

KESCO Comments on ERO Consultative Paper for Wholesale Price and Maximum Allowed Revenues for the year 2015

(Submitted on 23 March 2015)

KOMPANIA KOSOVARE PER FURNIZIM ME ENERGJI ELEKTRIKE SH.A.
KOSOVO ELECTRICITY SUPPLY COMPANY J.S.C.
KOSOVSKO PREDUZEĆE ZA SNABDEVANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM D.O.O.

KESCO SH.A.

Nr. 11 Dt. 23.03.2015

HQ 1

Introduction

On 9 March 2015 ERO has published Consultative Papers for Energy Sector, in which reports are presented results of evaluations and adjustments for the Maximum Allowed Revenues for each licensee. KESCO thanks ERO for giving the opportunity to comments on important issues raised in the ERO Consultative Report.

KESCO agrees with ERO in many issues raised in the report, however for some important issues, for which KESCO does not agree with ERO stance, provides its arguments on disagreements and also provides proposals for adjustments (corrections), which are elaborated in detail in this report. Moreover, KESCO requires from ERO to seriously consider its stance for issues raised in this report, prior to any decision on regulated retail tariffs, which are expected to enter into force on 01 April 2015.

Energy Balance

ERO has represented the details of the Energy Balance in Table 2 of the Consultative Report (CR). Table 1 below shows the differences between the stances of KESCO and ERO, with explanations of ERO adjustments, as far KESCO could determine from the CR.



Energy Balance 2015			
	KESCO	ERO	
Description	GWh	GWh	Difference
TC A (without AUX power)	1,927.0	1,755.6	(171.4)
TC B (without AUX power)	3,882.6	3,864.8	(17.8)
For Termokos	(49.5)	(49.5)	-
Gross Production	5,760.1	5,570.9	(189.2)
Ujmani	84.0	84.0	-
Energy Entering in Transmission	5,844.1	5,654.9	(189.2)
Import	508.0	508.0	-
Availability	6,352.1	6,162.9	(189.2)
Customers 220/110 kV	723.6	723.6	-
Mines	138.0	138.0	-
Transmission Self-Consumption	134.1	134.1	-
Distributive Network	4,742.8	4,418.0	(324.8)
Maximum Net Consumption	5,738.5	5,413.7	(324.8)
Transmission Losses	114.3	110.9	(3.4)
Gross Consumption	5,852.9	5,524.6	(328.3)
Export	515.3	638.3	123.0
Deficit / Surplus	(16.1)	-	16.1
Energy Entering in Distribution	4,742.8	4,418.0	(324.8)
Generation in DSO Level	46.6	46.6	-
Availability	4,789.4	4,464.6	(324.8)
Technical and Commercial Losses	1,256.3	979.0	(277.3)
North	280.0	232.5	(47.5)
Sales in DSO Level	3,253.1	3,253.1	-
Total Sales for PES	3,976.7	3,976.7	-

Table 1

Export levels

As we can see from the table above, ERO has reduced the production amount of the generation units for 189 GWh, based on the final data submitted by KEK and considering the lack of generation from A4 and A5 in January and February 2015. ERO rightly used export as balancing value for the lack of electricity production, however KESCO evaluated that forecasted value by ERO for export is overrated, especially by: (i) having in mind the delays and unstable operation of the units PP A, (ii) expected repairs in PP B, as well as (iii) the fact that significant portion of the export is performed during off peak hours from 00:00 to 06:00, which are sold at significantly low prices. The generation operations are



very fragile and export agreements cannot be signed on long-term basis, hence the exported balances are subject to great uncertainty.

As it is known the revenues collected from exports are considered as unregulated revenues, and as such they have always been decreased while determining the electricity wholesale costs. However, it should be noted that exported contracts will be awarded considering KEK's price. Any sale of KESCO below the approved KEK's price represents a subsidy to KEK and a direct loss to KESCO. Export usually occurs during night, which results with very low prices (usually below cost of production) compared to peak hours (such export is in limited occasions), and doesn't represent any benefit for PES.

