

KOMPANIA KOSOVARE PËR FURNIZIM ME ENERGI ELEKTRIKE SH.A.
KOSOVO ELECTRICITY SUPPLY COMPANY J.S.C.
KOSOVSKO PREDUZEĆE ZA SNABDEVANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM D.D.
KESCO SH.A.
Nr. 02 Dt. 20.01.2016
HQ 1Enver Halimi
Kryesues i Bordit të ZRRESerhat Dinç
Drejtor Ekzekutiv i KESCO

20 Janar 2016

**LËNDA: PROPOZIM PËR TË HYRAT E LEJUARA MAKSIMALE PËR VITIN TARIFOR
2016**

I nderuari z. Halimi,

Aplikimi për të Hyrat e Lejuara Maksimale është përgatitur nga KESCO në formë elektronike dhe në letër, duke respektuar afatin kohorë të përcaktuar në shtojcën 4 të Rregullës për Vendosjen e Çmimeve të Furnizuesit Publik të Energjisë Elektrike dhe udhëzimeve të ZRRE-së të dhëna në letrën e datës 13 nëntor 2015 për procesin e azhurnimeve vjetore.

KESCO mbetet i përkushtuar për bashkëpunim me qëllim që të arrihen konkluzione të përshtatshme të cilat janë në interesin e të gjitha palëve pjesëmarrëse në sektorin e energjisë.

Singerisht

Serhat Dinç



Kopje për:

Krenar Bujupi, Anëtar i Bordit

Qemajl Mustafa, Anëtar i Bordit

Arsim Janova, Anëtar i Bordit

Besim Sejfiqaj, Anëtar i Bordit

Petrit Pepaj, Drejtor Menaxhues

Ymer Fejzullahu, Udhëheqës i Departamentit për Tarifa dhe Çmime

FURNIZUESI PUBLIK

PROPOZIMI PËR TË HYRAT E LEJUARA MAKSIMALE PËR VITIN 2016 (Procesi i Përshtatjeve të Rregullta)

Janar, 2016

PËRMBAJTJA

1.	Hyrje	3
2.	Balanca e Energjisë Elektrike	4
3.	Përshtatjet dhe Përditësimet e Kostove	6
4.	Kostot operative OPEX	7
4.1.	Përshtatjet për shpenzimet operative	7
4.2.	Përditësimet	7
5.	Kostot e zhvlerësimit të lejuar DEPC	11
5.1.	Përshtatjet	11
5.2.	Përditësimet	11
6.	Përshtatjet për KREV	13
7.	Komponentët tjera të kostove të Furnizuesit Publik	14
7.1.	Kapitali punues	14
7.2.	Borxhi i keq	15
7.3.	Margjina e shitjes me pakicë	16
8.	Kostot që barten	17
9.	Të hyrat e parregulluara	18
10.	Të hyrat e lejuara maksimale - MAR	19
	Shtojca A	20
	Shtojca B	20

1. Hyrje

Furnizuesi Publik ka përgatitur propozimin për përshtatjen e të Hyrave të Lejuara Maksimale për vitin 2016 në formë elektronike dhe në letër, duke respektuar afatin kohorë të përcaktuar në shtojcën 4 të Rregullës për Vendosjen e Çmimeve të FPEE-së, që paraqet procesin e përshtatjeve të rregullta dhe udhëzimeve të ZRRE-së të dhëna në letrën e datës 13 nëntor 2015 për procesin e përshtatjeve vjetore.

FPEE-ja në këtë propozim ka përfshirë të gjitha dokumentet dhe dëshmitë relevante duke përfshirë vlerat që kanë të bëjnë me të gjitha komponentët e formulave të përshtatjeve të rregullta. Për më tepër, ka përfshirë të gjitha kostot e arsyeshme të tij me qëllim të funksionimit të tij normal dhe ofrimit më të mirë të shërbimit për të gjithë konsumatorët.

Duke qenë se procesi tarifor është interaktiv ndërmjet ZRRE-së dhe të licencuarve të tjerë, ky aplikacion mund të përshtatet më qëllim të reflektimit të kostove që ndërlidhen me të licencuarit e tjerë.

2. Balanca e Energjisë Elektrike

Balanca e energjisë elektrike është bërë duke përdorur informatat dhe pritjet reale nga të licencuarit e tjerë. Energjia në dispozicion (gjenerimi i KEK-ut, gjenerimi në nivel të transmisionit, gjenerimi në nivel të distribucionit, importet dhe eksportet), humbjet në sistemin e transmisionit, shpërndarjes dhe shitjet tek konsumatorët, të përdorura në këtë aplikim janë të paraqitura në tabelën 1.

Balanca e Energjisë për vitin 2016	
Përshkrimi	GWh
Gjenerimi	5,651
HC Ujmani	95
BRE të kyçura në nivel të OST-së	63
Import	520
Eksporti	(786)
Humbjet në transmision	(114)
Teprica/Mungesa	(10)
Total energjia në transmision	5,420
Konsumi i mihjeve	138
Konsumatorët 220/110kV	677
Dalja nga transmisioni	134
BRE të kyçura në nivel të OSSh-së	64
Total humbjet	1,339
Energjia e pa faturuar (Veriu i Kosovës)	243
Total shitjet në OSSh	3,196
Total shitjet për PES	3,873

Tabela 1

Me qëllim të balancimit ndërmjet konsumit dhe prodhimit, sasia e nevojshme e importit të paraparë për vitin 2016 është 520 GWh. Duhet të theksohet se përveç sasisë së paraparë për import të rregullt mund të rezultojë edhe nevoja për import emergjent, sidomos gjatë sezonit dimëror, ndaljeve të shkurtra të paplanifikuara

(rënie të njësive gjeneruese), ndaljeve të gjata të paplanifikuara të njësive gjeneruese, remonteve dhe revizioneve të njësive gjeneruese, ndërsa eksportet kryesisht do të bëhen në rast se nominimi për ditën në vijim rezulton të jetë i ekzagjeruar, faktori kryesor i të cilit shpesh është moti.

Gjatë përgatitjes së balancës së energjisë, sasia e nevojshme e eksportit kalkulohet si numër balancues me qëllim të balancimit të prodhimit dhe konsumit në kohë reale. Sasia e eksportit e paraparë për vitin 2016 është 786 GWh. Duhet të theksohet se eksportet nuk bëhen për të përfituar nga eksportimi i energjisë me kosto të ulët në vendet e tjera.

Në total, shitjet e paralogaritura për konsumatorët e rregulluar janë 3,873 GWh, të cilat përfshijnë shitjet tek konsumatorët në nivel të shpërndarjes prej 3,196 GWh dhe shitjet në nivel të transmisionit prej 677 GWh.

Të dhënat aktuale për vitin 2015 janë përdorur për alokimin e shitjeve ndërmjet tarifës së ultë dhe tarifës së lartë për vitin 2016. Sidoqoftë, përveç komponentëve të energjisë, gjatë faturimit, duhet t'i marrim parasysh edhe komponentët tjera të faturimit si në vijim:

- Numri i konsumatorëve,
- Fuqia (kW) për kategori me njehsorë të ngarkesës, dhe
- Energjia reaktive (kVARh) për kategoritë përkatëse tarifore

Përcaktuesit e faturimit të realizuar për vitin 2015 dhe ata të parashikuar për vitin 2016 janë paraqitur në shtojcat A dhe B.

3. Përshtatjet dhe Përditësimet e Kostove

Për të mbuluar kostot e Furnizuesit Publik duhet të bëhen përshtatjet dhe përditësimet e nevojshme të kostove. Si rezultat i ndryshimit ndërmjet të Hyrave të Lejuara Maksimale të aprovuara dhe atyre aktuale për vitin 2015 janë të nevojshme të bëhen përshtatjet mekanike me qëllim që të merren parasysh kostot që janë jashtë kontrollit të FPEE-së. Për më tepër, kostot e aprovuara gjatë periudhës rregullative për vitin 2016 duhet të përditësohen me qëllim të reflektimit të kostove të cilat nuk ishin parashikuar gjatë procesit të shqyrtimit periodik. Qasja të cilën KESCO- FPEE do ta përdor në këtë proces të përshtatjeve, për përshtatjen dhe përditësimin e kostove, do të jetë e ngjashme me atë të përdorur gjatë vitit të kaluar.

Formula e përgjithshme për parashikimin e kostove për vitin 2016 e cila do të përdoret nga FPEE është:

$$K_{2016} = K_{2015} * (1 + CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + K_{2016 \text{ përditësuara}}$$

Prej nga:

K_{2016} - kostot e vitit 2016

K_{2015} - kostot e vitit 2015

CPI_{t-1} – norma e inflacionit për vitin 2015

E_t – faktori i efikasitetit për vitin 2016

$K_{2015 \text{ përditësuara}}$ – kostot e përditësuara për vitin 2016 (kostot shtesë)

4. Kostot operative OPEX

Kostot operative dhe të mirëmbajtjes për vitin e katërt të këtij shqyrtimi periodik llogariten si shumë e vlerës së lejuar nga ZRrE-ja për vitin 2015 të shumëzuar me shkallën e inflacionit, plus kostot e parashikuara operative dhe të mirëmbajtjes për vitin e katërt relevant (2016), siç është paraqitur në formulën në vijim:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + OPMC_t$$

Duhet pasur parasysh se tani të dhënat për vitin t paraqesin parashikimet për vitin 2016, ndërsa të dhënat për vitin t-1 paraqesin të dhënat për vitin 2015.

