

# **Raport:**

## **Zhvillimi dhe vlerësimi i opsioneve për furnizim me energji elektrike në Kosovë**

**Dhjetor, 2011**

Ky raport është hartuar nga ekipi i firmës së konsulencës DHInfrastructure, ndërsa është rishikuar nga punonjësit e Bankës Botërore. Qeveria e Kosovës ka kërkuar nga Banka Botërore Garancën e Pjeshme të Rrezikut me qëllim të përkrahjes së projektit të propozuar të saj për prodhimin e energjisë elektrike, të quajtur Projekti për energji elektrike i Kosovës. Në përputhje me udhëzimet e Bankës Botërore, përmes të cilave tentohet balancimi i nevojave për zhvillim me shqetësimet për ndryshimet klimatike, një Panel i jashtëm i ekspertëve aktualisht është duke vlerësuar nëse projekti i propozuar i plotëson kriteret e dokumentit “Zhvillimi dhe ndryshimet klimatike: Një kornizë strategjike për grupin e Bankës Botërore”.

Hartimi i këtij raporti është kërkuar nga Banka Botërore, si njëri prej inuteve të shumta analitike në punën e Panelit të ekspertëve. Ky raport konsolidon shumë raporte analitike dhe modelon shfrytëzimin e projektuar të kapacitetit të instaluar të të gjitha opsioneve për furnizim me rrymë në Kosovë për t’i plotësuar kërkesat e konsumit të rëndomtë dhe atij maksimal deri në vitin 2025. Ky dokument përfshinë shqyrtimin e ndikimeve mjedisore, të ndërlidhura me secilin opsion, dhe shqyrton disa kombinime të alternativave energjetike për plotësimin e kërkesave të ndryshueshme ditore dhe stinore.



# Përmbajtja

<b>Përmbledhje e përgjithshme</b>	<b>vi</b>
<b>1 Hyrje</b>	<b>1</b>
<b>2 Ekuilibri aktual i kërkesës dhe furnizimit në Kosovë</b>	<b>3</b>
2.1 Kërkesa për energji elektrike	3
2.2 Furnizimi me energji elektrike	7
<b>3 Ekuilibri i ardhshëm i kërkesës-furnizimit në Kosovë</b>	<b>11</b>
3.1 Metodologjia bazë e parashikimit	12
3.2 Parashikimi i konsumit të energjisë elektrike (GWh)	14
3.3 Parashikimi i kërkesës maksimale – (peak) (MW)	18
<b>4 Opsionet për furnizim me energji</b>	<b>21</b>
4.1 Pasqyrë e opsioneve	21
4.2 Përshtatshmëria e opsioneve për plotësimin e kërkesës	26
4.3 Kostoja e opsioneve	28
<b>5 Planet alternative për furnizim me energji për Kosovën</b>	<b>37</b>
5.1 Kostoja e alternativave	42
<b>6 Identifikimi i planit të furnizimit me koston më të ulët</b>	<b>44</b>
6.1 Ndjeshmëritë ndaj kërkesës	45
6.2 Ndjeshmëritë ndaj koston mjedisore	48
6.3 Ndjeshmëritë ndaj koston ndërtimore	49
6.4 Ndjeshmëritë ndaj koston së karburantit	50
6.5 Përmbledhje e ndjeshmërive	52

## Tabelat

<b>Tabela 2.1: Karakteristikat e impianteve për prodhimin e energjisë elektrike në Kosovë</b>	<b>8</b>
<b>Tabela 3.1: Përmbledhje e rasteve të parashikimit të kërkesës për energji elektrike</b>	<b>16</b>
<b>Tabela 3.2: Parashikimet e mëparshme të kërkesës</b>	<b>17</b>
<b>Tabela 3.3: Përmbledhje e parashikimeve të kërkesës maksimale në sistemin energjetik të Kosovës</b>	<b>18</b>
<b>Tabela 4-1: Kostoja e llogaritur e opsioneve për furnizim termal</b>	<b>29</b>

<b>Tabela 4-2: Kostoja e llogaritur e opsioneve për furnizim me energji të ripërtëritshmeripërtëritshme</b>	<b>32</b>
<b>Tabela 5-1: Përmbledhje e vlerave të tashme (PV) të koston për planet e furnizimit me energji alternative</b>	<b>43</b>
<b>Tabela 6-1: Përmbledhje e NPV-ve të planeve të furnizimit me energji alternative me rritjen e kërkesës së ulët</b>	<b>46</b>
<b>Tabela 6-2: Përmbledhje e NPV-ve të planeve për furnizim me energji alternative – parashikimi nga IEA për CO<sub>2</sub> + 55 %</b>	<b>48</b>
<b>Tabela 6-3: Përmbledhje e NPV-ve të planeve të furnizimit me energji alternative ;kostoja ndërtimore e centralit të linjitet rritet për 25%</b>	<b>49</b>
<b>Tabela 6-4:: Përmbledhje e NPV-ve të planeve të furnizimit me energji alternative – rritje në koston ndërtimore për të gjitha centralet për 45%</b>	<b>50</b>
<b>Tabela 6-5: Përmbledhje e NPV-ve të planeve për furnizim me energji alternative – kostoja për linjit rritet për 70%</b>	<b>51</b>
<b>Tabela 6-6: Përmbledhje e NPV-ve të planeve për furnizim me energji alternative – 15% ulje në koston e gazit natyror</b>	<b>52</b>
<b>Tabela 6-7: Përmbledhje e analizës së ndjeshmërisë</b>	<b>53</b>