We fully understand that in such cases, due to inflexibility of the generation units the system will be imbalanced and energy will be delivered without being paid. However, the rules provide a possibility to bring the system in balance, ensure KEK is receiving money for generated energy, while customers benefit from additional export, and KESCO covering all its costs, by introducing the Energy Export Sharing Factor. With the aim of understanding how difficult is to manage export, due to the inflexibility and uncertainty of the generation units, for ERO attention, we will provide a real example which occurred on date 17 March 2015. KESCO at 10:00 a.m. on 17 March 2015 has contracted export for the following day with the aim of balancing the system and in accordance with the current deadline for the nomination of energy flows; however at 12:00 a.m. on the same day KEK informs KESCO that generation unit A3 is out of operation. Subsequently at 19:58 of the same day KESCO was additionally informed that A4 is also getting out of operation, which were worsen the situation further creating a disbalance of 250 MW. Since KESCO has already signed contracts for export and these contracts can't be canceled due to high penalty fees, in order to fulfill obligation of the contracts and with the aim of balancing the system, KESCO is obliged to import emergency electricity with prices two times higher than the production cost to cover the shortage that partially is caused by take-or-pay exports contracts. Such cases don't give any incentive for KESCO to export electricity and/or plan long-term contracts for electricity export, with the aim of balancing the system, and only increasing the overall cost of energy.

In this regard, KESCO requires from ERO to consider setting the Export Sharing Factor for the year 2015 on 50% -50% and not 100% as it was used in previous years, where 100% of the export costs were given back to customers. Setting the Export Sharing Factor at a lower than 100% level will give incentive to KESCO to export even at prices below the purchased price from KEK, thus ensuring even further revenues, from which customers will benefit. If ERO continues with the same approach and uses Export Sharing Factor as 100% than ERO automatically ignores incentives for KESCO to export low electricity amount with the aim of balancing the system.



Reserves and emergency import

The initial energy balance as used by the Regulator, foresees no deviations in generation units and no reserves for emergency import. Request for import of 508 GWh electricity is made on the assumption that the availability of the generation unit PP A will be as provided initially in the energy balance. In the actual situation, the imported values which were not forecasted in the Energy Balance for the months of January and February are 72% higher compared to the amount forecasted initially represented in the energy balance for the year 2015, as it is shown in the table 2 below.

Month	Initial Plan	Actual Values	Differences
	MWh	MWh	%
January	83,000	132,870	60%
February	51,300	97,833	91%
January - February	134,300	230,703	72%

Table 2

It should be emphasized that only during the months of January and February, KESCO has imported 230 GWh or 45% of the total allowed values by ERO, respectively €12mil or 44% of the allowed financial values for import. Based on these flows there's a need to review both the energy amount and financial costs allowed for the year 2015.

Allowed	Actual	Difference
2015	(January-February)	%
507,960	230,703	45%

Table 3

With the aim of not needing to redesign the energy balance, KESCO proposes to ERO that in addition to regular amount of import to include an extra 100 GWh as Emergency Import, in order to balance consumption and production during peak hours.

In addition, it should be considered that KOSTT efforts to be recognized as an ENTSOE member and a regulation zone, and respectively to cover some of the dis-balances in case of lack of generation through tendering capacities between Kosovo and neighboring countries, which will result with additional costs, and as such ERO has increased the



maximum allowed revenues of KOSTT for €3.9mil, with the aim of offering secondary and tertiary regulation. Moreover, it should be emphasized that determined capacities should be reserved without any payment for KESCO, or that benefits from selling these capacities should be considered as unregulated revenues from TSO MAR, and normally should be considered as imbalanced costs in the wholesale purchase cost, based on article 13 of the PES Pricing Rules.

KESCO fully supports the efforts of KOSTT to become a regulatory area, which is also an obligation for becoming a member in the European Network of System operators, as well as transitioning to full market operator, and finally full application of the market rules as approved by ERO in December 2013. Consequently, we believe that in order to fulfill the obligation of the regulation by KOSTT. KESCO during 2015 will not play the role of balancing mechanism when there will be short outages of the generation units.

For the above stated arguments, the reviewed wholesale costs from KESCO are represented in the table 4 below.