4.1. Përshtatjet për shpenzimet operative

Për të bërë kalkulimin e përshtatjeve, norma e inflacionit të cilën do ta përdorë FPEE është norma e përbërë e inflacionit. Kjo norme përfshinë normat zyrtare të BQK-se për vitet 2012 (2.5%), 2013 (1.8%) dhe 2014 (0.4%), respektivisht 4.76%. Me aplikimin e normës së përbërë të inflacionit prej 4.76% ndaj OPEX-it të aprovuar për vitin 2015, rrjedh se përshtatjet e OPEX-it për vitin 2015 janë 318 mijë euro, siç janë paraqitur në tabelën në vijim:

Përshtatja për kostot operative	Vlera (€000s)
OPEX-i i lejuar	6,673
Norma e përbërë e inflacionit	4.76%
OPEX-i i përshtatur	6,900
Dallimi	318

Tabela 2

4.2. Përditësimet

Në shqyrtimin e fundit tarifor, ZRrE-ja kishte aprovuar nivelin e lejuar të shpenzimeve operative dhe të mirëmbajtjes për vitin 2016 në vlerën prej 12.5 mln€. Sidoqoftë, për shkak të rrethanave të reja të cilat kanë ndodhur më vonë (siç janë proceset e privatizimit dhe shthurjes), në vitin 2015 ZRrE me të drejtë ka përditësuar OPEX-in e FPEE-së për vitin 2015. Meqenëse në vitin 2016 kemi po të njëjtat rrethana, FPEE do të përdor qasjen e njëjtë për përditësimin e kostove për vitin 2016, të cilat përfshijnë kostot si më poshtë:

- Kostot e personelit – numri i punëtorëve i transferuar nga FPEE në OSSh, bazuar në Udhëzimet e ZRrE-së për procesin e shthurjes;
- Sigurimi shëndetësor – i cili ka rrjedh si kërkesë ligjore pas privatizimit të kompanisë në vitin 2013;
- Shërbimet e përbashkëta - bazuar në Udhëzimet e ZRrE-së për procesin e shthurjes;
- Rritja e pagave – e cila u ngrit si çështje pas rritjes së pagave në sektorin publik. Gjatë vitit 2015, ka pasur kërkesa të vazhdueshme nga sindikata e punëtorëve për rritje të pagave, të cilat ishin vazhdimësi e atyre të filluara në vitin 2014, të cilat shpeshherë janë shoqëruar edhe me protesta të punëtorëve. Në këtë aplikim ne propozojmë tek ZRrE të konsiderojë një rritje të arsyeshme të pagave prej 10% për këto dy vite, e cila njëherazi do të ishte një motivim për punëtorët. Për më tepër, ekziston një Marrëveshja Kolektive e nënshkruar nga Qeveria e Republikës së Kosovës, sindikatës së bashkuar të punëtorëve dhe dy odave ekonomike në Kosovë, e cila ia njeh të drejtën punëtorëve për kompensimin nga paga bazë prej 0.5% për çdo vit të plotë të përvojës në punë. Pa paragjykim ndaj kundërshtimeve të KEDS-it, organizatave të punëdhënësve dhe organizatave të bizneseve në Kosovë ndaj legjitimitetit dhe zbatueshmërisë së Marrëveshjes Kolektive të lartpërmendur, ne kërkojmë nga ZRrE-ja të konsideroj një rritje eventuale të MAR-it me qëllim të përmbushjes së këtij

obligimi. Vlera e këtij kompensimi është e përfshirë në koston për rritjen e pagave prej 10%.

Vlerësimi i kostove për shërbime të përbashkëta për vitin 2016 është i njëjtë me atë të vitit 2015, siç është shpjeguar në tabelë në vijim:

Kostot për Shërbimet e përbashkëta (HQ)	(€)
OSSH aprovimi nga MYT	1,721,000
OSSH alokimi për HQ KEK/KEDS	1,280,415
FPEE aprovimi nga MYT	1,768,000
FPEE alokimi për HQ KEK/KEDS	1,134,757
Total HQ për FPEE dhe OSSH	5,904,172
Net kostot e HQ-së për OSSH	-3,001,415
Kostot e FPEE-së për pagesën për shërbimet përbashkëta	2,902,757

Tabela 3

Përditësimi i taksës për licencën e Furnizuesit Publik për vitin 2016 është 114 mijë euro, e cila është llogaritur si në vijim:

$$\text{Taksa e përshtatur për licencë} = 520,380 \text{ MWh} * 0.22 \text{ €/MWh} = 114 \text{ mijë Euro};$$

Sipas sqarimeve të dhëna më sipër, OPEX-i i parashikuar për vitin 2016 është përmbledhur si në tabelën e mëposhtme:

OPEX-i i FPEE-së 2016

Line	Aprovuar 2016 (€)	Përditësuar 2016 (€)
OPEX-i i aprovuar për FPEE-në në MYT 2013-2017	12,479,133	12,479,133
Pjesa e HQ-së e përfshirë në shërbimet e përbashkëta		-1,768,000
OPEX-i fillestar		10,711,133
Sigurimi shëndetësor		40,090
Taksa për licencë		114,484
OPEX-i i FPEE-së pa kostot e HQ-së		<u>10,865,706</u>
Transferimi i punëtorëve për OSSh-në		-7,563,712
Shërbimet e përbashkëta (HQ)		2,902,757
Taksimi ndërmjet kompanive		250,000
Kostoja për rritjen e pagave 10%		170,000
Kostot shtesë për shthurje		250,000
Total OPEX-i (OPMC_t)		6,874,751

Tabela 4

OPEX-i përfundimtar për vitin 2016, pas përfshirjes së përshtatjeve për vitin 2015 dhe përditësimeve për vitin 2016, do të jetë si në vijim:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + OPMC_t$$

$$OPMC = 0.3 + 6.9 = 7.2 \text{ mln€}$$

5. Kostot e zhvlerësimit të lejuar DEPC

Kostot e zhvlerësimit të lejuar për vitin katërt relevant llogariten si shumë e vlerës së lejuar nga ana e ZRrE-së për vitin 2015 të shumëzuar me shkallën e inflacionit, plus kostot e parashikuara të zhvlerësimit për vitin e katërt relevant (2016), siç është paraqitur në formulën e mëposhtme:

$$DEPC = DEPC_{t-1} * (CPI_{t-1}) + DEPC_t$$

5.1. Përshtatjet

ZRrE në vitin 2015 ka aprovuar kostot e zhvlerësimit të lejuar në vlerë prej 277.3 mijë euro. Me aplikimin e normës së përbërë të inflacionit prej 4.76% tek kostot e zhvlerësimit të lejuar për vitin 2015, rezulton se përshtatja për zhvlerësim është 13,208 euro, siç është paraqitur në tabelën në vijim:

Përshtatja për kostot e zhvlerësimit	Vlera (€)
Zhvlerësimi i lejuar	277,349
Norma e përbërë e inflacionit	4.76%
Zhvlerësimi i përshtatur	290,558
Dallimi	13,208

Tabela 5

5.2. Përditësimet

ZRrE ka vendosur t'i bëjë korigjimet për kostot e zhvlerësimit të lejuar në fund të periudhës rregullative dhe jo gjatë përshtatjeve të rregullta. KESCO pajtohet me këtë qasje, andaj do të përdor vlerat e njëjta të kostos së zhvlerësimit siç është aprovuar nga ZRrE gjatë shqyrtimit shumëvjeçar të tarifave, respektivisht 356 mijë euro.

Kostot totale të zhvlerësimit të lejuar pasi që janë marrë parasysh kostot e përshtatjeve të zhvlerësimit të lejuar për vitin 2015 dhe kostot e përditësuara për vitin 2016, do të jenë 369 mijë euro siç shihet edhe në kalkulimet e mëposhtme:

$$\text{DEPC} = \text{DEPC}_{t-1} * (\text{CPI}_{t-1}) + \text{DEPC}_t$$

$$\text{DEPC} = 0.013 + 0.355 = 0.369 \text{ mln€}$$

6. Përshtatjet për KREV

Faktori i përshtatjes së të hyrave (KREVt), duhet të llogaritet duke përdorur formulën në vijim:

$$KREV_t = (MAR_{t-1} - ARR_{t-1}) * (1 + I_t)$$

Prej nga:

ARR_{t-1} Të hyrat aktuale të rregulluara gjatë vitit relevant t-1

MAR_{t-1} Të hyrat e lejuara maksimale siç përcaktohen në vitin relevant t-1

Norma e interesit për vitin relevant t, paraqet vlerën e përdorur nga rregullatori gjatë përshtatjeve vjetore në shqyrtimin e fundit tarifor.

Pasi të konsiderojmë MAR-in e aprovuar dhe të hyrat e realizuara për vitin 2015, faktori i përshtatjes së të hyrave (KREV) duhet të pasqyrohet si në vijim:

ARR_{t-1} = 247.7 mln€ (siç është dokumentuar në shtojcën A)

MAR_{t-1} = 256.5 mln€ (sipas Vendimit të ZRrE-së V_719_2015)

I_t = 10.72% (siç është përdorur nga ZRrE-ja në SHTE9)

Duke shfrytëzuar kalkulimet e mësipërme përshtatja për KREV do të jetë:

$$KREV_t = (256.5 - 247.7) * (1 + 10.72\%) = 9.71 \text{ mln€}$$

Duke marr parasysh qasjet që janë përdorur në vitet e kaluara për kalkulimin e KREV-it të FPEE-së, prej të cilit janë reduktuar KREV-at e OSSh-së dhe OST-së, rezulton që net-KREV-i i FPEE-së për vitin 2016 do të jetë:

$$Net\ KREV\ i\ FPEE-së = KREV_{FPEE} - KREV_{OSSh} - KREV_{OST} = 9.7 - 7.5 - 0 = 2.2 \text{ mln€}$$

Shenim: KREV-at e OSSh-së dhe OST-së janë subjekt i rregullimit të ZRrE-së, andaj çdo ndryshim nga këto të dhëna duhet të reflektoj në përshtatjet e KREV-it të FPEE-së.

7. Komponentët tjera të kostove të Furnizuesit Publik

Vlera e kostove të komponentëve tjera të cilat do të paraqiten në këtë pjesë kalkulohen bazuar në formulat e specifikuara në Rregullën e Çmimeve të FPEE-së. Këto vlera hyrëse përcaktohen në fillim të periudhës rregullative, prandaj të njëjtat vlera të vendosura për këtë periudhë rregullative do të përdorën në këtë aplikim.

