ MWh}$$

$$\Delta INC_{18} = -10 \times 64 = -640 \text{€}.$$

$$\Delta INC_{19} = +20 \times 38 = +760 \text{€}.$$

$$\Delta INC = +120 \text{€}$$

$$MIC: 1370 \times 40 + 5000 = 59\,800 \text{€}$$

$$\text{Teljes bevétel: } 61\,840 \text{€} + 120 \text{€} = 61\,960 \text{€ (teljesül!)}$$

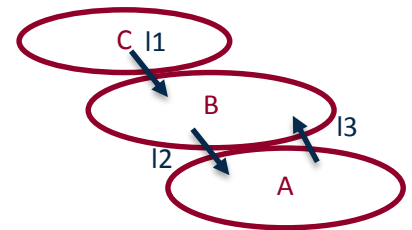
Áramlás alapú allokáció

Legyen 3 összekapcsolt piacunk A-B-C. Tekintsük HUB piacnak a B-t, s ekkor egy adott üzemállapotra:

$$PTDF = \begin{bmatrix} -0.1 & 0.8 \\ -0.6 & -0.15 \\ 0.3 & -0.2 \end{bmatrix}$$

Az adott piacok nettó export értéke egy klíringórában:

$$NEX_A = -50, NEX_C = 20$$



12. Hasonlítsa össze a fizikai és kereskedelmi áramlásokat!

A NEX értékekből egyértelműen következnek a kereskedelmi áramlások (ez csak sorba láncolt piacok esetén egyértelmű):

$$C \rightarrow B: 20, B \rightarrow A: 50$$

A fizikai áramlásokat a PTDF és NEX mátrix szorzataként kapjuk:

$$FLOW = PTDF \cdot NEX = \begin{bmatrix} 0.1 & 0.8 \\ -0.6 & -0.15 \\ 0.3 & -0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -50 \\ 20 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -5 + 16 \\ +30 - 3 \\ -15 - 4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +11 \\ +27 \\ -19 \end{bmatrix}$$

A vezetékek irányítását tekintve így a metszék áramlások:

$$C \rightarrow B: 11, B \rightarrow A: 27 + 19 = 46$$

A többi áramlás más – most nem figyelembe vett – vezetékeken folyik. Itt érdemes megjegyezni, hogy a PTDF mátrixba nyugodtan felvehető olyan vezetékek is, ami nem határkeresztő (pl. B belső piaca), vagy akár nem is A-B-C piac területével kapcsolatos. Ha e három piac kereskedése nem elhanyagolható fizikai áramlást okoz pl. D piacon, akkor annak PTDF értéke is felvehető.

13. Tegyük fel, hogy a második vezetéken megengedett fizikai áramlás $AMF^+ = 25$. Mi ennek a következménye (szóban)? Hasonlítsuk össze a kereskedelmi áramlásokkal!

Ehhez a második vezetékek áramlását csökkenteni kell. Az A és C piac NEX értékét is növelni kell, ugyanis:

$$FLOW_2 = -0.6NEX_A - 0.15NEX_C$$

A NEX érték akkor növekszik, ha a piacon nő a termelés / csökken a fogyasztás. Ezt az ár növekedésével tudjuk kiváltani. Mivel az A piacra vonatkozó PTDF érték nagyobb, ezért azt érdemes jobban növelni, mert nagyobb lesz a hatása. A pontos hatásokhoz a NEX görbe elemzésébe is bele kéne menni. Egyszerűsítsük le: az A piac klíringára növekszik, a C piacé is, de kisebb mértékben. Így:

$$MCP_A > MCP_C > MCP_B$$

Ez nem intuitív áramlást okoz B-C között, ahol így a drágább piac felől az olcsóbb felé történik a kereskedelem.

GYAKORLAT

Rendszerszintű szolgáltatások és kiegyenlítő energia

Az éves versenytárgyalásra a piaci szereplők sikerrel beadták Ajánlati Dokumentációjukat, valamint a Műszaki ajánlatukat. A versenytárgyalás az ártárgyalásos szakaszba érkezett.

A szereplők a következő ajánlatokat adják be:

AJÁNLATOK A TENDEREN	10	20	30	40	50
Szereplő1	9100	9000	8900	8800	8700
Szereplő2	2100	2100			
Szereplő3	2800	2500			
Szereplő4	6400	6400	5000	5000	
Szereplő5	10000	9000	8000	7000	6000
Szereplő6	9500	9500	9500	9500	9500
Szereplő7	8600	8600	8600	8600	8600
Szereplő8	3000	3000	3000	2500	2500
Szereplő9		5200	5200	5100	5100
Szereplő10	8000	7000	6000	5000	4000

- Ha a versenytárgyalás tárgyát képező termékből 110MW-ra van szüksége, akkor melyik ajánlatokat kell választania? Milyen szerződéseket fog kötni a szereplőkkel?
- Az 1-es feladatban kiválasztott szekunder felszabályozási ajánlatokra marketmaker szerződést kötött. Tegyük fel, hogy a napi ajánlat beadáskor a szereplők a következő ajánlatokat adják be:

A lekötendő mennyiség 150MW. A market-maker szerződések figyelembevételével végezze el a napi ajánlat kiválasztást és határozza meg a szabályozási gépek sorrendjét!

AJÁNLATOK A D-1-en	MW	Ft/MW/h	Ft/kWh
Szereplő1	20	9500	40
Szereplő2	20	2100	150
Szereplő3	10	2400	30
Szereplő4	20	5500	49
Szereplő5	0	-	40
Szereplő6	0	-	40
Szereplő7	20	8600	52
Szereplő8	30	2500	28
Szereplő9	30	4900	32
Szereplő10	50	4000	44

- Mekkora lesz az egyes szereplők rendelkezésre állási díja, ha minden szereplő ténylegesen rendelkezésre áll az adott napon!

4. Tegyük fel, hogy D napon egy adott negyedórájában, 68MW szabályozásra van szükség. Az erőművek üzemi tartománya, menetrendje, valamint üzemirányítási mérése az alábbi táblázatban található. Számítsa ki az erőműveknek járó rendelkezésre állási díjat, energia díjat, valamint a fel irányú szabályozás fajlagos költségét!

AJÁNLATOK A D-1-en	Üzemi tartomány	Visszaigazolt menetrend	Üzemi irányítási mérés
Szereplő1	[80;120]	100	112
Szereplő2	[50;70]	50	50
Szereplő3	[80;120]	110	110
Szereplő4	[60;100]	80	80
Szereplő5	--	--	--
Szereplő6	--	--	--
Szereplő7	[50;100]	70	70
Szereplő8	[100;150]	100	121
Szereplő9	[80;120]	100	119
Szereplő10	[50;120]	50	60

Kiegyenlítő energia

Tegyük fel, hogy ugyanebben az időszakban nem volt a leirányú szabályozási, a tőzsdei ár 48€/MWh, 304-es forint árfolyam mellett. A rákövetkező 3 negyedórában a szabályozási árak alakulása:

Pfel [Ft/kWh]	Ple [Ft/kWh]	Px [€/MWh]
??? (előbb kiszámolt)	-	48
28,5	-	
-	1.25	
-	-4.12	