Wholesale Power Purchase Costs		ETR9 CP	KESCO Proposal
Domestic generation		2015	2015
KEK Generation	€/MWh	26.47	26.47
	€000s	140,277.0	140,277.0
HPP Ujmani	€/MWh	27.5	27.5
	€000s	2,310	2,310
Distribution-connected generation	€/MWh	43.8	43.8
	€000s	2,041	2,041
Imports			
Contracted imports	GWh	508.1	508.1
	€/MWh	55.0	55.0
	€000s	27,938	27,938
Emergency import	GWh		100
	€/MWh		62.0
	€000s		6,200
Exports			
Contracted exports	GWh	638.3	638.3
	€/MWh	30.8	30.8
	€000s	19,660	19,660
Power purchase costs			
KEK Generation	€000s	140,277	140,277
Other domestic generation	€000s	4,351	4,351
Imports	€000s	27,938	34,138
Total power purchase costs	€000s	172,566	178,766
Exports	€000s	-19,660	-9,830
Subsidies	€000s		
WHEC + WHCC	€000s	152,906	168,936
Retail Margin			
Retail Margin	%	3%	3%
Retail Margin costs	€000s	4,587	5,068
WHPC			
WHPCat-1 - WHPCft-1	€000s	-6,945	-6,945
Unregulated revenue for excess losses			
It	%	13.14%	11%
(WHPCat-1 - WHPCft-1)*(1+It)	€000s	-7,857	-7,689
WHPCf	€000s	149,636	166,315
Weighted Average Power Purch	€/MWh	28.2	31.4

Table 4



Adjustments for cost of losses for ETR 8

In the Consultative Report it is shown that ERO has decreased KESCO MAR for the year 2015 for losses occurred by KEDS in the year 2013 above the allowed ERO level, based on the decision V_399_2012 for decreasing losses. However, KEDS has already been penalized in the year 2014, for exceeding the limits allowed by ERO for losses in the year 2013.

It should be emphasized that in the year 2013, it was requested by KEDS to reduce losses for 5%, which reduction was not requested during negotiations for the conclusion of the privatization transaction, hereby as a new license holder KEDS was already been penalized also for the underperformance of KEK during the year 2013. KESCO has reviewed the ERO approach for the year 2013-2014 for the loss-sharing factor, and as a result the loss sharing factor during the year 2013 was considered as zero, according to parameters for reducing the loss curve based on the decision V_399_2012, which says:

The loss reduction curve in distribution will start based on the actual values realized in the year 2011 and will be reduced by 3% (point percentages) in the 3 following years and 2.5% (point percentages) for the 3 years ahead. The Loss Sharing Factor will be 0%.

KESCO requests from ERO to adjust the KESCO MAR for €6.1million, since customers have already benefited from this adjustments in the year 2014. If ERO doesn't adjust this decrease then ERO will put KESCO in a very unfavorable financial position, now when KESCO functions as a separate company in the legally unbundled environment.

Personnel Costs

KEDS/KESCO has repeatedly requested from ERO to consider an increase of 5% in salaries of KEDS/KESCO employees, to be included in KEDS/KESCO MAR. Despite that, ERO has never acknowledged such request.

During the year 2014, KEDS/KESCO faced continuous requests from Labor Union to increase employees' salaries, which were followed by employees' protests and strikes. These protests had a negative impact on KEDS/KESCO operation and therefore KEDS/KESCO was constrained to accept a rise of the salaries. Such increase of salaries was contemplated in the agreement signed between KEDS/KESCO and the Labor Union, effective from January 2015, which put the strikes to an end.

The cost of this salary increase for KESCO for the year 2015 is estimated to be 85 thousand Euros, which amount KESCO solicits ERO to include in the MAR of KESCO for this year.

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 KESCO, 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 should KESCO be forced to apply it. If that would be the case, the additional compensation arising out of the said Collective Agreement would have a direct impact in KESCO costs for 56 thousand Euros.

Maximum Allowed Revenues for KESCO

The table below represents reviews of the final MAR for KESCO after considering all needed adjustments for wholesale cost and adjustments for cost of losses.