7.1. Kapitali punues

Përveç kostove me pakicë, Rregulla e Çmimeve lejon që FPEE-ja të përfshijë një lejim të kapitalit punues në tarifatat me pakicë. Baza për lejimin e kapitalit punues përfshinë:

- a) Kostot e shitjes me pakicë
- b) Kostot e energjisë me shumicë
- c) Ngarkesat e transmisionit që i paguhen OST-së
- d) Ngarkesat e shfrytëzimit të sistemit të shpërndarjes që i paguhen OSSh-së
- e) Taksën e licencës së ZRrE-së

Kostoja e kapitalit punues bazuar në Rregullën e Çmimeve llogaritet sipas shprehjes si në vijim:

$$WCLC = (1 / 12) * I_t * (RETR_t + WHPC_t + PSTC_t - NTFR_t)$$

Vlera e kostove të kapitalit punues për vitin 2016 është 2.3 mln€, siç është paraqitur në tabelën në vijim:

Kostot e kapitalit punues		(mln€)
RETRt	OPMC _t	6.87
	DEPC _t	0.37
KEK Gjenerimi (Fikse dhe variabile)		142.38
Ujmani dhe gjeneratorët tjerë të kyçur në nivel të OST-së		6.61
Gjeneratorët tjerë të kyçur në nivel të OSSh-së		3.69
Import		28.62
WHPct	Eksporti	-19.36
	Kostot e debalancit	4.89
	Humbjet mbi nivelin e lejuar 2016	-6.56
	Margjina e shitjeve me pakicë	4.81
	Përshtatjet për kostot me shumicë 2015	5.58
	Total (€)	170.67
PSTct	Kostot e OST-së	16.19
	Kostot e OSSh-së	66.01
It		10.72%
WCLC		2.32

Tabela 6

7.2. Borxhi i keq

Sipas Rregullës së Çmimeve për FPEE-në, borxhi i keq është niveli i përafërt dhe i arsyeshëm i borxheve të këqija që mund t'i ketë FPEE-ja gjatë një viti relevant.

Për përcaktimin e kostove të borxhit të keq së pari duhet të llogaritet MAR-i fillestar i cili nuk përfshin borxhin e keq. Pas aplikimit të borxhit të keq prej 4%, ashtu siç është përcaktuar në bazë të vendimit V_399_2012 për vitin 2016, caktohet MAR-i përfundimtar i FPEE-së për vitin relevant t. Ndryshimi ndërmjet MAR-it përfundimtar (i cili përfshin 4% e borxhit të keq) dhe MAR-it fillestar paraqet kostot e lejuara të borxhit të keq për vitin relevant.

7.3. Margjina e shitjes me pakicë

Margjina e shitjes me pakicë do të jetë një përqindje fikse që aplikohet në kostot e lejuara të energjisë me shumicë dhe kostot e lejuara të kapacitetit me shumicë. Ajo duhet të caktohet në atë nivel që:

- a) T'i sigurojë FPEE-së një përfitim të arsyeshëm, me qëllim që ta kompensojë për rreziqet që i ndërmerr gjatë ofrimit të shërbimit standard për konsumatorët e rregulluar, dhe
- b) T'i sigurojë FPEE-së një kthim të arsyeshëm nga neto asetet fikse të saj të përdorura gjatë ofrimit të shërbimit standard për konsumatorët e rregulluar. Kjo duhet të llogaritet duke iu referuar kostos së kapitalit të të licencuarve të tjerë në Kosovë.

8. Kostot që barten

Rregulla e Çmimeve për FPEE-në specifikon tri kosto që barten:

- Ngarkesat e Transmisionit,
- Ngarkesat e Shfrytëzimit të Sistemit të Shpërndarjes
- Taksën e Licencës, e cila i takon konsumatorëve të rregulluar

Bazuar në tarifatat aktuale të KOSTT-it për vitin 2015, FPEE ka parashikuar kostot për KOSTT-OST për vitin 2016 të cilat janë 20 mln€. Përshtatjet për kostot e shërbimeve ndihmëse për KOSTT janë subjekt i ndryshimit nga ZRrE-ja dhe nuk janë marr parasysh në këtë aplikim. Kostot e humbjeve për të cilat FPEE duhet të kompensohet nga KOSTT janë kalkuluar bazuar në vlerën e humbjeve të transmisionit të parapara në balancën e energjisë për vitin 2016, dhe çmimin mesatar të kostove me shumicë. FPEE supozon se ZRrE do të rregulloj ngarkesat e parashikuara për vitin 2016, të vlerësuara më lartë, dhe si të tilla do t'i reflektoj në MAR-in përfundimtar të FPEE-së.

Vlerat e parashikuara të kostove të OSSh-së për vitin 2016 që do të barten tek FPEE është 107.7 mln€. Taksa e Licencës që u përket konsumatorëve të rregulluar është 0.114 mln€, mënyra e kalkulimit të taksës së licencës është sqaruar më lartë në këtë dokument.

Vlera e kostove me shumicë, e cila duhet të përfshihet në vitin 2016, duhet të trajtohet si kosto që bartet gjatë përcaktimit të kostove përfundimtare për FPEE-në për vitin 2016. Mënyra e kalkulimit për përshtatjet e kostove me shumicë është e shtjelluar në pjesën e parë të aplikacionit të dorëzuar në ZRrE më 4 dhjetor 2015.

Çdo ndryshim i mundshëm nga ana e ZRrE-së për kostot e bartshme do të duhet të reflektohet në parashikimin e MAR-it final të Furnizuesit Publik të Energjisë Elektrike.

9. Të hyrat e parregulluara

Të hyrat që Furnizuesi Publik i arkëton si të hyra të parregulluara gjatë vitit relevant duhet të zbriten gjatë përcaktimit të MAR-it final të tij. Në këtë kuptim në vitin 2015 Furnizuesi Publik, tani më ka faturuar dhe inkasuar një vlerë shtesë të kostove të humbjeve krahasuar me atë të lejuar nga ZRrE sepse Operatori i Sistemit të Shpërndarjes nuk ka arrit të përmbush cakun e humbjeve të përcaktuar nga ZRrE. Këto të hyra shtesë në emër të humbjeve, Furnizuesi Publik me të drejtë i trajton si të hyra të parregulluara ($NTFR_t$) të tij, dhe këtë përfitim ua kthen konsumatorëve fundor.

Kalkulimi i këtyre kostove është prezantuar në tabelën në vijim:

Përshkrimi	Njësia	LSSC _{at-1}	LSAC _{t-1}
EED pa konsumin në veri	GWh	4,436	4,436
Konsumi në veri	GWh	240	240
EED me konsumin në veri ($REUE_{t-1}$)	GWh	4,677	4,677
LSSA _{t-1}	%	21.90%	26.55%
Humbjet	GWh	1,024	1,241
WHEA _{t-1}	€/MWh	28.24	28.24
LSSC _{t-1}	€000s	28,920	35,056
Dallimi (LSSC_{at-1} - LSAC_{t-1})	€000s	(6,136)	

Tabela 7

10. Të Hyrat e lejuara maksimale - MAR

Totali i të Hyrave të Lejuara Maksimale (MAR) për vitin 2016 që do të mbulohen nga tarifat e rregulluara me pakicë do përfshijnë kostot e të gjithë të licencuarve në këtë sektor, si në vijim:

- a) Gjeneratori i Rregulluar- e dokumentuar në Aplikimin e Çmimit me Shumicë të Energjisë Elektrike për vitin 2016
- b) Kostoja e Energjisë Elektrike me Shumicë - e dokumentuar në Përditësimin e Çmimit me Shumicë të Energjisë Elektrike për vitin 2016
- c) Kostot e Transmisionit, të cilat duhet të adresohen nga KOSTT-i, por që në këtë dokument janë paraqitur si kosto të vlerësuara
- d) Shfrytëzimi i Sistemit të Shpërndarjes – të cilat duhet të adresohen nga KEDS, por që në këtë dokument janë përdorur nga aplikimi i tij i titulluar "Propozimi për të Hyrat e Lejuara Maksimale për vitin 2016", dhe
- e) Kostot e Furnizuesit –që janë dokumentuar në seksionin e mësipërm të këtij aplikimi

Në tabelën e mëposhtme është paraqitur përmbledhja e kërkesës së të Hyrave të Lejuara Maksimale (MAR) për FPEE-në për vitin 2016, pas njohjes së të gjitha elementeve të kostove sipas përbërësve në shtojcën 1 të Rregullës së Çmimeve të FPEE-së:

$$MAR_t = (RETR_t + WCLC_t + WHPC_t + PSTC_t - NTFR_t + KREV_t) / (1-BDTA_t)$$

Kërkesa për të Hyrat e Lejuara Maksimale

Linja	Përshkrimi	mIn€
RETR _t	OPMC _t	6.87
	DEPC _t	0.36
WCLC _t	Kapitali punues	2.32
WHPC _t	KEK Gjenerimi (Fiks dhe variabile)	142.38
	Ujmani dhe gjeneratorët tjerë të kyçur në nivel të OST-së	6.61
	Gjeneratorët tjerë të kyçur në nivel të OSSh-së	3.69
	Importi	28.62
	Eksporti	-19.36
	Kostot e debalancit	4.89
	Humbjet mbi nivelin e lejuar 2016	-6.56
	Margjina e shitjes me pakicë RETMt	4.81
	Përshtatjet për kostot me shumicë për vitin 2015	5.58
	Total (€)	170.67
PSTC _t	Kostot e OST-së	19.99
	Kostot e OSSh-së	107.69
	Humbjet në OST	-3.80
	Humbjet në OSSh	-40.16
KREV _t	MAR _{t-1}	256.49
	ARR _{t-1}	247.72
	I _t	10.72%
KREV _t OSSh-së dhe OST-së	KREV-i i OSSh-së	7.49
	KREV-i OST-së	0.00
ADJ _{t-1}	Përshtatjet për inflacion	0.33
	Përshtatja për Taksën e Licencës	0.00
	Përshtatja për Koston e Humbjeve	-6.14
BDA	Borxhi i keq si përqindje	4.00%
Final MAR		271.21

Tabela 8

Përcaktuesit e Faturimit të vitit 2016 janë bazuar në shitjet që përfshihen në Bilancin Energjetik dhe janë paraqitur në shtojcën B. Kur tarifatat aktuale me pakicë, që janë në fuqi aplikohen në përcaktuesit e faturimit, rezulton se të ardhurat e faturuara do të jenë 254 mln€. Në mënyrë që të mbulohen MAR-i i kërkuar nga FPEE-ja për vitin 2016 prej 271 mln€, kërkohet një rritje e MAR-it prej 17 mln€.