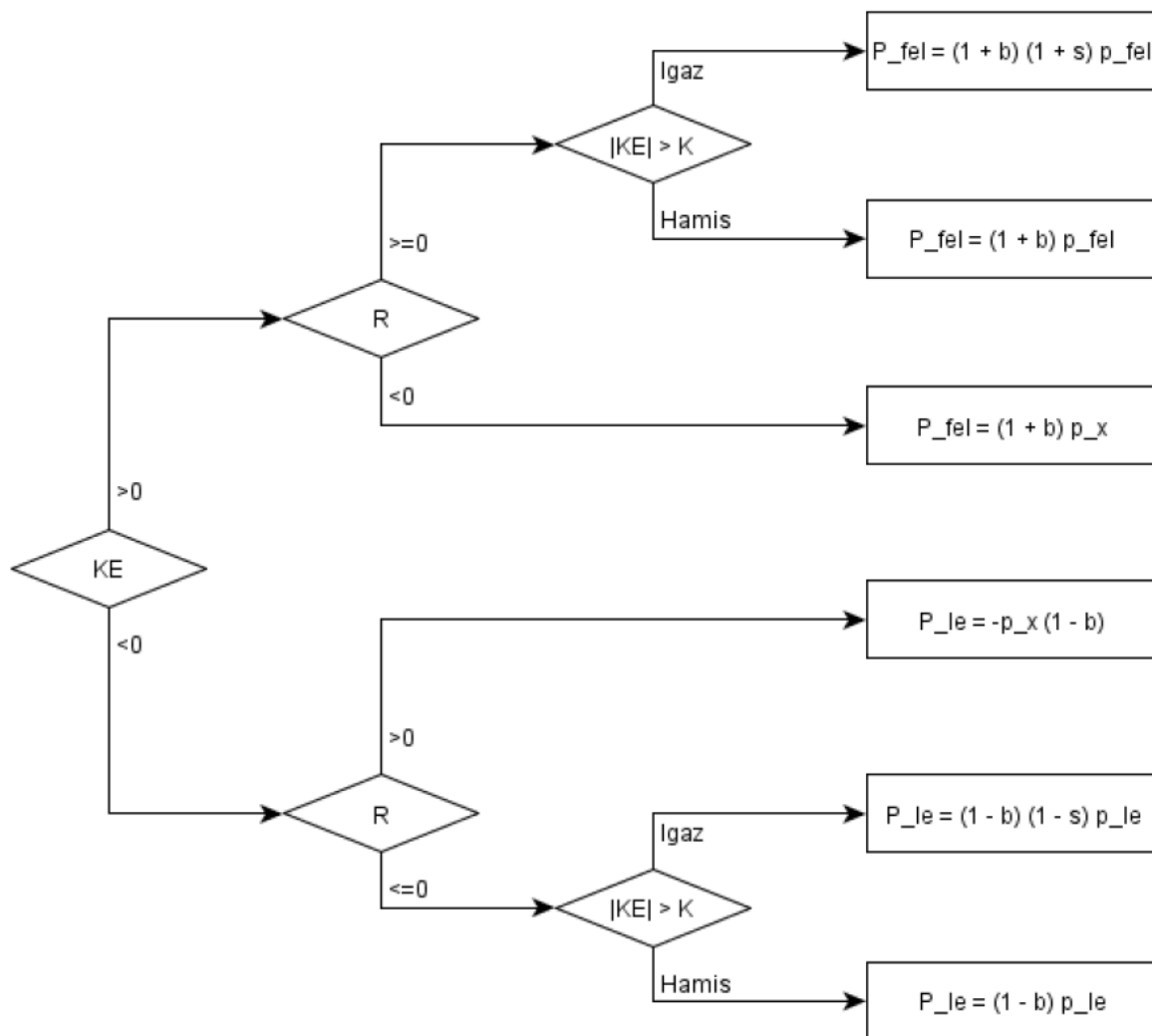
A mérlegkör menetrendje:

T [kWh]	F [kWh]	BSz [kWh]	KSz [kWh]	I [kWh]	E [kWh]
13650	66150	45000	12500	20000	0
15700	68200	45000	12500	20000	0
16950	69450	40000	12500	25000	0
17450	69950	40000	12500	25000	0

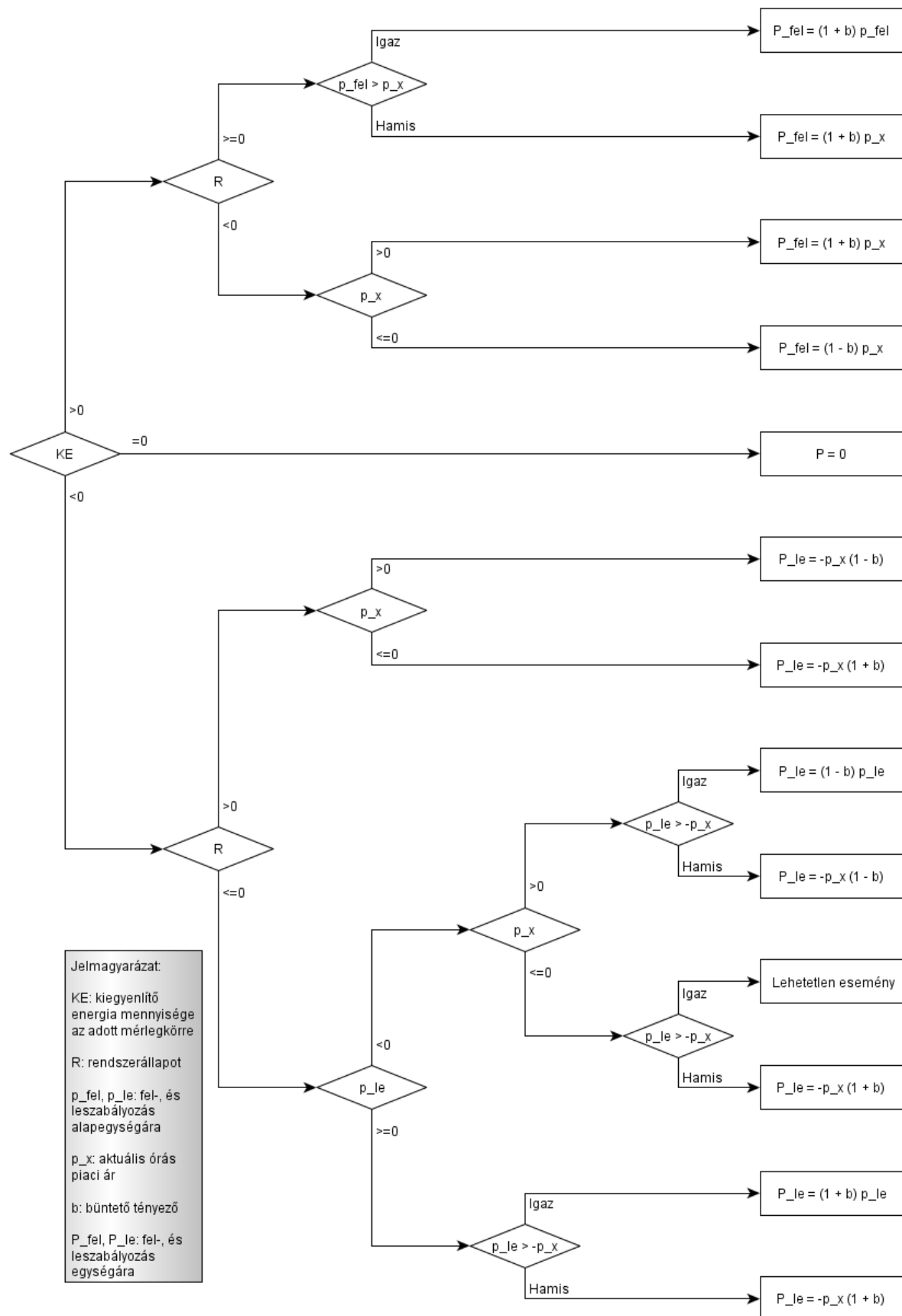
A mérlegkör mérései:

T [kWh]	F [kWh]
12450	62420
13370	68546
18200	70120
18700	69897

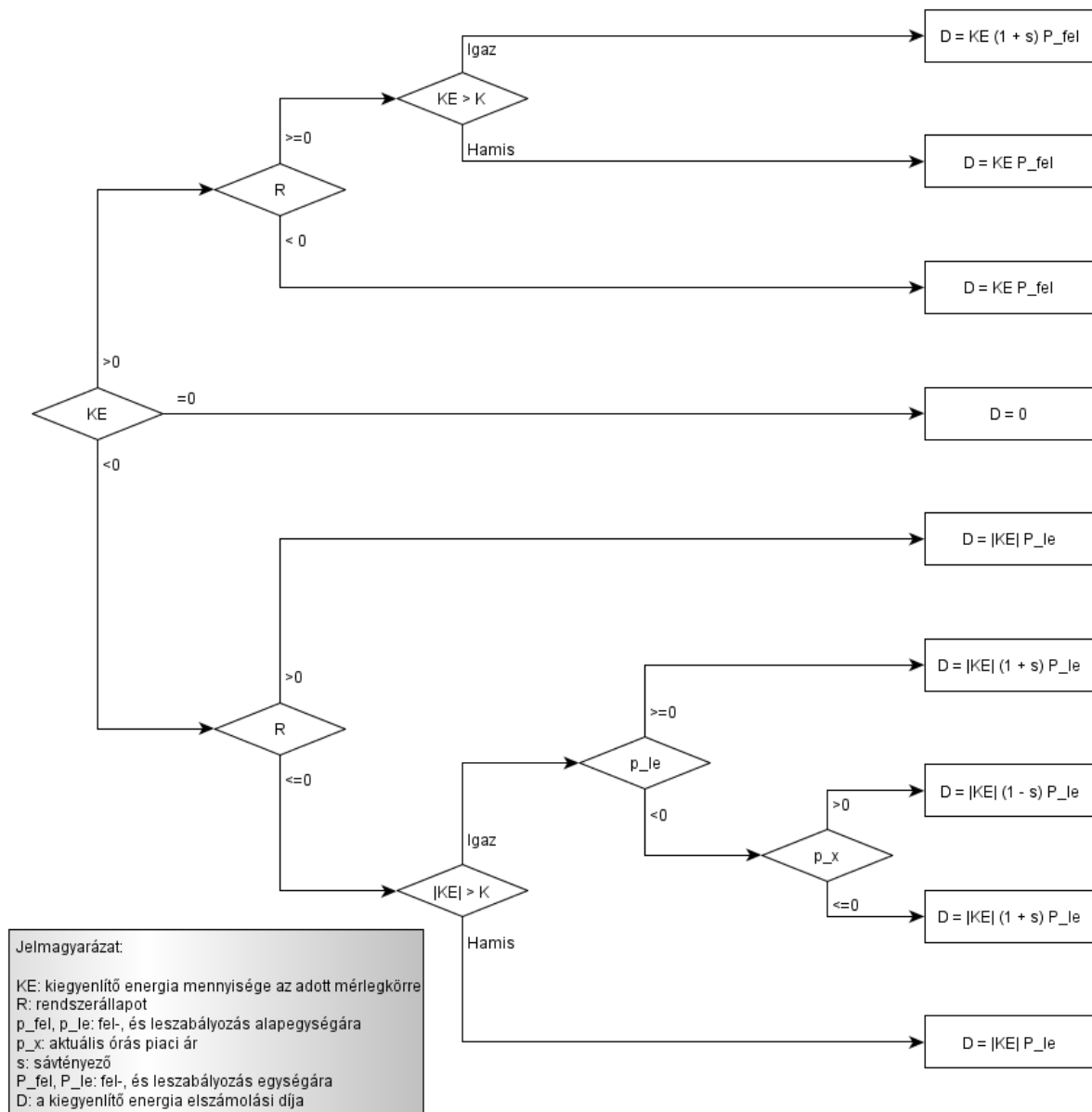
5. Határozza meg a mérlegkör kiegyenlítő energiáját, amennyiben a második két negyedórában egy mérlegkörbe tartozó termelőt 5MW-tal felszabályoztak.
6. A rendszer állapota a fel- illetve leirányú szabályozásokból következtethető határozza meg a mérlegkörre vonatkozó kiegyenlítő energia árát az egyes negyedórákban!



(leegyszerűsített fa a kiegyenlítő energia költségre)



1. ábra: A fel-, és leszabályozási kiegyenlítő energia egységárának meghatározása.



2. ábra: A kiegyenlítő energia elszámolási díjának meghatározása.

GYAKORLAT

Kötelező átvétel

A kötelező átvételi rendszer működését egy egyszerűsített piacon vizsgáljuk. A piacon jelenlévő szereplők: 3 KÁT értékesítő, 3 KÁT átvető, és a mérlegkör-felelős. A KÁT értékesítőkre az alábbi átvételi árak vonatkoznak (nyári időszakítás, munkanap, 20MW-nál kisebb szél- illetve biomassza tüzelésű erőmű):

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh

Az értékesítők által megadott havi termelési menetrend áprilisra:

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

Pótdíjak:

- NEGYEDÓRÁS (5Ft):
 biomassza: 5%,
 biogáz (<5MW) 20%
 vízerőmű (>5MW), 30%
- NAP (5Ft/kWh)
 biomassza (<5MW) 5%
 szél, nap, víz (<5MW) 50%
- HAVI (6Ft/kWh)
 biomassza (>5MW) 5%

1. Határozza meg az egyes értékesítők által értékesíteni tervezett villamos energiát, valamint ennek tervezett összegét és összköltségét!

$$\text{Átlagos ár: } \frac{16 \cdot 36,30 + 4,5 \cdot 32,49 + 3,5 \cdot 13,26}{24} = 32,226 \text{ Ft/kWh}$$

Az egyes értékesítők tervezett bevételei:

$$\begin{aligned} KAT1 &\rightarrow 15 \text{ MW} \cdot 24 \text{ h/nap} = 360 \text{ MWh/nap} \rightarrow 10800 \text{ MWh/hó} \rightarrow 348\,036 \text{ eFt} \\ KAT2 &\rightarrow 10 \text{ MW} \cdot 16 \text{ h/nap} = 160 \text{ MWh/nap} \rightarrow 4800 \text{ MWh/hó} \rightarrow 174\,240 \text{ eFt} \\ KAT3 &\rightarrow 7,5 \text{ MW} \cdot 24 \text{ h/nap} = 180 \text{ MWh/nap} \rightarrow 5400 \text{ MWh/hó} \rightarrow 174\,180 \text{ eFt} \end{aligned}$$

A teljes mennyiség: 21 000 MWh.

A teljes fizetendő költség így: 696 295 eFt.

2. Milyen esetben szabnak szabályozási pótdíja a KÁT értékesítő 2-re, ha

a. szélerőmű?

napi 50%-os eltérésért 5Ft/kWh

b. biomassza tüzelésű erőmű?

negyedórás 5%-os eltérésért

havi 5%-os eltérésért módosítási

3. KÁT értékesítő 1 tényleges havi termelése 12 000MWh. Mi ennek a következménye, ha ez biomassza tüzelésű erőmű?

$$\frac{12000}{10800} = 1,11\% \rightarrow \text{bünti: } 6,11\% \cdot 10800MWh \cdot \frac{6Ft}{kWh} = 3,96MFt$$

4. Határozza meg a zsinór menetrendet, illetve a HUPX-en értékesítendő mennyiséget!

Zsinór menetrend $5+15=20MW \rightarrow 20MW \cdot 24h/nap \cdot 30nap/hó = 14\,400\,MWh$ a szétosztandó mennyiség.

HUPX-re kerül a többi: 6600MWh.

5. A HUPX ára legyen 40 €/MWh BASE és 48 €/MWh PEAK időszakban, az euró árfolyam 300Ft.

Egyéb költségek 15 000 eFt. A korábbi szabályozási pótdíjakból befolyt összeg 8000 eFt.

Mennyi a teljes átvevőkre hárítandó költség, illetve mennyi az átvételi ár?

$$BASE: 5 \cdot 24 \cdot 15 = 1800MWh \rightarrow 72000€ \rightarrow 21,6MFt$$

$$PEAK: 10 \cdot 16 \cdot 30 = 4800MWh \rightarrow 230400€ \rightarrow 69,12MFt$$

$$\rightarrow 90,72MFt$$

Így az átvevőkre hárítandó költség:

$$696\,295 + 15\,000 - 8000 - 90720 = 612\,575\,eFt$$

$$\rightarrow 42,54Ft/kWh$$

A 3 KÁT átvevő által bejelentett következő havi tervezett fogyasztás:

KÁT átvevő 1	130 000 MWh
KÁT átvevő 2	190 000 MWh
KÁT átvevő 3	80 000 MWh

6. Adja meg az egyes átvevők által április hónapban kötelezően átveendő villamos energia mennyiséget! (A korábbi korrekciós értékek rendre +1,5%, -0,8%, -0,7%)

A havi arány: 32,5%, 47,5%, 20% $\rightarrow$ 34%, 46,7% 19,3%

$\rightarrow$ 4896, 6724,8, 2779,20 MWh.