PES MAR		ETR ₉ CP	KESCO Proposal
Indexation parameters			
Allowed Retail Costs (RETRt- Article 10 PES Pricing Rule)			
$OPMC_t = OPMC_{t-1} * (1 + CPI_{t-1}) * (1 - E_t) * (1 - P_t)$	€m	6.7	6.7
<i>Base salary increase</i>			0.09
<i>Working experience</i>			0.06
$DEPC_t = DEPC_{t-1} * (1 + CPI_{t-1}) * (1 - Pt)$	€m	0.3	0.3
Pass-through Costs (PSTCt)			
KOSTT fees	€m	22.8	22.8
DSO fees	€m	70.5	80.0
Revenues from Sales of Losses to TSO and DSO			
TSO Revenues	€m	3.1	3.1
DSO Revenues	€m	27.6	31.1
Working Capital Costs (WCLCt)			
$WCLC = (1 / 12) * It * (RETRt + WHPCt + PSTCt - NTFRt)$	€m	1.9	2.2
Wholesale Power Costs (WHPC)			
WHPC	€m	149.6	166.3
Retail Margin	€m		
Retail Margin Adjustment	€m		
Licence fee			
Licence fee	€m		
Non-Tariff Revenues (NTFRt)			
Non-tariff Revenues (NTFRt)	€m		-5.1
Bad Debt Allowance (BDTA)			
BDTA	%	5%	5%
BDTA	€m	13.6	14.7
BDTA Adjustment	€m		
KREVt			
PES KREVt	€m	33.7	33.7
DSO KREVt	€m	3.1	3.1
TSMO KREVt	€m	1.5	1.5
Other Adjustments			
Uncontrolled costs adjustment (Insurance)	€m		
Losses Adjustment DSO	€m	-6.1	
Losses Adjustment TSO	€m	0.3	0.3
PES MAR			
PES MAR	€m	257.1	282.8

Table 5

As always, KESCO is available to meet with ERO at any time to discuss the issues raised in this response to the CP. In addition, electronic versions of all tables will be provided for ERO use and they will be unlocked so ERO can utilize them in its work.



Komentet e KESCO-s ndaj Raportit Konsultative të ZRrE-së për Çmimin me Shumicë dhe të Hyrat e Lejuara Maksimale për vitin 2015

(Dorëzuar me 23 Mars 2015)

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

Nr. 11 Dt. 23.03.2015

HQ 1

Hyrje

Më 9 mars 2015 ZRrE-ja ka publikuar Raportet Konsultative për Sektorin e Energjisë, në të cilat raporte janë paraqitur rezultatet e vlerësimit dhe përshtatjeve për Të Hyrat e Lejuara Maksimale për secilin të licencuar. KESCO falënderon ZRrE-në për dhënien e mundësisë për t'iu përgjigjur çështjeve të rëndësishme të ngritura nga ZRrE-ja në Raportet Konsultative.

KESCO pajtohet me ZRrE-në në shumicën e çështjeve të ngritura në këto raporte, përderisa për disa çështje tjera të rëndësishme, për të cilat KESCO nuk pajtohet me qëndrimin e ZRrE-së, i jep arsyetimet e veta për mospajtimet si dhe jep propozimet për përshtatje, të cilat janë të shtjelluara detajsh në këtë raport dhe kërkon nga ZRrE që pozita e KESCO-s në çështjet e ngritura të konsiderohet seriozisht para se të caktohen tarifat, të cilat pritet të hyjnë në fuqi më 01 Prill 2015.

Balanca e Energjisë

ZRrE-ja i ka paraqitur detajet e Bilancit Energjetik në Tabelën 2 të Raportit Konsultativ (RK). Tabela 1 më poshtë jep krahasimin mes qëndrimit të KESCO-s dhe të ZRrE-së, me shpjegimet e përshtatjeve të ZRrE-së, sa i përket asaj që KESCO ka mundur të përcaktoj nga RK.



Balanca e Energjisë 2015			
	KESCO	ERO	
Përshkrimi	GWh	GWh	Diferenca
TC A (prodhimi ne prag)	1,927.0	1,755.6	(171.4)
TC B (prodhimi ne prag)	3,882.6	3,864.8	(17.8)
Per Termokos	(49.5)	(49.5)	-
Gjenerimi bruto	5,760.1	5,570.9	(189.2)
Ujmani	84.0	84.0	-
Hyrja ne transmision	5,844.1	5,654.9	(189.2)
Import	508.0	508.0	-
Ne disponim	6,352.1	6,162.9	(189.2)
Konsumatoret 220/110 kV	723.6	723.6	-
Mihjet	138.0	138.0	-
Shpenzimi vet. nga Transmisioni	134.1	134.1	-
Rrjeti Distributiv	4,742.8	4,418.0	(324.8)
Konsumi neto-max	5,738.5	5,413.7	(324.8)
Humbjet ne bartje	114.3	110.9	(3.4)
Konsumi bruto	5,852.9	5,524.6	(328.3)
Eksporti	515.3	638.3	123.0
Teprica-Mungesa	(16.1)	-	16.1
Hyrja ne distribucion	4,742.8	4,418.0	(324.8)
Gjenerimi ne nivel te OSSH	46.6	46.6	-
Ne disponim	4,789.4	4,464.6	(324.8)
Humbjet teknike dhe komerciale	1,256.3	979.0	(277.3)
Veriu	280.0	232.5	(47.5)
Shitjet ne OSSH	3,253.1	3,253.1	-
Total shitjet për FPEE	3,976.7	3,976.7	-