Duhet të theksohet, se ndryshimet thelbësore që sjellin dallime ndërmjet MAR-it të vitit 2015 dhe MAR-it të vitit 2016, të cilat janë jashtë kontrollit të FPEE-së, janë si në vijim:

- a) Përshtatjet pozitive të kostove me shumicë, e cila ka rezultuar si e tillë për shkak të vlerave të larta të importit
- b) Kapaciteteve të reja gjeneruese nga energjia e ripërtëritshme me feed-in tarifa
- c) Faktori ndarës i eksportit i kërkuar në vitin 2016
- d) Konsum më i ultë në vitin 2015 krahasuar me konsumin e aprovuar nga ZRrE-ja.

Kostot e vlerësuara janë subjekt për vlerësim të mëtutjeshëm nga ZRrE-ja, bazuar në kostot e bartshme përfundimtare të aprovuara nga ZRrE-ja për MAR-in e Gjeneratorit të Rregulluar, OST- së dhe OSSh-së.

KESCO mbetet i përkushtuar për bashkëpunim me qëllim që të arrihen konkluzione të përshtatshme të cilat janë në interesin e të gjitha palëve pjesëmarrëse në sektorin e energjisë.

Shtojca A - Përcaktuesit e Faturimit për Vitin 2015

Tariff Group	Billing Determinants		Billing Determinants (2015)	Existing tariffs (2014-2015)	Revenues
	Description of Measured Unit	Monthly Billing Unit			
220kV HV Industrial	Customer Bills	€	12	€ 200.75	€ 2,409
	KW	€/kW	931,800	€ 15.88	€ 14,796,984
	Summer				
	Peak	€/kWh	183,178,384	€ 0.02	€ 4,487,870
	Off-Peak	€/kWh	114,035,234	€ 0.02	€ 2,793,863
	Winter				
	Peak	€/kWh	176,463,807	€ 0.02	€ 4,323,363
	Off-Peak	€/kWh	110,636,937	€ 0.02	€ 2,710,605
	Varhr	€/kVARh			€ 0
	Total Tariff Category Revenues				
0 HV Industrial 110kV	Customer Bills	€	24	€ 100.38	€ 2,409
	KW	€/kW	195,177	€ 6.70	€ 1,307,689
	Summer				
	Peak	€/kWh	27,882,191	€ 0.02	€ 641,290
	Off-Peak	€/kWh	23,556,371	€ 0.02	€ 445,215
	Winter				
	Peak	€/kWh	20,051,682	€ 0.08	€ 1,560,021
	Off-Peak	€/kWh	15,959,914	€ 0.03	€ 515,505
	Varhr	€/kVARh		€ 0.00	
	Total Tariff Category Revenues				
1 (35 kV)	Customer Bills	€	253	€ 13.27	€ 3,357
	KW	€/kW	77,983	€ 6.96	€ 542,762
	Summer				
	Peak	€/kWh	10,581,763	€ 0.04	€ 372,478
	Off-Peak	€/kWh	5,041,847	€ 0.03	€ 159,827
	Winter				
	Peak	€/kWh	8,876,280	€ 0.08	€ 721,642
	Off-Peak	€/kWh	4,205,846	€ 0.04	€ 180,851
	Varhr	€/kVARh	4,847,105	€ 0.01	€ 38,292
	Total Tariff Category Revenues				
2 (10 kV)	Customer Bills	€	2,912	€ 5.49	€ 15,987
	KW	€/kW	675,811	€ 5.99	€ 4,048,110
	Summer				
	Peak	€/kWh	77,895,451	€ 0.04	€ 3,162,555
	Off-Peak	€/kWh	33,357,998	€ 0.04	€ 1,234,246
	Winter				
	Peak	€/kWh	85,902,246	€ 0.09	€ 7,825,695
	Off-Peak	€/kWh	36,966,057	€ 0.05	€ 1,815,033
	Varhr	€/kVARh	39,540,514	€ 0.01	€ 312,370
	Total Tariff Category Revenues				
3 Category I (0.4 kV)	Multi-Tariff				
	Customer Bill	€	23,490	€ 3.09	€ 72,584
	KW	€/kW	1,304,722	€ 3.49	€ 4,553,478
	Summer				
	Peak	€/kWh	111,427,039	€ 0.06	€ 6,262,200
	Off-Peak	€/kWh	39,049,811	€ 0.05	€ 2,069,640
	Winter				
	Peak	€/kWh	107,062,745	€ 0.10	€ 10,834,750
	Off-Peak	€/kWh	39,074,579	€ 0.06	€ 2,492,958
	Varhr	€/kVARh	61,297,859	€ 0.01	€ 484,253
Total Tariff Category Revenues					€ 26,769,863
4 Category II 1 Tariff	Single Tariff				
	Customer Bill	€	60,567	€ 3.50	€ 211,985
	Summer	€/kWh	4,726,819	€ 0.08	€ 380,982
	Winter	€/kWh	5,222,338	€ 0.12	€ 650,703
4 Category II (0.4 kV) 2 Tariff	Customer Bills		789,101	€ 3.50	€ 2,761,854
	KW	€/kW			
	Summer				
	Peak	€/kWh	123,069,233	€ 0.10	€ 12,097,706
	Off-Peak	€/kWh	84,588,986	€ 0.05	€ 4,153,319
	Winter				
	Peak	€/kWh	140,423,915	€ 0.15	€ 21,063,587
	Off-Peak	€/kWh	85,672,546	€ 0.08	€ 6,425,441
Total Tariff Category Revenues (1 Tariff and 2 Tariff)					€ 47,745,576

5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	5,013,292	€ 2.50	€12,533,230
	< 200 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	227,949,369	€ 0.04	€9,095,180
	Off-Peak	€/kWh	164,889,537	€ 0.02	€3,281,302
	Winter				
	Peak	€/kWh	219,683,535	€ 0.06	€12,192,436
	Off-Peak	€/kWh	161,251,311	€ 0.03	€4,498,912
	200-600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	245,283,530	€ 0.06	€13,515,123
	Off-Peak	€/kWh	199,007,606	€ 0.03	€5,492,610
	Winter				
	Peak	€/kWh	263,811,459	€ 0.08	€20,313,482
	Off-Peak	€/kWh	216,491,425	€ 0.04	€8,356,569
	> 600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	61,766,666	€ 0.08	€4,941,333
	Off-Peak	€/kWh	59,715,165	€ 0.04	€2,394,578
Winter					
Peak	€/kWh	115,583,792	€ 0.11	€12,910,710	
Off-Peak	€/kWh	112,055,036	€ 0.06	€6,252,671	
Total Tariff Category Revenues					€115,778,135
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	102,467	€ 2.50	€ 256,168
	< 200 kWh				
	Summer	€/kWh	5,508,617	€ 0.04	€ 195,005
	Winter	€/kWh	5,341,445	€ 0.05	€ 264,936
	200-600 kWh				
	Summer	€/kWh	3,946,949	€ 0.05	€ 193,795
	Winter	€/kWh	3,980,280	€ 0.07	€ 273,047
	> 600 kWh				
	Summer	€/kWh	859,737	€ 0.07	€ 61,385
	Winter	€/kWh	815,242	€ 0.10	€ 81,117
	Total Tariff Category Revenues				
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	1,474	€ 25.75	€ 37,956
	< 400 kWh				
	Summer	€/kWh	219,384		
	Winter	€/kWh	265,716		
	Customer Bill	€	474	€ 46.60	€ 22,088
	400-800 kWh				
	Summer	€/kWh	139,552		
	Winter	€/kWh	168,744		
	Customer Bill	€	24	€ 78.53	€ 1,885
	> 800 kWh				
	Summer	€/kWh	12,070		
Winter	€/kWh	14,484			
Total Tariff Category Revenues					€61,929
8 Public Ltg	Customer Bills	€	16,837	€ 3.50	€ 58,930
	Summer	€/kWh	9,688,287	€ 0.10	€ 977,548
	Winter	€/kWh	9,688,287	€ 0.10	€ 977,548
	Total Tariff Category Revenues				
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above					€247,715,411