7. KÁT átvevő 1 tényleges fogyasztása 120 000MWh. Mi ennek a következménye?

Júniusban korrigálnia kell az ár arányában. Ha 120 000 MWh lett volna a fogyasztás, akkor csak 196 279eFt költsége lenne, míg valójában 206 807eFt-ot fizetett. A különbség 10 528eFt

akkor kerül jóváírásra, figyelembe véve a jegybanki alapkamatot is, valamint egyéb korrigáló tényezőket. De nem csak az övé, ha nem a többi fogyasztó aránya is megváltozik.

8. KÁT átvevő 1 átlagosan 16Ft/MWh áron szerzi be a villamos energiát a nagykereskedelmi piacról. Határozza meg, hogy a KÁT átvétel miatt milyen fogyasztói árra adna ajánlatot!

Számoljuk a tervezett mennyiséggel:

$$130000 - 4896 = 125104MWh$$

Piaci áron:

$$125104MWh \cdot 16Ft/kWh = 2\,001\,644\,eFt$$

KÁT költség:

$$4896MWh \cdot 42,53Ft/kWh = 208\,226\,eFt$$

Összesen és fajlagosan:

$$2\,209\,870eFt / 130\,000MWh = 16,99Ft/kWh$$

Fajlagos KÁT költség:

$$1Ft/kWh$$

GYAKORLAT

Árszabályozás és hatósági árak

Ársapka szabályozás

Egy hálózati társaság N. évi bázisköltségei a következők:

Működési költség: 10 700 Mft

Tőkeköltség: 9 400 Mft

Értékcsökkenés: 8 700 Mft

A N-1. évi beruházásokból adódó többlet tőke- és értékcsökkenés N. évi ármeghatározásnál figyelembevett értéke: 80 Mft. Az N. évi beruházásokból adódó elismert eszközérték növekmény: 600 Mft. (A tőkeköltség növekmény hozamtényezője 7,8%, az átlagos élettartam 35 év, az MNB infláció előrejelzése 5%, az inflációkorrekciós tag -1%.)

Határozza meg a N+1. évre elismert működési, tőke- és értékcsökkenési költségek összegét!

Az N. évi költségek összege, kiegészítve a N. évre már elismert többlet tőke- és értékcsökkenés értékével:

$$10700 + 9400 + 8700 + 80 = 28800$$

A költségek indexálása az infláció előrejelzéssel és a korrekcióval:

$$28800 \cdot (1 + 0,05 - 0,01) = 29952$$

Az N. évi beruházásokra elismert eszközérték növekményből számított többlet értékcsökkenés:

$$\frac{600}{35} = 17,1$$

Az N. évi beruházásokból származó eszközérték növekményből számított többlet tőkeköltség:

$$600 \cdot 0,078 = 46,8$$

A N+1. évre elismert működési, tőke- és értékcsökkenési költségek összege!

$$29952 + 17,1 + 46,8 = 30015,9$$

Évenkénti tételes elszámolás

Egy az átviteli hálózati engedélyes N-1. évtől N+1 évig megadott, évenkénti tételes elszámolás szerint elszámolt költségek tervezett és tény költségeit az alábbi táblázat tartalmazza. Határozza meg a N+1. évre az alábbi táblázatból meghatározható elismert költségek összegét! (A táblázatban Mft mennyiségeket tüntettünk fel, negatív érték bevételt jelent.)

Megnevezés	N-1. évi terv	N-1. évi tény	N. évi terv	N. évi tény	N+1. évi terv	N+1. évi tény
Határkapacitás	-19,5	-19,8	-14,3	?	-3,8	?
Szekunder	20,8	20,4	37,3	?	43,2	?
Szabályozási energia	50,0	33,3	45,0	?	27,0	?
Kiegyenlítő energia	-56,3	-49,5	-54,1	?	-37,6	?

Az N+1. évi költségek meghatározásakor az N+1. évi tervadatokat és az N-1. évi eltéréseket veszik figyelembe. (Tehát a N. évi adatok, melyből még nem áll rendelkezésre tény adat, nem befolyásolják az árat.)

Az N-1. évi tény eltérései a tervhez képest:

Megnevezés	Különbség (tény-terv)	Megjegyzés
Határkapacitás	-0,3	ténybevétel > tervbevétel → visszafizet
Szekunder	-0,4	ténykiadás < tervkiadás → visszafizet
Szabályozási energia	-16,7	ténykiadás < tervkiadás → visszafizet
Kiegyenlítő energia	6,8	ténybevétel < tervbevétel → még kap

Tehát az egyes tételekre vonatkozóan az átviteli hálózati engedélyes 0,3MFt, 0,4MFt, 16,7MFt többletbevételt szerzett, illetve 6,8MFt többlet költsége jelentkezett:

$$-0,3 - 0,4 - 16,7 + 6,8 = -10,6$$

Tehát a fenti tételeket figyelembe véve az átviteli hálózati engedélyes 10,6 millió forinttal felülbecsülte a költségeket, így több bevételhez jutott, s ezt az N+1. évi tervben figyelembe kell venni. Az N+1. évi tervek összesen:

$$-3,8 + 43,2 + 27 - 37,6 = 28,8$$

A tervezett költség pozitív, tehát 28,8MFt kiadást jelent. Ehhez hozzáadódik az N-1. évi eltérés:

$$28,8 - 10,6 = 18,2$$

Veszteségi költség számítása

Adott hálózati társaság az árszabályozási ciklusban elismert éves elosztó hálózati maradéka 372GWh. Az N. évben az elismert beszerzési ár 18,81Ft/kWh, az indexálási tényező 9,8%. Az N. évben az elosztó által beszerzett energia átlagára 20,50Ft/kWh. (Ha az árkülönbség 0-2%, akkor nincs kompenzáció, 2-5% esetén a 2% feletti rész 60%-a, 5-10% esetén még az 5% feletti rész 70%-a, 10-20% esetén még a 10% feletti rész 80%-a. Az átviteli rendszerirányítási díj és a rendszerszintű szolgáltatások díja 2,22Ft/kWh.)

Határozza meg az hálózati társaság számára az N+1. évben elismert veszteség beszerzési árat és költségét!

Az N-1. évi ár indexálásával képződő ár:

$$18,81 \cdot 1,098 = 20,653$$

A N. évre elismert ár és ténylegesen kialakuló ár aránya:

$$\frac{20,50}{18,81} = 1,0898 \rightarrow 8,9\%$$

Így a 2% feletti rész 60%-át, valamint az 5% feletti különbség 70%-át lehet kompenzálni.

$$p_{eredeti} = 18,81$$

$$p_{eredeti,+2\%} = 19,1862$$

$$p_{eredeti,+5\%} = 19,7505$$

$$p_{kialakult} = 20,50$$

A 2% feletti rész (5%-ig) és annak 60%-a:

$$p_{eredeti,+5\%} - p_{eredeti,+2\%} = 0,5643 \rightarrow 0,5643 \cdot 0,6 = 0,3386$$

Az 5% feletti rész (kialakult árig) és annak 70%-a:

$$p_{kialakult} - p_{eredeti,+5\%} = 0,7495 \rightarrow 0,7495 \cdot 0,7 = 0,5247$$

A teljes árkorrekció:

$$0,3386 + 0,5247 = 0,8632$$

Így az elosztó számára elismert ár:

$$20,653 + 0,863 = 21,516$$

Figyelembe véve a rendszerirányítási és rendszerszintű szolgáltatások díját:

$$21,516 + 2,221 = 23,737$$

A teljes elismert költség így:

$$23,737 \text{ Ft/kWh} \cdot 372 \text{ GWh} = 8830 \text{ MFt}$$

Elosztói alapidj számítása

Vegyük egy leegyszerűsített rendszert, ahol a különböző feszültségszintekre csatlakozó fogyasztók egységes elosztói alapidjat fizetnek. Az egyes feszültségszintekre csatlakozó fogyasztók száma, illetve a méréssel kapcsolatos költségeket a következő táblázat foglalja össze. Határozza meg az egyes csoportokra vonatkozó éves elosztói alapidjakat, ha az alapidjban beszédendő összeg 15MrdFt.