Tabela 1

Nivelet e eksportit

Siç shihet nga tabela më lartë ZRrE-ja ka reduktuar sasinë e prodhimit të njërive gjeneruese për 189 GWh, duke u bazuar në të dhënat e fundit të dorëzuara nga KEK-u dhe duke marr parasysh mungesën e prodhimit nga njësitë gjeneruese A4 dhe A5 gjatë muajve Janar dhe Shkurt 2015. ZRrE-ja me të drejtë ka përdorur eksportin si vlerë balancuese për mungesën e prodhimit të energjisë elektrike. Sidoqoftë, KESCO vlerëson se sasia e parashikuar nga ZRrE-ja për eksport është e mbivlerësuar duke pasur parasysh: (i) vonesat e futjes në operim dhe jo-stabilitetin e njërive gjeneruese të TC A-së, (ii) riparimeve të pritshme të TC B-së, si dhe (ii) faktit se pjesa më e madhe e eksportit duhet të bëhet gjatë orëve jashtë pikut, respektivisht gjatë orëve 00:00 deri 06:00, eksport që bëhet me çmime shumë të ulta. Operimi i njërive gjeneruese është delikat andaj nuk mund të ketë



marrëveshje afatgjate për eksportit dhe përfundimisht balancimi i eksporteve është subjekt i pasigurive të mëdha.

Siç dihet, të hyrat e mbledhura nga eksporti janë të hyra të parregulluara, andaj ato çdo herë janë zbritur gjatë përcaktimit të kostove të energjisë elektrike me shumicë. Sidoqoftë, duhet të theksohet se eksporti do të varet shumë nga çmimi i KEK-ut. Çdo shitje nga KESCO nën çmimin e aprovuar për KEK-un paraqet subvencionim për KEK-un dhe humbje direkte për KESCO-n. Eksporti normalisht ndodh gjatë orëve të natës, që rezulton me çmime shumë më të ulta (zakonisht me çmime nën koston e prodhimit) për dallim nga orët e pikut (i cili eksport është shumë i kufizuar) dhe nuk paraqet ndonjë përfitim për FPEE-në.

Ne plotësisht e kuptojmë që në raste të tilla, për shkak të jo-fleksibilitetit të njërive gjeneruese sistemi do të jetë i pabalancuar dhe energjia dërgohet pa u paguar. Sidoqoftë, rregullat ofrojnë mundësinë që sistemi të jetë i balancuar, sigurojnë që KEK pranon të hyra për energjinë e prodhuar, përderisa konsumatorët përfitojnë nga eksporti shtesë dhe KESCO mbulon të gjitha shpenzimet e tij, duke aplikuar Faktorin Ndarës të Eksportit. Me qëllim të kuptuarit se sa vështirë është menaxhimi i eksporteve për shkak të jo – fleksibilitetit dhe pasigurisë së operimit të njërive gjeneruese, për vëmendjen e ZRRë-së, ne po japim një shembull konkret i cili ka ndodhur me datën 17 mars 2015. KESCO në ora 10:00 të datës 17 mars 2015 ka kontraktuar eksport për dy ditët e ardhshme me qëllim të balancimit të sistemit dhe në përputhshmëri me afatet e nominimit për rrjedhat e energjisë; sidoqoftë në ora 12:00 të po kësaj dite KEK-u informon KESCO se njësia A3 ka dal nga operimi. Më vonë gjatë orës 19:58 të po kësaj dite KESCO është informuar sërish se edhe njësia gjeneruese A4 ka dal nga operimi, e cila e ka përkeqësuar edhe më tej situatën duke krijuar një debalancë prej 250 MW. Meqenëse, KESCO ka pasur të nënshkruara kontratat për eksport, të cilat nuk mund të anulohen për shkak të ndëshkimeve shumë të larta, KESCO është detyruar që për përmbushjen e obligimeve të dala nga kontratat dhe me qëllim të balancimit të sistemit të importojë energji emergjente me çmime dyfish më të larta se kostoja e prodhimit, për të mbuluar mungesën që pjesërisht është shkaktuar nga kontratat e eksportit merr-ose-paguaj. Rastet e tilla nuk japin asnjë insetiv KESCO-s që të eksportoj energji dhe/apo të planifikojë kontrata afatgjate për eksport të energjisë me qëllim të balancimit të sistemit dhe si rezultat ato vetëm po i rrisin kostot e përgjithshme të energjisë.