Shtojca B- Përcaktuesit e Faturimit për Vitin 2016

Tariff Group	Billing Determinants		Billing Determinants for the Year 2016	Existing tariffs	Revenues 2016	
	Description of Measured Unit	Monthly Billing Unit			With Current Tariff	
220kV HV Industrial	Customer Bills	€	12	€ 200.75	€ 2,409	
	KW	€/kW	960,000	€ 15.88	€ 15,244,800	
	Summer		0			
	Peak	€/kWh	197,075,978	€ 0.0245	€ 4,828,361	
	Off-Peak	€/kWh	122,661,022	€ 0.0245	€ 3,005,195	
	Winter		0			
	Peak	€/kWh	164,310,563	€ 0.0245	€ 4,025,609	
	Off-Peak	€/kWh	102,438,437	€ 0.0245	€ 2,509,742	
	Varhr	€/kVARh		€ 0.000		
	Total Tariff Category Revenues					€ 29,616,116
0 HV Industrial 110kV	Customer Bills	€	24	€ 100.38	€ 2,409	
	KW	€/kW	183,500	€ 6.70	€ 1,229,450	
	Summer		0			
	Peak	€/kWh	28,524,559	€ 0.0230	€ 656,065	
	Off-Peak	€/kWh	23,931,441	€ 0.0189	€ 452,304	
	Winter		0			
	Peak	€/kWh	21,087,898	€ 0.0778	€ 1,640,638	
	Off-Peak	€/kWh	17,149,102	€ 0.0323	€ 553,916	
	Varhr	€/kVARh				
	Total Tariff Category Revenues					€ 4,534,783
1 (35 kV)	Customer Bills	€	248	€ 13.27	€ 3,291	
	KW	€/kW	77,542	€ 6.96	€ 539,692	
	Summer		0			
	Peak	€/kWh	8,696,697	€ 0.0352	€ 306,124	
	Off-Peak	€/kWh	4,145,260	€ 0.0317	€ 131,405	
	Winter		0			
	Peak	€/kWh	8,806,481	€ 0.0813	€ 715,967	
	Off-Peak	€/kWh	4,243,210	€ 0.0430	€ 182,458	
	Varhr	€/kVARh	4,669,771	€ 0.0079	€ 36,891	
	Total Tariff Category Revenues					€ 1,915,828
2 (10 kV)	Customer Bills	€	2,753	€ 5.49	€ 15,114	
	KW	€/kW	648,018	€ 5.99	€ 3,881,628	
	Summer		0			
	Peak	€/kWh	75,522,487	€ 0.0406	€ 3,066,213	
	Off-Peak	€/kWh	32,392,203	€ 0.0370	€ 1,198,512	
	Winter		0			
	Peak	€/kWh	80,653,508	€ 0.0911	€ 7,347,535	
	Off-Peak	€/kWh	34,788,871	€ 0.0491	€ 1,708,134	
	Varhr	€/kVARh	40,544,807	€ 0.0079	€ 320,304	
	Total Tariff Category Revenues					€ 17,537,438
3 Category I (0.4 kV)	Multi-Tariff					
	Customer Bill	€	23,463	€ 3.09	€ 72,501	
	KW	€/kW	1,494,956	€ 3.49	€ 5,217,396	
	Summer		0			
	Peak	€/kWh	112,110,825	€ 0.0562	€ 6,300,628	
	Off-Peak	€/kWh	39,285,643	€ 0.0530	€ 2,082,139	
	Winter		0			
	Peak	€/kWh	114,421,796	€ 0.1012	€ 11,579,486	
	Off-Peak	€/kWh	41,490,343	€ 0.0638	€ 2,647,084	
	Varhr	€/kVARh	70,931,298	€ 0.0079	€ 560,357	
Total Tariff Category Revenues					€ 28,459,591	
4 Category II 1 Tariff	Single Tariff					
	Customer Bill	€	70,152	€ 3.50	€ 245,532	
	Summer	€/kWh	4,620,931	€ 0.0806	€ 372,447	
	Winter	€/kWh	7,640,794	€ 0.1246	€ 952,043	
4 Category II (0.4 kV) 2 Tariff	Customer Bills		769,629	€ 3.50	€ 2,693,702	
	KW	€/kW				
	Summer					
	Peak	€/kWh	119,837,552	€ 0.0983	€ 11,780,031	
	Off-Peak	€/kWh	82,395,242	€ 0.0491	€ 4,045,606	
	Winter		0			
Peak	€/kWh	140,149,169	€ 0.1500	€ 21,022,375		
Off-Peak	€/kWh	94,007,845	€ 0.0750	€ 7,050,588		
Total Tariff Category Revenues (1 Tariff and 2 Tariff)					€ 48,162,325	

5 Domestic 2-rate m tr.	Customer Bill	€	4,944,296	€ 2.50	€ 12,360,740
	< 200 kW h				
	Summer				
	Peak	€/kWh	235,749,229	€ 0.0399	€ 9,406,394
	Off-Peak	€/kWh	170,557,313	€ 0.0199	€ 3,394,091
	Winter		0		€ 0
	Peak	€/kWh	227,994,375	€ 0.0555	€ 12,653,688
	Off-Peak	€/kWh	179,853,488	€ 0.0279	€ 5,017,912
	200-600 kW h		0		
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	253,711,486	€ 0.0551	€ 13,979,503
	Off-Peak	€/kWh	205,878,063	€ 0.0276	€ 5,682,235
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	268,081,222	€ 0.0770	€ 20,642,254
	Off-Peak	€/kWh	236,736,258	€ 0.0386	€ 9,138,020
	> 600 kW h		0		
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	63,886,149	€ 0.0800	€ 5,110,892
	Off-Peak	€/kWh	61,783,839	€ 0.0401	€ 2,477,532
	Winter		0		
Peak	€/kWh	119,263,044	€ 0.1117	€ 13,321,682	
Off-Peak	€/kWh	121,217,375	€ 0.0558	€ 6,763,930	
Total Tariff Category Revenues					€ 119,948,871
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	114,097	€ 2.50	€ 285,243
	< 200 kW h				
	Summer	€/kWh	5,699,227	€ 0.0354	€ 201,753
	Winter	€/kWh	7,837,910	€ 0.0496	€ 388,760
	200-600 kW h				
	Summer	€/kWh	4,083,090	€ 0.0491	€ 200,480
	Winter	€/kWh	5,660,693	€ 0.0686	€ 388,324
	> 600 kW h				
	Summer	€/kWh	891,268	€ 0.0714	€ 63,637
	Winter	€/kWh	1,133,270	€ 0.0995	€ 112,760
Total Tariff Category Revenues					€ 1,640,956
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	1,500	€ 25.75	€ 38,625
	< 400 kW h				
	Summer	€/kWh	226,356		
	Winter	€/kWh	295,193		
	Customer Bill	€	477	€ 46.60	€ 22,228
	400-800 kW h				
	Summer	€/kWh	143,941		
	Winter	€/kWh	182,987		
	Customer Bill	€	24	€ 78.53	€ 1,885
	> 800 kW h				
Summer	€/kWh	12,452			
Winter	€/kWh	15,510			
Total Tariff Category Revenues					€ 62,738
8 Public Ltg	Customer Bills	€	16,437	€ 3.50	€ 57,530
	Summer	€/kWh	10,053,542	€ 0.1009	€ 1,014,402
	Winter	€/kWh	10,053,542	€ 0.1009	€ 1,014,402
	Total Tariff Category Revenues				
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above					€ 253,964,980

KOMPANIA KOSOVARE PËR FURNIZIM ME ENERGJI ELEKTRIKE
KOSOVO ELECTRICITY SUPPLY COMPANY J.S.C
KOSOVSKO PREDUZEĆE ZA SNABDEVANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM

KESCO SH.A.

Nr. 02 Dt. 20.01.2016

HQ 1

Enver Halimi
Chairman of ERO Board

Serhat Dinç
KESCO Executive Director

20 January 2016

SUBJECT: PROPOSAL FOR MAXIMUM ALLOWED REVENUES FOR THE TARIFF YEAR 2016

Dear Mr. Halimi,

Application for maximum allowed revenues is drafted by KESCO both in electronic form and hard copy, within the time frame set in Appendix 4 of the Public Electricity Supplier (PES) Pricing Regulation, and guidelines from ERO provided in the official letter dated 13 November 2015 regarding the process of annual updates.

KESCO remains committed for cooperation with the aim of reaching appropriate conclusions, which are in the interest of all stakeholders involved in the energy sector.

Sincerely,


Serhat Dinç

Copy to:

Krenar Bujupi, Board Member

Qemajl Mustafa, Board Member

Arsim Janova, Board Member

Besim Sejfiqaj, Board Member

Petrit Pepaj, Managing Director

Ymer Fejzullahu, Head of Tariff and Pricing Department

PUBLIC SUPPLIER

PROPOSAL FOR MAXIMUM ALLOWED REVENUES FOR THE YEAR 2016 (Regular Adjustments Process)

January, 2016

Contents

1. Introduction	3
2. Energy Balance	4
3. Cost adjustments and updates	6
4. Operational Expenses OPEX.....	7
4.1. Operational adjustments	7
4.2. Updates	8
5. Allowed Depreciation Costs DEPC	11
5.1. Adjustments	11
5.2. Updates	11
6. KREV Adjustments.....	13
7. Other cost components of the Public Supplier	14
7.1. Working Capital.....	14
7.2. Bad Debt.....	15
7.3. Retail Margin.....	16
8. Pass-through costs	17
9. Non-tariff revenues.....	18
10. Maximum Allowed Revenues -MAR.....	19
Appendix A.....	20
Appendix B	20

1. Introduction

Public Supplier drafted the proposal for Maximum Allowed Revenues for the year 2016 both in hard copy and electronic form, within the time-frame defined at Schedule 4 of the Pricing Rule of the Public Energy Supplier, which represents the Regular Adjustment Process, and ERO guidelines provided in the official letter dated 13 November 2015 regarding the process of annual adjustments.

In this application PES has included all required and needed documents and evidences including values regarding all components of the formula on regular adjustments. Moreover it has incorporated all reasonable costs, with the aim of its normal functioning as well as offering better service to all its customers.

Given the fact that tariff process is interactive process between ERO and other licensees, this application can be adjusted with the aim of reflecting costs that are interlinked with other licensees.

2. Energy Balance

Energy Balance forecast is done based on using the information and real expectations from other licensees. Available energy (KEK generation, generation in the transmission level, generation in distribution level, import, and export) losses in transmission system, distribution system and sales to customers that are used in this application are all represented in the table 1.

2016 Energy Balance	
Description	GWh
Generation	5,651
HPP Ujmani	95
RES connected in TSO level	63
Import	520
Export	(786)
Transmission Losses	(114)
Surplus/Deficit	(10)
Total Energy in Transmission	5,420
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
Mining Consumption	138
Customers 220/110kV	677
AUX for Transmission	134
RES connected in DSO level	64
Total losses	1,339
Unbilled energy (North Kosovo)	243
Total Sales in DSO	3,196
Total Sales in PES	3,873

Table 1

With the aim of balancing consumption and production, the forecasted amount of import for 2016 is 520 GWh. It should be emphasized that besides the amount of regular import, it might occur a need for emergency import, especially during winter season, due to the short unplanned outages of the generation units, long unplanned outages of the generation units, overhauls and revisions of the generating units, whereas exports will occur in cases when

nominations for the following day turnout to be exaggerated, mainly due to the weather conditions.

When drafting power balance, the needed amount for export is calculated as balancing number with the aim of balancing energy production and consumption in real time. Export amount forecasted for the year 2016 is 786 GWh. It should be emphasized that export is not done to benefit from low costs of the electricity export in other countries.