Megnevezés	Csatlakozási pontok száma	Mérő átlagos költsége
NAF	200	2 000 000
KÖF	19 000	800 000
KIF	7 200 000	15 000

Az egyes feszültségszinteken beszédendő összeg a csatlakozási pontok és a vonatkozó mérők átlagos költsége szerint kerül leosztásra. A csatlakozási pontok és a mérő költségek szorzata, tehát az alkalmazandó súlyok mértéke:

$$\begin{aligned}W_{NAF} &= N_{NAF} K_{NAF} = 200 \cdot 2 \cdot 10^6 = 400 \cdot 10^6 \\W_{KÖF} &= N_{KÖF} K_{KÖF} = 19 \cdot 10^3 \cdot 800 \cdot 10^3 = 15200 \cdot 10^6 \\W_{KIF} &= N_{KIF} K_{KIF} = 7200 \cdot 10^3 \cdot 15 \cdot 10^3 = 108000 \cdot 10^6 \\ \Sigma W &= 123600 \cdot 10^6 \\ \rightarrow w_{NAF} &= \frac{400}{123600} \cong 0,32\% \\ \rightarrow w_{KÖF} &= \frac{15200}{123600} \cong 12,3\% \\ \rightarrow w_{KIF} &= \frac{108000}{123600} \cong 87,38\%\end{aligned}$$

Így az egyes szinteken beszédendő alapidjak mértéke:

$$\begin{aligned}S_{NAF} &= 15 \cdot 10^9 \cdot 0,0032 \cong 48,5 \cdot 10^6 \\S_{KÖF} &= 15 \cdot 10^9 \cdot 0,1230 \cong 1844,6 \cdot 10^6 \\S_{KIF} &= 15 \cdot 10^9 \cdot 0,8738 \cong 13106,8 \cdot 10^6\end{aligned}$$

Leosztva a csatlakozási pontok számával az egy csatlakozási pontra jutó éves alapidj mértéke (zárójelben a fenti kerekítések nélkül számított alapidj):

$$S_{NAF} = \frac{48,5 \cdot 10^6}{200} = 242\,500 \text{ Ft/csp/hó}$$

$$S_{KÖF} = \frac{1844,6 \cdot 10^6}{19000} = 97\,084 \text{ Ft/csp/hó}$$

$$S_{KIF} = \frac{13106,8 \cdot 10^6}{7,2 \cdot 10^6} = 1820 \text{ Ft/csp/hó}$$

Elosztók közötti átcsoportosítás

Az alábbi táblázat megadja az egyes elosztók indokolt költségeit, az országosan egységesen képződő tervezett bevételeit, valamint az egyes elosztók esetén figyelembevett villamos energia mennyiséget.

Megnevezés	Elosztó 1	Elosztó 2	Elosztó 3
Indokolt költség (MFt)	38 600	53 800	77 800
Tervezett bevétel (MFt)	34 200	56 200	79 800
Energia mennyiség (GWh)	4 600	7 900	11 000

Határozza meg az elosztók által fizetendő átviteli rendszerirányítási többletet (Ft/kWh), s ezáltal képződő bevétel visszaosztási arányát!

Az egyes elosztók indokolt költségeinek s modellezett bevételeinek különbségét határozzuk meg:

Elosztó 1	Elosztó 2	Elosztó 3
-4400	2400	2 000

Tehát az 1-es elosztó költségeit a bevételek nem fedezik, míg 2-es és 3-as elosztó a költségeihez képest nagyobb bevételt kap az országosan egységes elosztási díjából. Rájuk vonatkozóan kiszámítandó a többletbevétel és az energiamennyiség hányadosa:

$$t_2 = \frac{2400 \text{ MFt}}{7900 \text{ GWh}} = 0,304 \text{ Ft/kWh}$$

$$t_3 = \frac{2000 \text{ MFt}}{11000 \text{ GWh}} = 0,182 \text{ Ft/kWh}$$

Ezekből a nagyobbat választva egységesen minden elosztó 0,304Ft/kWh többlet átviteli rendszerirányítási díjat fizet. Az egyes elosztók tekintetében így befizetésre kerül:

$$S_1 = 4600 \cdot 0,304 = 1398,4 \text{ MFt}$$

$$S_2 = 7900 \cdot 0,304 = 2401,6 \text{ MFt}$$

$$S_3 = 11000 \cdot 0,304 = 3344 \text{ MFt}$$

$$\Sigma S = 7144 \text{ MFt}$$

Az egyes elosztó számára visszafizetendő összeg:

Megnevezés	Elosztó 1	Elosztó 2	Elosztó 3
Indokolt költség (MFt)	38 600	53 800	77 800
Tervezett bevétel (MFt)	34 200	56 200	79 800
Többlet befizetés (MFt)	1 398	2 402	3 344
Egyenleg (MFt)	-5798	-2	-1344

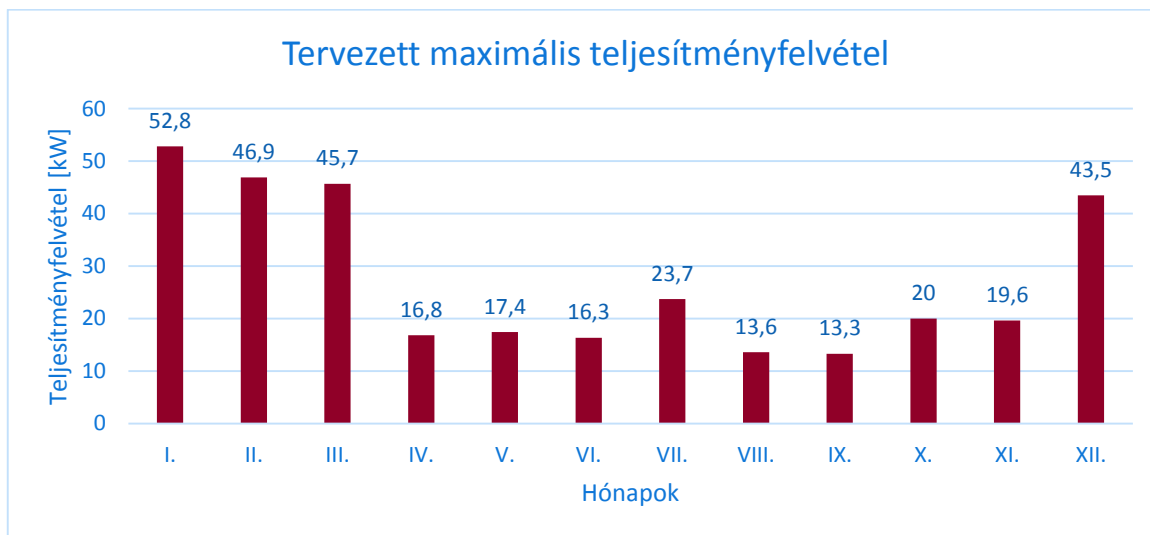
Az egyenleg következően a visszaosztási arány:

$$q_1 = \frac{5798}{7144} = 81,1\%, \quad q_2 = \frac{2}{7144} = 0,0\%, \quad q_3 = \frac{1344}{7144} = 18,9\%$$

Teljesítmény díj

Adott egy kifizetésű fogyasztó, az egyes hónapokban az alábbi tervezett maximális teljesítmény felvétellel. Határozza meg, mennyi a várható teljesítmény díj, ha a lekötött teljesítmény:

- a legnagyobb havi érték (52,8 kW),
- 0 kW,
- 40 kW?