Në këtë kuptim KESCO pret nga ZRRë që Faktori Ndarës i Eksportit për vitin 2015 të jetë i përcaktuar në 50% -50% dhe jo 100 % siç ka qenë në vitet e kaluara, që 100% e kostove të eksportit u janë kthyer konsumatorëve. Vendosja e faktori ndarës të eksportit nën 100% jep motiv për KESCO-n të eksportoj edhe në çmimet më të ulta se çmimi i KEK-ut, dhe kështu të sigurojë më shumë të hyra nga eksporti, prej të cilave do të përfitojnë konsumatorët. Nëse ZRRë vazhdon me qasjen e njëjtë dhe përdor faktorin ndarës të eksportit si 100%



atëherë ZRrE automatikisht shpërfill natyrën e incentives së KESCO-s për të eksportuar sasi të vogla të eksportit për balancimin e sistemit.

Rezervat dhe importi emergjent

Bilanci fillestar i energjisë siç është përdorur nga Rregullatori, ka paraparë që të mos ketë devijime të njësive gjeneruese dhe asnjë rezervë për import emergjent. Kërkesa për import prej 508 GWh energji elektrike është bërë në supozimin se disponibiliteti i njësive gjeneruese do të jetë sipas parashikimit të vendosur në balancën e energjisë. Në rrethanat aktuale, importi i energjisë i pa planifikuar në Balancën e Energjisë vetëm për muajt Janar dhe Shkurt është për 72% më i lartë se sa ai që ishte planifikuar në balancën e energjisë për vitin 2015, siç është paraqitur në tabelën 2.

Muaji	Planifikimi MWh	Aktuali MWh	Krahasimi %
Janar	83,000	132,870	60%
Shkurt	51,300	97,833	91%
Janar -Shkurt	134,300	230,703	72%

Tabela 2

Duhet theksuar se vetëm gjatë muajve janar dhe shkurt KESCO ka importuar 230 GWh apo 45% të sasisë së lejuar nga ZRrE, respektivisht 12mil€ apo 44% ndaj kostove të lejuara për import. Bazuar në këto rrjedha rezulton nevoja për rishikim e sasisë dhe kostove të lejuara të importit për vitin 2015.

Lejuar 2015	Aktual (Janar-Shkurt)	Krahasimi %
507,960	230,703	45%

Tabela 3

Me qëllim që të mos ketë nevojë për ridizajnim të balancës së energjisë, KESCO i propozon ZRrE-së që përveç sasisë së importit të rregullt të përfshijë edhe një sasi prej 100 GWh si Import Emergjent, me qëllim të balancimit të konsumit dhe prodhimit gjatë kohës së pikut.

Për më tepër, duhet të merren parasysh përpjekjet që KOSTT të jetë i njohur si anëtar i ENTSOE dhe si zonë rregulluese dhe respektivisht të mbulojë disa jo-balanca në rast të mungesës së prodhimit, nëpërmjet tenderimit të kapaciteteve ndërmjet Kosovës dhe



shteteve fqinje, e cila do të rezultojë me kosto shtesë, andaj ZRrE-ja ka rritur të hyrat e lejuara maksimale të KOSTT për 3.9 mil€ me qëllim të ofrimit të rregullimit sekondarë dhe terciarë. Për më tepër, duhet të theksohet se kapacitetet e caktuara duhet të konsiderohen si të hyra të parregulluara nga MAR-i i OST-së dhe si të tilla të rezervohen pa pagesë për KESCO, dhe normalisht duhet të konsiderohen si kostot të debalancit gjatë përcaktimit të kostove me shumicë, siç përcaktohet në nenin 13 në Rregullën e Çmimeve për FPEE-në.