In total forecasted sales for regulated customer are 3,873 GWh, which includes sales to the customers in the distribution level of 3,196 GWh and sales in the transmission level of 677 GWh.

The actual data of the year 2015 were used to forecast allocation of sales between low and high tariffs and other billing determinants for the year 2016. However, besides energy component when billing we should take into consideration other billing components, such as:

- Number of customers,
- Demand (kW) per category with load meter, and
- Reactive energy (kVARh) per relevant tariff categories

Actual billing determinants for the year 2015 and forecasted ones for the year 2016 are presented in the Appendix A and B.

3. Cost adjustments and updates

In order to cover the costs of the Public Supplier we need to do necessary cost adjustments and updates. As a result of differences between approved Maximum Allowed Revenues and actual ones for the year 2015 we need to perform mechanical adjustments with the aim of taking into account additional costs that are beyond Public Supplier's control. Moreover, costs approved during regulatory period for the year 2016 are necessary to be updated, with the aim of reflecting real costs that were not anticipated during the process of periodic review. The approach that PES will use in this adjustment process regarding cost adjustment and updates is similar to the one used in the previous year.

The general formula for forecasting costs for the year 2016, which will be used by PES is:

$$K_{2016} = K_{2015} * (1 + CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + K_{2016 \text{ Updated}}$$

Where:

K_{2016} - costs for the year 2016

K_{2015} - costs for the year 2015

CPI_{t-1} – inflation rate for the year 2015

E_t – efficiency factor for the year 2016

$K_{2016 \text{ Updated}}$ – updated costs for the year 2016 (additional costs)

4. Operational Expenses OPEX

Operational and maintenance costs for the fourth year of this periodic review are calculated as the sum of the costs allowed by ERO for the year 2015 multiplied by inflation rate, plus forecasted operational and maintenance costs for the fourth relevant year (2016), as shown in the formula below:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + OPMC_t$$

It should be taken into consideration that data for the year t represent forecasted data for the year 2016, whereas data for the year t-1 represent actual data for the year 2015.

4.1. Operational adjustments

In order to calculate adjustments, inflation rate which will be used by PES is the compounded inflation rate. This rate includes official rates from KCB for the years 2012 (2.5%), 2013 (1.8%) and 2014 (0.4%), respectively 4.76%. By applying the compounded inflation rate of 4.76%, in the approved OPEX for the year 2015, results that adjustments for OPEX for the year 2015 will be 318 thousand Euros, as presented in the table below:

Adjustments for operational costs	Value (€000s)
Allowed OPEX	6,673
Compound Inflation Rate	4.76%
Adjusted OPEX	6,900
Diference	318

Table 2

4.2. Updates

During periodic review, ERO has approved the allowed level of operational and maintenance expenses for the year 2016 in the amount of €12.5 mil. However due to new circumstances which occurred later on (such as privatization and unbundling processes), in 2015 ERO has rightly made updates for PES OPEX. Since in 2016 are the same circumstances PES will use the same approach for updating 2016 costs, which are included as follows:

- Personnel costs – the number of employees transferred from PES to DSO, based on ERO guidelines for the unbundling process;
- Health insurance - which derived as a legal request after the privatization of the company in the year 2013;
- Shared Services - based on ERO guidelines for the unbundling process;
- Salary increase – which became an issue after the increase of salaries in public sector. During the year 2015, there were continues requests from the labor union for increasing salaries, which were a continuity from the year 2014 when their requests were accompanied with protests. In this application we propose to ERO to take into consideration a reasonable level for salary increase of 10% for these two years, which would be a motivation for them. In addition, there was a Collective Agreement signed between the Government of the Republic of Kosovo, Labor Unions and two business chambers, which recognizes employees' entitlement to an additional working seniority compensation of 0.5% of its base salary for each full year of work experience. Without prejudice to the objections of KEDS, other employers and business organizations in Kosovo against the legality and enforceability of said Collective Agreement, we ask ERO to consider an eventual increase of

MAR with the aim of fulfilling this obligation. The amount of this compensation is included in the costs of salary increase of 10%.

The evaluation of the costs for Shared Services for the year 2016 is the same as the ones in 2015, which is explained in the table below:

Cost of Shared Services (HQ)	(€)
DSO approved MYT	1,721,000
DSO HQ allocation KEK/KEDS	1,280,415
PES approved MYT	1,768,000
PES HQ allocation KEK/KEDS	1,134,757
Total DSO and PES HQ	5,904,172
Net DSO HQ cost	-3,001,415
PES costs for the payment of shared services	2,902,757

Table 3

The updated costs for license fee for the Public Supplier for the year 2016 are 114 thousand Euros, which were calculated as below:

$$\text{Updated license fee} = 520,380 \text{ MWh} * 0.22 \text{ €/MWh} = 114 \text{ thousand Euros}$$

Based on the above mentioned data, the updated OPEX for PES for the year 2016 is summarized in the table below:

PES OPEX 2016

Line	Approved 2016 (€)	Adjusted 2016 (€)
PES approved OPEX MYT 2013-2017	12,479,133	12,479,133
HQ OPEX included in Shared Services		-1,768,000
Initial OPEX		10,711,133
Health insurance		40,090
License fee		114,484
PES OPEX 2015 without HQ cost		10,865,706
Transfer of personnel cost with unbundling of operations		-7,563,712
Shared Services		2,902,757
Intercompany charge		250,000
Cost of salary increase of 10%		170,000
Additional Unbundling cost		250,000
Total OPEX (OPMC_t)		6,874,751

Table 4

Final OPEX for the year 2016, after inclusion of 2015 adjustments and updates for 2016, will be as follows:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + OPMC_t$$

$$OPMC = 0.3 + 6.9 = €7.2 \text{ mil}$$

5. Allowed Depreciation Costs DEPC

The allowed depreciation costs for the fourth relevant year are calculated as sum of the allowed costs by ERO for the year 2015 multiplied with the inflation rate, plus the forecasted depreciation costs for the fourth relevant year (2016), as shown in the formula below:

$$DEPC = DEPC_{t-1} * (CPI_{t-1}) + DEPC_t$$

5.1. Adjustments

ERO in the year 2015 has approved depreciation costs in the value of 277.3 thousand euro. By applying the compound inflation rate of 4.76% in the allowed depreciation costs for the year 2015, results that the adjusted value for depreciation is 13,208 Euros, as presented in the table below:

Adjustments for depreciation costs	Values (€)
Allowed Depreciation	277,349
Compound Inflation Rate	4.76%
Adjusted depreciation	290,558
Difference	13,208

Table 5

5.2. Updates

ERO has decided to do the correction for allowed depreciation costs at the end of the regulatory period and not during the regular adjustments. KESCO agrees with

this approach and will use same amount of depreciation cost as approved by ERO in the multiyear tariff review, respectively 356 thousand Euros.

The total allowed depreciation costs, after taking into consideration the adjustments of the allowed depreciation costs for the year 2015, and updated costs for the year 2016, will be 369 thousand Euros, as it is shown in the calculation below:

$$\text{DEPC} = \text{DEPC}_{t-1} * (\text{CPI}_{t-1}) + \text{DEPC}_t$$

$$\text{DEPC} = 0.013 + 0.355 = \text{€ } 0.369 \text{ mil}$$

6. KREV Adjustments

Revenue correction factor ($KREV_t$), should be calculated using the following formula:

$$KREV_t = (MAR_{t-1} - ARR_{t-1}) * (1 + I_t)$$

Where:

ARR_{t-1} Actual Regulated Revenues in Relevant Year t-1

MAR_{t-1} Maximum Allowed Revenues as determined in Relevant Year t-1

Interest rate for the relevant year t represents the value used by the Regulator during Annual Adjustments in the last tariff review.

After taking into consideration the approved MAR and the actual revenues for the year 2015, the revenue adjustment factor (KREV) should be reflected as below:

$ARR_{t-1} = €247.7\text{mil}$ (as it is documented in Appendix A)

$MAR_{t-1} = €256.5\text{mil}$ (as per ERO Decision V_719_2015)

$I_t = 10.72\%$ (as it is used by ERO in ETR9)

Using the above stated formula, adjustments for KREV will be:

$$KREV_t = (256.5 - 247.7) * (1 + 10.72\%) = € 9.71\text{mil.}$$

Taking into consideration approaches used in the previous years for PES's KREV calculation, from which DSO and TSO KREVs were reduced, it results that the Net PES KREV adjustments for the year 2016 will be:

$$\text{Net KREV of PES} = KREV_{PES} - KREV_{DSO} - KREV_{TSO} = 9.7 - 7.5 - 0 = € 2.2 \text{ mil}$$

Note: DSO and TSO KREV are subject to ERO adjustments, therefore any changes on these data should be reflected when adjusting PES's KREV.

7. Other cost components of the Public Supplier

The value of other cost components that will be explained in this section are calculated based on formulas specified in the PES Pricing Rules. These input values are set in the beginning of the regulatory period, therefore the same values will be used in this application as the ones set for this regulatory review.

7.1. Working Capital

Besides retail costs, PES Pricing Rule allows PES to calculate allowed working capital costs in the retail tariffs. Base of the working capital allowance includes:

- Retail costs
- Wholesale energy costs
- Transmission charges paid to TSO
- Distribution use of system charges paid to DSO
- ERO Licensing tax

Working Capital Costs according to PES Pricing Rules is calculated based on the following expression:

$$WCLC = (1 / 12) * It * (RETRt + WHPCt + PSTCt - NTFRt)$$

The value of the working capital for the year 2016 is €2.3mil, as it is presented in the table below:

Costs of the working capital		(mil€)
RETR _t	OPMC _t	6.87
	DEPC _t	0.37
WHPC _t	KEK Generation (Fix and variable)	142.38
	Ujmani and Other TSO Generation	6.61
	Other DSO connected Generation	3.69
	Import	28.62
	Export	-19.36
	Imbalance cost	4.89
	Cost of excess losses 2016	-6.56
	Retail Margin	4.81
	Wholesale cost adjustments for 2015	5.58
	Total (€)	170.67
PSTC _t	TSO costs	16.19
	DSO Costs	66.01
I _t		10.72%
WCLC		2.32

Table 6

7.2. Bad Debt

Based on PES Pricing Rules bad debt is an estimate and reasonable level of bad debts incurred by the PES during a relevant year.