Amennyiben egy hónapban a felvett legnagyobb teljesítmény a lekötött teljesítmény alatt van, akkor abban a hónapban az éves teljesítmény díj 1/12-ét kell fizetni:

$$p_{norm} = \frac{10\,698}{12} = 702 \text{ Ft/kW}$$

Ha egy hónapban a felvett teljesítmény meghaladja a lekötött értéket, akkor a meghaladó részre az éves teljesítmény díj 1/4-ét kell kifizetni:

$$p_{bünt} = \frac{10\,698}{4} = 2\,106 \text{ Ft/kW}$$

- A lekötött teljesítmény a legnagyobb havi érték.

Ekkor egyik esetben sincs túllépés, tehát a fizetendő díj minden hónapban ugyanannyi:

$$K_{telj} = 702 \text{ Ft/kW} \cdot 12 \cdot 52,8 \text{ kW} = 444\,787,2 \text{ Ft}$$

- A lekötött teljesítmény 0 kW.

Ekkor minden egyes kW túllépésnek számít, tehát:

$$\begin{aligned} K_{telj} &= 2\,106 \text{ Ft/kW} \cdot (52,8 + 46,9 + 45,7 + \dots + 43,5 \text{ kW}) \\ &= 2\,106 \text{ Ft/kW} \cdot 329,6 \text{ kW} = 694\,137,6 \text{ Ft} \end{aligned}$$

- A lekötött teljesítmény 40 kW.

Ebben az esetben minden hónapra számolunk 40 kW-nak teljesítménydíjat, továbbá a túllépésekre a büntetést:

$$\begin{aligned} K_{telj} &= 702 \text{ Ft/kW} \cdot 12 \cdot 40 \text{ kW} + 2\,106 \text{ Ft/kW} \cdot (12,8 + 6,9 + 5,7 + 3,5 \text{ kW}) \\ &= 702 \text{ Ft/kW} \cdot 480 \text{ kW} + 2\,106 \text{ Ft/kW} \cdot 28,9 \text{ kW} \\ &= 336\,960 \text{ Ft} + 60\,863,4 = 394\,823,4 \text{ Ft} \end{aligned}$$

Meddő energia díj, végfelhasználói ár

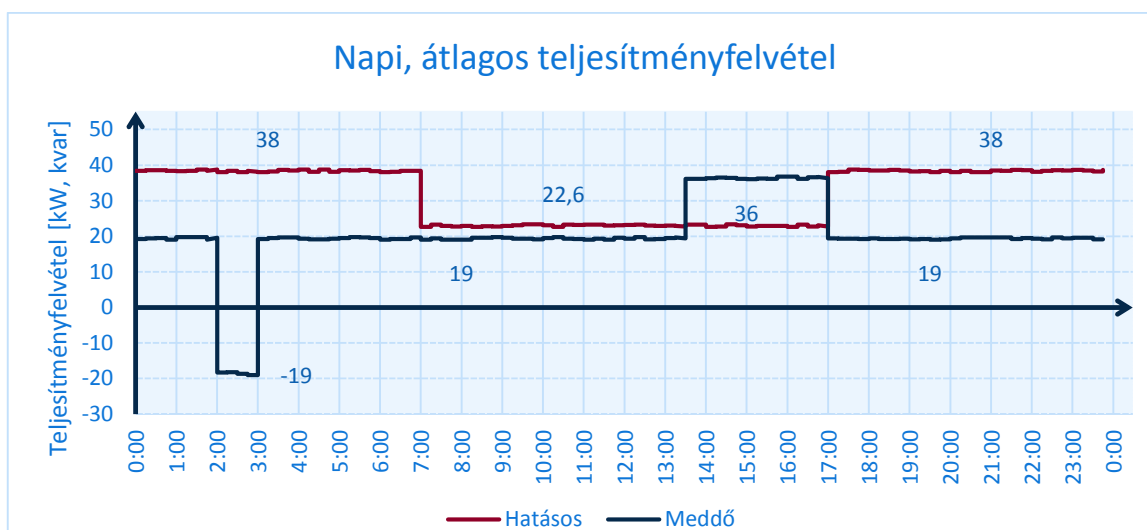
Egy 3x80 A csatlakozási áramerősséggel rendelkező, kisfeszültségen vételező idősoros fogyasztó egy napos fogyasztási adatai negyedórás bontásban az alábbi ábrán láthatók. A számítás egyszerűsítése érdekében az értékeket kerekítettük:

- Tegyük fel, hogy a felhasználó minden nap a megadott grafikon szerint fogyaszt. Határozza meg a fogyasztó havi és éves meddő energia költségét!
- A legnagyobb meddőtelteljesítmény-igényre tervezzen kondenzátor telepet. Mekkora a kondenzátorok kapacitása, ha azokat delta kapcsolásban tervezzük üzemeltetni?
- Hasonlítsa össze a fogyasztó által fizetendő költségelemeket!

Energiadíj	16 Ft/kWh + ÁFA
Forgalomarányos rendszerhasználati díjak	10 Ft/kWh + ÁFA
Csatlakozási díj	35 000 Ft/év + ÁFA
Teljesítmény díj	8 424 Ft/kWh + ÁFA
Pénzeszközök	2,5 Ft/kWh (ÁFA mentes)
Szénipari szerkezetátalakítás 0,21,	
Kedvezményes árú villamosenergia-ellátás 0,13	
Kapcsolt termelés szerkezet átalakítási díj 2,08	
Energia adó:	0,3105 Ft/kWh + ÁFA

Időtartam	Hatásos energia felvétel negyedóránként [kWh]	Induktív meddő energia felvétel negyedóránként [kvarh]	Kapacitás meddő energia felvétel negyedóránként [kvarh]
0:00-2:00	9,50	4,75	0,00
2:00-3:00	9,50	0,00	4,75
3:00-7:00	9,50	4,75	0,00
7:00-13:30	5,65	4,75	0,00
13:30-17:00	5,65	9,00	0,00
17:00-24:00	9,50	4,75	0,00

Az elszámolási intervallum a villamosenergia-piacon negyedórás, tehát egy mérési érték negyedóra összesített villamos energiát jelent. Vagyis a fogyasztó ezekben a negyedórákban a negyedórás energiafelvétel négyszeres értékének megfelelő teljesítményt vett fel. (4kW teljesítménnyel egy negyed óra alatt 1kWh energiát fogyasztunk.) Így a teljesítménygörbe alakja:



Az induktív meddő „energia” napi összege:

$$E_{Q,ind} = (2 \text{ h} + 10,5 \text{ h} + 7 \text{ h}) \cdot 19 \text{ kvar} + 3,5 \text{ h} \cdot 36 \text{ kvar} = 496,5 \text{ kvarh}$$

A felvett hatásos energia naponta:

$$E_P = (7 \text{ h} + 7 \text{ h}) \cdot 38 \text{ kW} + 10 \text{ h} \cdot 22,6 \text{ kW} = 758 \text{ kWh}$$

A felvett induktív meddő energia aránya a hatásos energiára:

$$\frac{E_{Q,ind}}{E_P} = \frac{496,5}{758} \cong 65,5\%$$

Kisfeszültségen 25%-os arálynak megfelelő induktív meddő energiát lehet térítésmentesen felvenni, az e feletti rész díjköteles:

$$\begin{aligned} K_{Q,ind} &= (496,5 - 0,25 \cdot 758) \text{ kvarh} \cdot 4,61 \text{ Ft/kvarh} \\ &= 307 \text{ kvarh} \cdot 4,61 \text{ Ft/kvarh} = 1415,3 \text{ Ft} \end{aligned}$$

A kapacitív meddő energia esetén nincs díjmentes sáv, ezért:

$$K_{Q,kap} = (1 \text{ h} \cdot 19 \text{ kvarh}) \cdot 4,61 \text{ Ft/kvarh} = 87,6 \text{ Ft}$$

A fenti díjakat egy napra számoltuk, tehát a havi (30 napos) és éves díj:

$$\begin{aligned} K_{Q,ind,havi} &\cong 42\,459 \text{ Ft}, & K_{Q,kap,havi} &= 2\,628 \text{ Ft} \\ K_{Q,ind,éves} &\cong 516\,584 \text{ Ft}, & K_{Q,kap,éves} &= 31\,974 \text{ Ft} \end{aligned}$$

Egy 50 kvar teljesítményű berendezés megfelelő, ennek ára nagyságrendileg

140 000 Ft – kondenzátor modul

80 000 Ft – automatika

összesen kb. 220 000 Ft + ÁFA = 280 000 Ft,

Vagyis a beruházás nagyon hamar megtérül (összevetendő az éves 520 ezer Ft-os induktív meddő energia díjjal).