KESCO i mbështet përpjekjet e KOSTT-it që të bëhet një zonë rregulluese e cila është obligim për anëtarësim në rrjetin evropian të operatorëve të sistemit, si dhe kalimin në operator të plotë të tregut dhe përfundimisht aplikimin e plotë të rregullave të tregut të aprovuara nga ZRrE në dhjetor të vitit 2013. Si rrjedhojë ne besojmë se për përmbushjen e obligimit të rregullimit nga KOSTT, KESCO gjatë vitit 2015 nuk do të luaj rol in e mekanizmit balancues kur do të ketë ndërprerje të shkurtra të njërive gjeneruese.

Për sa u tha më lartë kostot e blerjes me shumicë të rishikuara nga KESCO janë të paraqitura në tabelën 4.



Wholesale Power Purchase Costs		ETR9 CP	KESCO Proposal
Domestic generation		2015	2015
KEK Generation	€/MWh	26.47	26.47
	€000s	140,277.0	140,277.0
HPP Ujmani	€/MWh	27.5	27.5
	€000s	2,310	2,310
Distribution-connected generation	€/MWh	43.8	43.8
	€000s	2,041	2,041
Imports			
Contracted imports	GWh	508.1	508.1
	€/MWh	55.0	55.0
	€000s	27,938	27,938
Emergency import	GWh		100
	€/MWh		62.0
	€000s		6,200
Exports			
Contracted exports	GWh	638.3	638.3
	€/MWh	30.8	30.8
	€000s	19,660	19,660
Power purchase costs			
KEK Generation	€000s	140,277	140,277
Other domestic generation	€000s	4,351	4,351
Imports	€000s	27,938	34,138
Total power purchase costs	€000s	172,566	178,766
Exports	€000s	-19,660	-9,830
Subsidies	€000s		
WHEC + WHCC	€000s	152,906	168,936
Retail Margin			
Retail Margin	%	3%	3%
Retail Margin costs	€000s	4,587	5,068
WHPC			
WHPCat-1 - WHPCft-1	€000s	-6,945	-6,945
Unregulated revenue for excess losses			
It	%	13.14%	11%
(WHPCat-1 - WHPCft-1)*(1+It)	€000s	-7,857	-7,689
WHPCf	€000s	149,636	166,315
Weighted Average Power Purch	€/MWh	28.2	31.4

Tabela 4



Përshtatja e kostove të humbjeve për SHTE8

Në raportin konsultativ vërehet se ZRrE ka zbritur MAR-in e KESCO-s për vitin 2015 për humbjet e shkaktuara në vitin 2013 mbi nivelin e lejuar nga ZRrE, sipas vendimit V_399_2012 për zvogëlimin e humbjeve. Për tejkalimin e cagueve të lejuara nga ZRrE-ja për vitin 2013, KEDS veçse është penalizuar në vitin 2014.

Duhet të theksohet se në vitin 2013 është kërkuar nga KEDS që të ketë një zvogëlim të humbjeve prej 5% për të cilin zvogëlim nuk ishte kërkuar gjatë kohës së bisedimeve për përmbylljen e transaksionin të privatizimit, me këtë rast KEDS si mbajtës i ri i licencës është penalizuar edhe për nën performancën e KEK-ut gjatë viti 2013. KESCO ka rishikuar qasjen e ZRrE-së gjatë viteve 2013 -2014 për faktorin e ndarjes së humbjeve, si rrjedhojë faktori i ndarjes së humbjeve gjatë vitit 2013 është marrë zero sipas parametrave për zvogëlimin e lakores së humbjeve sipas vendimit V_399_2012, i cili thotë:

Lakorja e reduktimit të humbjeve në shpërndarje do të fillojë nga vlera e realizuar në vitin 2011 dhe do të reduktohet për 3% (pikë përqindjeje) në 3 vitet e para dhe për 2.5% (pikë përqindjeje) në 3 vitet pasuese. Faktori i ndarjes së humbjeve do të jetë 0%.

KESCO kërkon nga ZRrE-ja që të përshtat MAR-in e KESCO-s për 6.1mil€, meqenëse konsumatorët kanë përfituruar nga kjo përshtatje në vitin 2014. Nëse ZRrE-ja nuk bënë përshtatjen e këtij zvogëlimi do të vendos në pozitë të vështirë financiare KESCO-n në një ambient të shturur ligjrisht.