In order to calculate bad-debt costs first Initial MAR shall be calculated which doesn't include bad-debt. After applying bad debt of 4% as it is defined with the decision V_399_2012 for the year 2016, the final PES MAR shall be calculated for the relevant year. The difference between final MAR (which includes bad-debt of 4%) and initial MAR represents allowed bad debt costs for the relevant year.

7.3. Retail Margin

Retail margin is a fixed percentage that is applied to allowed wholesale energy costs and allowed wholesale capacity cost. It shall be determined at a level that it:

- a) Provides PES a reasonable return, in order to compensates it for the risks it takes to provide standard services to the regulated customers, and
- b) Provides PES a reasonable return on its net fixed assets used when providing standard service to the regulated customers. This shall be calculated by referring to the cost of capital of other licensees in Kosovo.

8. Pass-through costs

PES Pricing Rules determines three pass-through costs:

- Transmission Charges,
- Charges for Distribution Use of System, and
- Licensing Tax that belongs to regulated customers.

Based on actual KOSTT tariffs for the year 2015, PES forecasted costs for KOSTT for the year 2016 which are €20mil. Adjustments of the previous year for KOSTT regarding ancillary services cost are subject to ERO review and are not considered at present application. Costs of losses for which PES needs to be compensated from KOSTT are calculated based on the amount of transmission losses foreseen in the energy balance for the year 2016, and the average wholesale price. PES assumes that ERO will regulate estimates charges for the year 2016 estimated above, and as such will be reflected in PES's final MAR

Estimated DSO costs for the year 2015 that will be passed to PES are €107.7 million. Licensing Fee that belongs to regulated customers is €0.114 mil, whereas the methodology of calculating license fee costs is explained above in this document.

The value of the wholesale costs which should be included for the year 2016 should be treated as a pass-through when determining final PES cost for the year 2016. The methodology for calculating wholesale costs is explained in detail in the first part of the application submitted to ERO on 4 December 2015.

Any possible change from ERO for pass-through costs should be reflected in the final MAR forecast for the Public Supplier.

9. Non-tariff revenues

Revenues that Public Supplier receives as unregulated ones in the relevant year, should be reduced while determining final MAR. In this regard in 2015 Public Supplier has already billed and collected an additional amount of losses compared to the ones allowed by ERO, since the Distribution System Operator didn't achieve the required loss target set by ERO. PES is fairly treating these additional revenues in terms of losses, as unregulated revenues (NTRF_t), and it returns this benefit to its final customers.

Calculation of these costs is presented in the table below:

Unregulated revenues			
Description	Unit	LSSC _{at-1}	LSAC _{t-1}
EED excluding North	GWh	4,436	4,436
Losses in North Kosovo	GWh	240	240
EED including North (REUE _{t-1})	GWh	4,677	4,677
LSSA _{t-1}	%	21.90%	26.55%
Losses	GWh	1,024	1,241
WHEA _{t-1}	€/MWh	28.24	28.24
LSSC _{t-1}	€000s	28,920	35,056
Difference (LSSC_{at-1} - LSAC_{t-1})	€000s	(6,136)	

Table 7

10. Maximum Allowed Revenues -MAR

The total Maximum Allowed Revenues (MAR) for the year 2016 will be covered from the regulated retail tariffs, and it includes costs of the all licensees in this sector, such as:

- a) Regulated Generator-documented in the Wholesale Electricity Price Application for the year 2016
- b) Wholesale energy costs – documented in the Updates for the Wholesale Electricity Price Application for the year 2016
- c) Transmission Costs – which should be addressed from KOSTT, but which costs in this document were used as estimated costs
- d) Distribution System Operator – which should be addressed from KEDS, but which costs in this application were used from KEDS's application named "Proposal for the Maximum Allowed Revenues for the year 2016), and
- e) Costs of the Public Supplier – which are documented in the above sections of this application

The table below represents a summary of the requirement for the Maximum Allowed Revenues for PES for the year 2016, after knowing all cost elements, conform all components of the following expression, as defined in the Appendix 1 of the PES Pricing Rules.

$$MAR_t = (RETR_t + WCLC_t + WHPC_t + PSTC_t - NTFR_t + KREV_t) / (1-BDTA_t)$$

Request for the Maximum Allowed Revenues

Line	Description	mil€
RETR _t	OPMC _t	6.87
	DEPC _t	0.36
WCLC _t	Working Capital	2.32
WHPC _t	KEK Generation (Fix and variable)	142.38
	Ujmani and Other TSO Generation	6.61
	Other DSO connected Generation	3.69
	Import	28.62
	Export	-19.36
	Imbalance Cost	4.89
	Cost of excess losses 2016	-6.56
	Retail Margin RETM _t	4.81
	Adjustments for wholesale costs for 2015	5.58
	Total (€)	170.67
PSTC _t	TSO Costs	19.99
	DSO Costs	107.69
	TSO losses	-3.80
	DSO losses	-40.16
KREV _t	MAR _{t-1}	256.49
	ARR _{t-1}	247.72
	I _t	10.72%
KREV _t KEDS and KOSTT	KREV DSO	7.49
	KREV KOSTT	0.00
ADJ _{t-1}	Adjustment for inflation	0.33
	Adjustments for License Fee	0.00
	Adjustments for Cost of Losses	-6.14
BDTA	Bad Debt as percentage	4.00%
Final MAR		271.21

Table 8

Billing determinants for the year 2016 are based on sales forecasted in the Energy Balance are presented in Appendix B. When actual retail tariffs that are on power are applied to the billing determinants forecasted for the year 2016, it results that billing revenues for this year will be €254 mil. In order to cover the requested MAR from PES for the year 2016 in the amount of €271 mil, the required growth for MAR is €17mil.

It should be emphasized that the main changes between 2015 MAR and 2016 MAR, which are beyond PES's control, are due to reasons stated below:

- a) Positive adjustments in wholesale because of higher import volumes
- b) New Generation Capacities from Renewable Sources with Feed in Tariffs
- c) Export Sharing Factor request for 2016
- d) Lower consumption in 2015 than the consumption approved by ERO.

The estimates could be subject to additional correction based on the final ERO approved pass-through cost related to the MAR of Generation, TSO and DSO.

KESCO remains committed for cooperation with the aim of reaching appropriate conclusions, which are in the interest of all stakeholders involved in the energy sector.

Appendix A- Billing Determinants for the year 2015

Tariff Group	Billing Determinants		Billing Determinants (2015)	Existing tariffs (2014-2015)	Revenues	
	Description of Measured Unit	Monthly Billing Unit				
220kV HV Industrial	Customer Bills	€	12	€ 200.75	€ 2,409	
	KW	€/kW	931,800	€ 15.88	€ 14,796,984	
	Summer					
	Peak	€/kWh	183,178,384	€ 0.02	€ 4,487,870	
	Off-Peak	€/kWh	114,035,234	€ 0.02	€ 2,793,863	
	Winter					
	Peak	€/kWh	176,463,807	€ 0.02	€ 4,323,363	
	Off-Peak	€/kWh	110,636,937	€ 0.02	€ 2,710,605	
	Varhr	€/kVARh			€ 0	
	Total Tariff Category Revenues					€29,115,095
	0 HV Industrial 110kV	Customer Bills	€	24	€ 100.38	€ 2,409
KW		€/kW	195,177	€ 6.70	€ 1,307,689	
Summer						
Peak		€/kWh	27,882,191	€ 0.02	€ 641,290	
Off-Peak		€/kWh	23,556,371	€ 0.02	€ 445,215	
Winter						
Peak		€/kWh	20,051,682	€ 0.08	€ 1,560,021	
Off-Peak		€/kWh	15,959,914	€ 0.03	€ 515,505	
Varhr		€/kVARh		€ 0.00		
Total Tariff Category Revenues					€4,472,130	
1 (35 kV)		Customer Bills	€	253	€ 13.27	€ 3,357
	KW	€/kW	77,983	€ 6.96	€ 542,762	
	Summer					
	Peak	€/kWh	10,581,763	€ 0.04	€ 372,478	
	Off-Peak	€/kWh	5,041,847	€ 0.03	€ 159,827	
	Winter					
	Peak	€/kWh	8,876,280	€ 0.08	€ 721,642	
	Off-Peak	€/kWh	4,205,846	€ 0.04	€ 180,851	
	Varhr	€/kVARh	4,847,105	€ 0.01	€ 38,292	
	Total Tariff Category Revenues					€2,019,209
	2 (10 kV)	Customer Bills	€	2,912	€ 5.49	€ 15,987
KW		€/kW	675,811	€ 5.99	€ 4,048,110	
Summer						
Peak		€/kWh	77,895,451	€ 0.04	€ 3,162,555	
Off-Peak		€/kWh	33,357,998	€ 0.04	€ 1,234,246	
Winter						
Peak		€/kWh	85,902,246	€ 0.09	€ 7,825,695	
Off-Peak		€/kWh	36,966,057	€ 0.05	€ 1,815,033	
Varhr		€/kVARh	39,540,514	€ 0.01	€ 312,370	
Total Tariff Category Revenues					€18,413,996	
3 Category I (0.4 kV)		Multi-Tariff				
	Customer Bill	€	23,490	€ 3.09	€ 72,584	
	KW	€/kW	1,304,722	€ 3.49	€ 4,553,478	
	Summer					
	Peak	€/kWh	111,427,039	€ 0.06	€ 6,262,200	
	Off-Peak	€/kWh	39,049,811	€ 0.05	€ 2,069,640	
	Winter					
	Peak	€/kWh	107,062,745	€ 0.10	€ 10,834,750	
	Off-Peak	€/kWh	39,074,579	€ 0.06	€ 2,492,958	
	Varhr	€/kVARh	61,297,859	€ 0.01	€ 484,253	
	Total Tariff Category Revenues					€26,769,863
4 Category II 1 Tariff	Single Tariff					
	Customer Bill	€	60,567	€ 3.50	€ 211,985	
	Summer	€/kWh	4,726,819	€ 0.08	€ 380,982	
	Winter	€/kWh	5,222,338	€ 0.12	€ 650,703	
4 Category II (0.4 kV) 2 Tariff	Customer Bills		789,101	€ 3.50	€ 2,761,854	
	KW	€/kW				
	Summer					
	Peak	€/kWh	123,069,233	€ 0.10	€ 12,097,706	
	Off-Peak	€/kWh	84,588,986	€ 0.05	€ 4,153,319	
	Winter					
	Peak	€/kWh	140,423,915	€ 0.15	€ 21,063,587	
	Off-Peak	€/kWh	85,672,546	€ 0.08	€ 6,425,441	
Total Tariff Category Revenues (1 Tariff and 2 Tariff)					€47,745,576	