Az egyszerűség kedvéért a fizetendő ÁFA-t számoljuk külön:

Az éves (hatásos) energiaköltség:

$$K_E = 365 \cdot 758 \text{ kWh} \cdot 16 \text{ Ft/kWh} = 4\,426\,720 \text{ Ft}$$

$$K_{RH} = 365 \cdot 758 \text{ kWh} \cdot 10 \text{ Ft/kWh} = 2\,766\,700 \text{ Ft}$$

A teljesítménydíj (40 kW lekötéssel számolva), bár tudjuk, hogy nem az optimális:

$$K_{TELJ} = 40 \cdot 8\,424 \text{ Ft/kW} = 336\,960 \text{ Ft}$$

$$K_{CSP} = 35\,000 \text{ Ft}$$

$$K_Q = 548\,558 \text{ Ft}$$

Végül a pénzeszközök (külön tételek dedikált célokra):

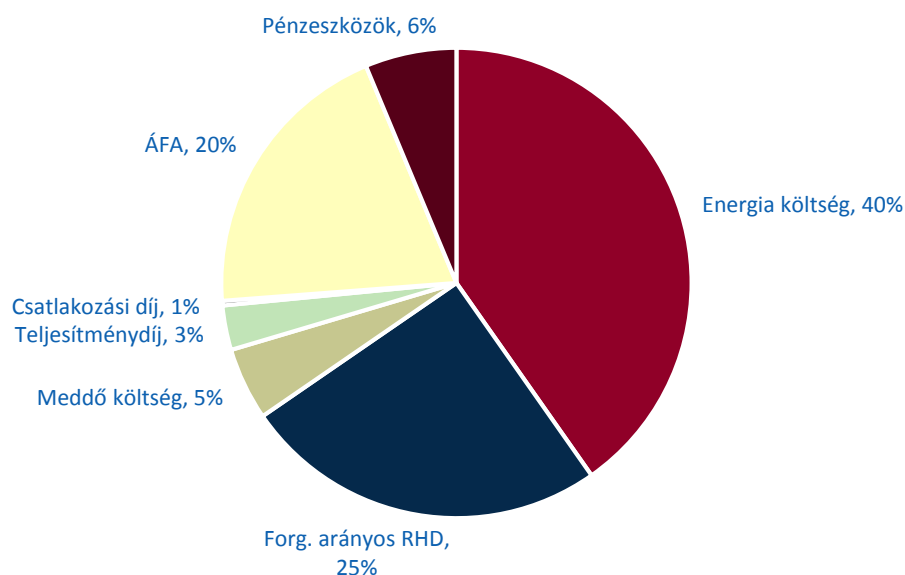
$$K_{PE} = 365 \cdot 758 \cdot 2,5 \text{ Ft/kWh} = 691\,675 \text{ Ft}$$

A pénzeszközökön kívül minden tétel ÁFA köteles is, így:

$$K_{\text{ÁFA}} = 0,27 \cdot (4\,426\,720 + 2\,766\,700 + 336\,960 + 35\,000 + 548\,558) = 2\,190\,763 \text{ Ft}$$

A teljes költség megoszlás tehát:

A fogyasztó éves költségeinek megoszlása



Egyetemes szolgáltatás, lakossági végfelhasználói ár

Vegyünk egy lakossági fogyasztót, havi 270 kWh villamos energia fogyasztással. Ebből 60 kWh villamos energiát B tarifa szerint számol el az egyetemes szolgáltatóval. Határozza meg a fogyasztó végfelhasználói árát!

Tarifák:

A1 kedvezményes	15,06 Ft/kWh + ÁFA
A1 normál	16,10 Ft/kWh + ÁFA
B árszabás	11,25 Ft/kWh

Az energia díj mértéke:

$$\begin{aligned}
 A1_{kedv.} &= 110 \text{ kWh} \cdot 15,06 \text{ Ft/kWh} = 1656,6 \text{ Ft} \\
 A1_{norm.} &= 100 \text{ kWh} \cdot 16,1 \text{ Ft/kWh} = 1610 \text{ Ft} \\
 B &= 60 \text{ kWh} \cdot 11,25 \text{ Ft/kWh} = 675 \text{ Ft}
 \end{aligned}$$

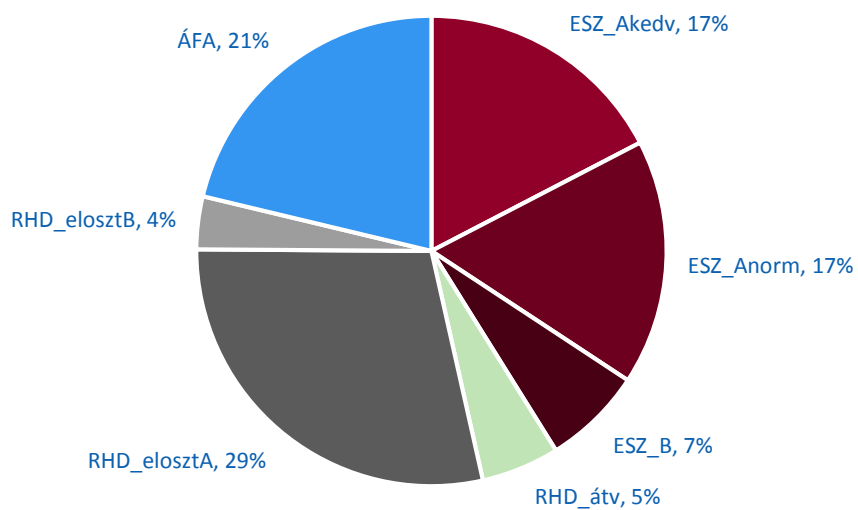
A rendszerhasználati díjak mértéke:

$$\begin{aligned}
 RHD_{árid} &= 270 \text{ kWh} \cdot 1,221 \text{ Ft/kWh} = 329,7 \text{ Ft} \\
 RHD_{rszd} &= 270 \text{ kWh} \cdot 0,674 \text{ Ft/kWh} = 182,0 \text{ Ft} \\
 RHD_{csp} &= 120,5 \text{ Ft} + 39,5 \text{ Ft} \\
 RHD_{elosztA} &= 210 \text{ kWh} \cdot (8,73 + 3,63 + 0,36) = 2\,608,2 \text{ Ft} \\
 RHD_{elosztB} &= 60 \text{ kWh} \cdot (2,79 + 2,08 + 0,24) = 306,6 \text{ Ft}
 \end{aligned}$$

Összesen:

$$\begin{aligned}
 K_E &= 1656,6 + 1610 + 675 = 3941,6 \text{ Ft} \\
 K_{RHD} &= 329,7 + 182,0 + 511,7 + 2608,2 + 306,6 + 160 = 3586,5 \text{ Ft} \\
 K_{\text{ÁFA}} &= (K_E + K_{RHD}) \cdot 27\% = 7528,1 \text{ Ft} \cdot 0,27 = 2032,6 \text{ Ft} \\
 K_{VF\text{Á}} &= 9560,7 \text{ Ft}
 \end{aligned}$$