Kostot e Personelit

KEDS/ KESCO ka kërkuar vazhdimisht nga ZRrE që të merr parasysh rritjen prej 5% të pagave të punëtorëve të KEDS/KESCO, që ato të përfshihen në MAR-in e KEDS/KESCO. Pavarësisht këtyre kërkesave, ZRrE asnjëherë nuk i ka marr parasysh ato.

Gjatë vitit 2014 KEDS/KESCO është ballafaquar vazhdimisht me kërkesa nga sindikata e punëtorëve për rritje të pagave , të cilat janë shoqëruar edhe me protesta dhe greva. Këto protesta kanë pasur ndikim negativ në operimin e KEDS/KESCO, andaj KEDS/KESCO ka qenë i detyruar të pranojë një ngritje të pagave. Një rritje e tillë është përmbyllur me një marrëveshje të nënshkruar nga KEDS/KESCO dhe sindikata e punëtorëve, e cila ka hyrë në fuqi nga muaji Janar i vitit 2015, kështu, duke i dhënë fund protestave.

Kostoja e ngritjes se pagave për vitin 2015 është vlerësuar të jetë 85 mijë Euro, të cilën shumë KESCO e kërkon nga ZRrE-ja të e përfshijë gjatë aprovimit të MAR-it për këtë vit.



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 njuh të drejtën punëtorëve për kompensimin nga paga bazë prej 0.5% për çdo vite të plotë të përvojës në punë. Pa paragjykim ndaj kundërshtimeve të KESCO-s, 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, nëse KESCO është i obliguar të aplikoj këtë marrëveshje. Nëse KESCO përballet me një situatë të tillë, kompensimi shtesë i cili rrjedh nga Marrëveshja Kolektive e lartpërmendur, është 56 mijë euro.

Të hyrat e lejuara maksimale për KESCO

Në tabelën në vijim është paraqitur MAR-i përfundimtar për KESCO-n, pasi të merren parasysh përshtatjet e nevojshme për kostot me shumicë dhe përshtatjet për kostot e humbjeve.



PES MAR	ETR ₉ CP	KESCO Proposal
Indexation parameters		
Allowed Retail Costs (RETRt- Article 10 PES Pricing Rule)		
OPMC _t = OPMC _{t-1} * (1 + CPI _{t-1}) * (1 - E _t) * (1 - P _t)	€m	6.7
Base salary increase		0.09
Working experience		0.06
DEPC _t = DEPC _{t-1} * (1 + CFI _{t-1}) * (1 - Pt)	€m	0.3
Pass-through Costs (PSTCt)		
KOSTT fees	€m	22.8
DSO fees	€m	70.5
Revenues from Sales of Losses to TSO and DSO		
TSO Revenues	€m	3.1
DSO Revenues	€m	27.6
Working Capital Costs (WCLCt)		
WCLC = (1 / 12) * It * (RETR _t + WHPC _t + PSTC _t - NTFR _t)	€m	1.9
Wholesale Power Costs (WHPC)		
WHPC	€m	149.6
Retail Margin	€m	
Retail Margin Adjustment	€m	
Licence fee		
Licence fee	€m	
Non-Tariff Revenues (NTFR)		
Non-tariff Revenues (NTFR _t)	€m	-5.1
Bad Debt Allowance (BDTA)		
BDTA	%	5%
BDTA	€m	13.6
BDTA Adjustment	€m	
KREVT		
PES KREVT	€m	33.7
DSO KREVT	€m	3.1
TSMO KREVT	€m	1.5
Other Adjustments		
Uncontrolled costs adjustment (Insurance)	€m	
Losses Adjustment DSO	€m	-6.1
Losses Adjustment TSO	€m	0.3
PES MAR		
PES MAR	€m	257.1
		282.8

Tabela 5

Si zakonisht, KESCO është i gatshëm që në çdo kohë të takohet me ZRrE për t'i diskutuar çështjet e ngritura në RK. Për më tepër, kalkulimet në formë elektronike të tabelave do t'i dorëzohen ZRrE-së dhe dc të jetë të pambrojtura, me qëllim që ZRrE t'i shfrytëzoj ato për nevojat e saj.