5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	5,013,292	€ 2.50	€12,533,230
	< 200 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	227,949,369	€ 0.04	€9,095,180
	Off-Peak	€/kWh	164,889,537	€ 0.02	€3,281,302
	Winter				
	Peak	€/kWh	219,683,535	€ 0.06	€12,192,436
	Off-Peak	€/kWh	161,251,311	€ 0.03	€4,498,912
	200-600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	245,283,530	€ 0.06	€13,515,123
	Off-Peak	€/kWh	199,007,606	€ 0.03	€5,492,610
	Winter				
	Peak	€/kWh	263,811,459	€ 0.08	€20,313,482
	Off-Peak	€/kWh	216,491,425	€ 0.04	€8,356,569
	> 600 kWh				
	Summer				
Peak	€/kWh	61,766,666	€ 0.08	€4,941,333	
Off-Peak	€/kWh	59,715,165	€ 0.04	€2,394,578	
Winter					
Peak	€/kWh	115,583,792	€ 0.11	€12,910,710	
Off-Peak	€/kWh	112,055,036	€ 0.06	€6,252,671	
Total Tariff Category Revenues					€115,778,135
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	102,467	€ 2.50	€256,168
	< 200 kWh				
	Summer	€/kWh	5,508,617	€ 0.04	€195,005
	Winter	€/kWh	5,341,445	€ 0.05	€264,936
	200-600 kWh				
	Summer	€/kWh	3,946,949	€ 0.05	€193,795
	Winter	€/kWh	3,980,280	€ 0.07	€273,047
	> 600 kWh				
	Summer	€/kWh	859,737	€ 0.07	€61,385
	Winter	€/kWh	815,242	€ 0.10	€81,117
Total Tariff Category Revenues					€1,325,452
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	1,474	€ 25.75	€37,956
	< 400 kWh				
	Summer	€/kWh	219,384		
	Winter	€/kWh	265,716		
	Customer Bill	€	474	€ 46.60	€22,088
	400-800 kWh				
	Summer	€/kWh	139,552		
	Winter	€/kWh	168,744		
	Customer Bill	€	24	€ 78.53	€1,885
	> 800 kWh				
Summer	€/kWh	12,070			
Winter	€/kWh	14,484			
Total Tariff Category Revenues					€61,929
8 Public Ltg	Customer Bills	€	16,837	€ 3.50	€58,930
	Summer	€/kWh	9,688,287	€ 0.10	€977,548
	Winter	€/kWh	9,688,287	€ 0.10	€977,548
	Total Tariff Category Revenues				
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above					€247,715,411

Appendix B- Billing Determinants for the year 2016

Tariff Group	Billing Determinants		Billing Determinants for the Year 2016	Existing tariffs	Revenues 2016
	Description of Measured Unit	Monthly Billing Unit			With Current Tariff
220kV HV Industrial	Customer Bills	€	12	€ 200.75	€ 2,409
	KW	€/kW	960,000	€ 15.88	€ 15,244,800
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	197,075,978	€ 0.0245	€ 4,828,361
	Off-Peak	€/kWh	122,661,022	€ 0.0245	€ 3,005,195
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	164,310,563	€ 0.0245	€ 4,025,609
	Off-Peak	€/kWh	102,438,437	€ 0.0245	€ 2,509,742
	Varhr	€/kVARh		€ 0.000	
	Total Tariff Category Revenues				
0 HV Industrial 110kV	Customer Bills	€	24	€ 100.38	€ 2,409
	KW	€/kW	183,500	€ 6.70	€ 1,229,450
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	28,524,559	€ 0.0230	€ 656,065
	Off-Peak	€/kWh	23,931,441	€ 0.0189	€ 452,304
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	21,087,898	€ 0.0778	€ 1,640,638
	Off-Peak	€/kWh	17,149,102	€ 0.0323	€ 553,916
	Varhr	€/kVARh			
	Total Tariff Category Revenues				
1 (35 kV)	Customer Bills	€	248	€ 13.27	€ 3,291
	KW	€/kW	77,542	€ 6.96	€ 539,692
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	8,696,697	€ 0.0352	€ 306,124
	Off-Peak	€/kWh	4,145,260	€ 0.0317	€ 131,405
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	8,806,481	€ 0.0813	€ 715,967
	Off-Peak	€/kWh	4,243,210	€ 0.0430	€ 182,458
	Varhr	€/kVARh	4,669,771	€ 0.0079	€ 36,891
	Total Tariff Category Revenues				
2 (10 kV)	Customer Bills	€	2,753	€ 5.49	€ 15,114
	KW	€/kW	648,018	€ 5.99	€ 3,881,628
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	75,522,487	€ 0.0406	€ 3,066,213
	Off-Peak	€/kWh	32,392,203	€ 0.0370	€ 1,198,512
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	80,653,508	€ 0.0911	€ 7,347,535
	Off-Peak	€/kWh	34,788,871	€ 0.0491	€ 1,708,134
	Varhr	€/kVARh	40,544,807	€ 0.0079	€ 320,304
	Total Tariff Category Revenues				
3 Category I (0.4 kV)	Multi-Tariff				
	Customer Bill	€	23,463	€ 3.09	€ 72,501
	KW	€/kW	1,494,956	€ 3.49	€ 5,217,396
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	112,110,825	€ 0.0562	€ 6,300,628
	Off-Peak	€/kWh	39,285,643	€ 0.0530	€ 2,082,139
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	114,421,796	€ 0.1012	€ 11,579,486
	Off-Peak	€/kWh	41,490,343	€ 0.0638	€ 2,647,084
	Varhr	€/kVARh	70,931,298	€ 0.0079	€ 560,357
Total Tariff Category Revenues					€ 28,459,591
4 Category II 1 Tariff	Single Tariff				
	Customer Bill	€	70,152	€ 3.50	€ 245,532
	Summer	€/kWh	4,620,931	€ 0.0806	€ 372,447
	Winter	€/kWh	7,640,794	€ 0.1246	€ 952,043
4 Category II (0.4 kV) 2 Tariff	Customer Bills		769,629	€ 3.50	€ 2,693,702
	KW	€/kW			
	Summer				
	Peak	€/kWh	119,837,552	€ 0.0983	€ 11,780,031
	Off-Peak	€/kWh	82,395,242	€ 0.0491	€ 4,045,606
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	140,149,169	€ 0.1500	€ 21,022,375
	Off-Peak	€/kWh	94,007,845	€ 0.0750	€ 7,050,588
Total Tariff Category Revenues (1 Tariff and 2 Tariff)					€ 48,162,325

5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	4,944,296	€ 2.50	€ 12,360,740
	< 200 kW h				
	Summer				
	Peak	€/kWh	235,749,229	€ 0.0399	€ 9,406,394
	Off-Peak	€/kWh	170,557,313	€ 0.0199	€ 3,394,091
	Winter		0		€ 0
	Peak	€/kWh	227,994,375	€ 0.0555	€ 12,653,688
	Off-Peak	€/kWh	179,853,488	€ 0.0279	€ 5,017,912
	200-600 kW h		0		
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	253,711,486	€ 0.0551	€ 13,979,503
	Off-Peak	€/kWh	205,878,063	€ 0.0276	€ 5,682,235
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	268,081,222	€ 0.0770	€ 20,642,254
	Off-Peak	€/kWh	236,736,258	€ 0.0386	€ 9,138,020
	> 600 kW h		0		
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	63,886,149	€ 0.0800	€ 5,110,892
	Off-Peak	€/kWh	61,783,839	€ 0.0401	€ 2,477,532
	Winter		0		
Peak	€/kWh	119,263,044	€ 0.1117	€ 13,321,682	
Off-Peak	€/kWh	121,217,375	€ 0.0558	€ 6,763,930	
Total Tariff Category Revenues					€ 119,948,871
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	114,097	€ 2.50	€ 285,243
	< 200 kW h				
	Summer	€/kWh	5,699,227	€ 0.0354	€ 201,753
	Winter	€/kWh	7,837,910	€ 0.0496	€ 388,760
	200-600 kW h				
	Summer	€/kWh	4,083,090	€ 0.0491	€ 200,480
	Winter	€/kWh	5,660,693	€ 0.0686	€ 388,324
	> 600 kW h				
	Summer	€/kWh	891,268	€ 0.0714	€ 63,637
	Winter	€/kWh	1,133,270	€ 0.0995	€ 112,760
Total Tariff Category Revenues					€ 1,640,956
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	1,500	€ 25.75	€ 38,625
	< 400 kW h				
	Summer	€/kWh	226,356		
	Winter	€/kWh	295,193		
	400-800 kW h				
	Summer	€/kWh	143,941		
	Winter	€/kWh	182,987		
	Customer Bill	€	24	€ 78.53	€ 1,885
	> 800 kW h				
	Summer	€/kWh	12,452		
Winter	€/kWh	15,510			
Total Tariff Category Revenues					€ 62,738
8 Public Ltg	Customer Bills	€	16,437	€ 3.50	€ 57,530
	Summer	€/kWh	10,053,542	€ 0.1009	€ 1,014,402
	Winter	€/kWh	10,053,542	€ 0.1009	€ 1,014,402
	Total Tariff Category Revenues				
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above					€ 253,964,980