A fogyasztó éves költségeinek megoszlása



Villamos energia rendszerhasználati díjak 2015. január 1-től ¹ (ÁFA nélkül)							
I. Átviteli-rendszerirányítási díj és rendszerszintű szolgáltatások díja (Ft/kWh)							
Az átviteli rendszerirányító vagy az elosztó részére fizetendő az átviteli vagy az elosztó hálózatra csatlakozó felhasználók (fogyasztók) által							
1.1	Átviteli-rendszerirányítási díj	1,221					
1.2	Rendszerszintű szolgáltatások díja	0,674					
Az átviteli rendszerirányító részére fizetendő, határkeresztezésen történő villamos energia szállítás után ²							
		Kiszállítás	Beszállítás				
2.1	Átviteli-rendszerirányítási díj	Az ENTSO-E által a honlapján közzétett érték és az MNB tárgynapi hivatalos deviza középárfolyamának szorzata					
2.2	Rendszerszintű szolgáltatások díja	0					
II. Elosztási díjak							
		Elosztói alapdíj	Elosztói teljesítménydíj	Elosztói forgalmi díj	Elosztói meddő energia díj	Elosztói veszteség díj	Elosztói menetrend kiegyensúlyozási díj
		Ft/csatlakozási pont/év	Ft/kW/év	Ft/kWh	Ft/kVArh	Ft/kWh	Ft/kWh
Az elosztó hálózatra közvetlenül, vagy közvetve csatlakozó, az elosztó hálózatról vételező rendszerhasználó, vagy az elosztó hálózatról történő kiszállítás esetén							
a.)	Nagyfeszültségű csatlakozás	209 820	1 428	0,23	2,17	0,18	-
b.)	Nagy/középfeszültségű csatlakozás	104 904	4 176	0,91	2,62	0,28	-
c.)	Középfeszültségű csatlakozás	104 904	7 860	1,70	2,62	0,95	-
d.)	Közép/kisfeszültségű csatlakozás						
	I. profilos, egész napos ³	3 492	-	5,86	3,63	1,82	0,36
	II. profilos, vezérelt	1 152	-	1,74	-	1,40	0,24
	III. nem profilos ⁴	34 968	7 704	2,62	3,63	1,82	-
e.)	Kisfeszültségű csatlakozás						
	I. profilos, egész napos ^{5, 6}	1 446	-	8,43	3,63	2,79	0,36
	II. profilos, vezérelt ⁶	474	-	2,79	-	2,08	0,24
	III. nem profilos ⁴	34 968	8 424	4,25	3,63	2,79	-
A közvilágítási célra történő vételezés elszámolása a közép/kisfeszültségű csatlakozás szerinti profilos, egész napos árszabás alapján történik. Közvilágítási elosztási díj (a fenti díjakon túl): 10,00 Ft/kWh.							
Megjegyzések:							
1.: A feltüntetett díjakat a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal 4/2013. (X. 16.) MEKH számú rendeletének 1. melléklete tartalmazza. Módosító rendelet: 11/2014. (XII. 13.) MEKH							
2.: Csak az átviteli rendszerirányító által a 838/2010/EU bizottsági rendelet végrehajtása érdekében kötött szerződésben nem részes országba történő kiszállítás vagy onnan történő beszállítás esetében.							
3.: Csak közvilágítási célra történő vételezés esetén.							
4.: 55,2 kW-ot / 3×80 A-t meghaladó lekötött / szerződött teljesítmény esetén.							
5.: 55,2 kW-ot / 3×80 A-t nem meghaladó lekötött / szerződött teljesítmény esetén.							
6.: Az egyetemes szolgáltatással ellátott lakossági fogyasztók ebbe a két kategóriába tartoznak.							

5. GYAKORLAT

Bővebb statisztika a hazai engedélyesekről: mekh.hu

Minőségi követelmény mutatók számítása

1. Egy fiktív hálózaton az alábbi feszültség kimaradásokat mérték. A hálózatra csatlakozó fogyasztók száma 20 000 db. A fogyasztókat vegyük fel 200W állandó teljesítmény felvétellel.
Határozza meg a SAIFI, SAIDI és kiesési mutatók értékeit! (A1, A2 és B1 mutatók)

Gyakoriság (db)	Hossz (perc)	Érintett fogyasztók (db)
8	80	300
25	60	800
15	45	200
1	50	12500
50	5	100
1000	2	100

Minőségi követelmény szint és teljesítésének meghatározása

2. Adott 3 elosztóra a 2008-2010-es évek átlagára kerültek meghatározásra az „induló” minimális minőségi követelmények, s az elvárt éves javulási szintek az alábbi táblázat szerint. Határozza meg a 2012-2014-es évek átlagára vonatkozó előírásokat!

Színvonal mutató	Elosztó 1	Elosztó 2	Elosztó 3
SAIFI [db/fogy]	2,2	1,5	1,9
elvárt javulás	2,0 felett 3,0% ; 2,0-1,5 között 2,5% ; 1,5 alatt 1,0%		
SAIDI [perc/év/fogy]	160	120	180
elvárt javulás	120 felett 10,0% ; 120-90 között 5,0% ; 90 alatt 2,0%		
Kiesési mutató [‰]	0,128	0,110	0,085
elvárt javulás	0,115 felett 3,0% ; 0,115-0,085 között 2% ; 0,085 alatt 0,5%		

3. Tegyük fel, hogy mindhárom fenti elosztó az 1. feladat szerinti SAIFI, SAIDI és kiesési mutató értékeket mérte a 2014-es évre vonatkozóan. A 2011-2013-es évben az alábbi értékeket mérték. Milyen mutatók adódnak a 2012-2014 évi értékeléshez?

Színvonal mutató	SAIDI			SAIFI			Kiesési mutató		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Elosztó 1	1,86	1,38	1,37	129,5	85,9	112,7	0,102	0,069	0,09
Elosztó 2	1,82	1,62	1,43	100,5	128,3	195,7	0,138	0,100	0,100
Elosztó 3	2,09	1,80	1,62	143,4	135,0	118,3	0,071	0,079	0,079

Következmények levonása

4. Mely elosztók sértették meg a minimális minőségi követelményeket, s mi ennek a következménye?

Eltérés iránya	Eltérés mértéke	b1, b2, b3 korrekciós tényezők
Jobb az „elvártnál”	10% felett	-0,2 %
	5% és 10% között	-0,1 %
„Szinten tartás”	0% és $\pm 5\%$ között	0
Rosszabb az „elvártnál”	5% és 10% között	+0,1 %
	10% felett	+0,2 %

5. Egy lakossági fogyasztó havi fogyasztása 240kWh. Az „A1” árszabás szerint az egyetemes szolgáltatás keretében vásárol villamos energiát. Az energia és rendszerhasználati díjakat az alábbi táblázat foglalja össze.

Mely díjtételeket érintheti minőségsszabályozási árösztönző?

Milyen mértékű megtakarítása van a felhasználónak, ha az elosztói engedélyes b1...b3 korrekciós tényezői összesen 0,3%-nak adódtak?

Díjtétel	Mértéke
A1 kedvezményes (110kWh-ig)	15,06
A1 normál	16,1
Átviteli rendszerirányítási díj	1,221
Rendszerszintű szolgáltatások díja	0,674
Elosztói alapidj	120,67
Elosztói forgalmi díj	8,43
Elosztói veszteség díj	2,79
Menetrend kiegyensúlyozási díj	0,36
Pénzeszközök összesen	0
ÁFA	27%

6. Tételezzük fel, hogy az összes elosztó számára az árszabályozás során meghatározott elosztási díj 8,32Ft/kWh. Ennek negyedét az elosztó hálózati maradék fedezésére fordítják. Ha az elosztó éves forgalma 7700 GWh, akkor milyen mértékű éves veszteséget kell elkönyvelnie a fenti büntetések esetén?
7. Értékelje a rezsicsökkentés hatását: mely tarifátételek mely szereplők pénzügyi helyzetét érintették? Közelítő számítással adja meg a 3 millió lakossági felhasználónál egy év alatt az egyetemes szolgáltatásban jelentkező megtakarítást, ha e körben a 2014-es értékesítés 10,11 TWh volt.

Tarifátétel [Ft/kWh]	2012.dec.31.	2015.jan.1.
A1 kedvezményes (110kWh-ig)	20,65	15,06
A1 normál	22,02	16,1
Átviteli rendszerirányítási díj	1,519	1,221
Rendszerszintű szolgáltatások díja	0,702	0,674
Elosztói alapidj [Ft/hó!]	160	120,67
Elosztói forgalmi díj	9,94	8,43
Elosztói veszteség díj	3,56	2,79
Menetrend kiegyensúlyozási díj	0,36	0,36
Pénzeszközök összesen	1,416	0
ÁFA	27%	27%