## **Figurat**

<b>Figura 2.1: Historia e konsumit dhe e kërkesës maksimale gjatë ditës në Kosovë</b>	<b>3</b>
<b>Figura 2.2: Kurba e kohëzgjatjes së ngarkesës dhe kërkesa sipas stinëve (2010)</b>	<b>5</b>
<b>Figura 2.3: Përbërja e konsumit bruto të energjisë elektrike (2010)</b>	<b>6</b>
<b>Figura 2.4: Importet e energjisë elektrike nga KEK-u dhe kostoja 2001-10</b>	<b>9</b>
<b>Figura 2.5: Importet e energjisë elektrike sipas stinëve të vitit dhe çmimet 2001-10</b>	<b>10</b>
<b>Figura 3.1: Dallimi i ardhshëm në prodhimin e energjisë elektrike (GWh)</b>	<b>17</b>
<b>Figura 3.2: Dallimi mes kërkesës maksimale dhe furnizimit</b>	<b>19</b>
<b>Figura 3.3: Parashikimi i kërkesës dhe i prodhimit sipas muajve, 2010-2015</b>	<b>20</b>
<b>Figura 4.1: Zbërthimi i llogarisë nga Mercados për potencialin ER gjer në vitin 2020</b>	<b>24</b>
<b>Figura 4.2: Lakorja e furnizimit me ER që është zhvilluar nga Mercados-i</b>	<b>31</b>

Figura 4.3: Prodhimi optimal i ripërtërishëm me linjit duke caktuar koston e shmangur	33
Figura 4.4: Prodhimi optimal i ripërtërishëm me gaz duke caktuar koston e shmangur	34
Figura 4.5: Prodhimi optimal i ripërtërishëm me naftë duke caktuar koston e shmangur	35
Figura 4.6: Krahasimi i kostove të nivelizuara të energjisë	36
Figura 5.1: Prodhimi dhe konsumi me termocentral të ri + ER	40
Figura 5.2: Linjit + ER – kërkesa maksimale dhe kapaciteti për të plotësuar kërkesën maksimale me termocentral të ri + ER	41
Figura 5.3: Prodhimi dhe konsumi me termocentralin e ri dhe marrëveshja e energjisë me Shqipërinë	42
Figura 6.1: Prodhimi dhe konsumi me termocentral të ri + ER dhe rritja më e ulët e kërkesës	47
Figura 6.2: Linjit + ER – kërkesa maksimale dhe kapaciteti për të plotësuar kërkesën maksimale me termocentral të ri + ER, si dhe rritja më e ulët e kërkesës	47

## Shtojcat

Shtojca A. Modeli i parashikimit të kërkesës për energji	54
Shtojca B. Supozimet shtesë të përdorura në vlerësimet e kostos	69
Shtojca C. Qasja për modelimin e furnizimit	70
Shtojca D. Llogaritjet e Vlerës së Tanishme (PV) të opcioneve të gjenerimit sipas rastit bazë	76
Shtojca E. Parashikimi i gjenerimit sipas impiantit	80
Shtojca F. Tarifat e energjisë elektrike në Kosovë në vitin 2010	82
Shtojca G. Studimet e rishikuara për këtë raport	84

# Përmbledhje e përgjithshme

## Qëllimi i këtij raporti

Qeveria e Kosovës ka kërkuar përkrahjen e Bankës Botërore në formë të Garancës së Pjesërishme të Rrezikut (GPRr) lidhur me Projektin e ri të pavarur të gjenerimit të rrymës elektrike përmes thëngjillit. Përkrahja e Bankës Botërore për projekte të tilla kërkon që t'i jepet konsideratë e plotë alternativave të tjera të realizueshme dhe kostove të tyre ekonomike, krahasuar me alternativën e prodhimit të rrymës nga thëngjilli.

Studimet e mëparshme të përkrahura nga Komisioni Evropian, Banka Botërore dhe donatorët e tjerë, kanë ardhur në përfundim se prodhimi i rrymës përmes thëngjillit në Kosovë ishte opsioni më së paku i kushtueshëm ashtu që tërë regjioni t'i plotëson nevojat e tij për furnizim të sigurt me energji elektrike. Studimet e tjera, të realizuara nga Qeveria, me ndihmën e një spektri të gjerë të donatorëve kanë përkrahur këtë përfundim. Megjithatë, një krahasim dhe vlerësim sistematik i kostove të alternativave ende nuk është paraqitur në një dokument të vetëm.

Rrjedhimisht, ky raport analizon kostot e alternativave të mundshme për Kosovën në mënyrë që ajo t'i plotësojë kërkesat e rëndomta dhe ato maksimale për energji deri në vitin 2025, dhe paraqet një rishikim të konsoliduar. Në këtë analizë përfshihet edhe shqyrtimi i ndikimeve mjedisore, të ndërlidhura me secilin prej opsioneve.

## Konsumi i energjisë elektrike dhe nivelet maksimale të kërkesës

Mes viteve 2000-2010 konsumi dhe kërkesa maksimale për energji elektrike në Kosovë janë rritur për më shumë se 90 për qind. Konsumi i energjisë elektrike është rritur për një shkallë mesatare prej 6.7 për qind në vit, ndërsa nivelet maksimale të kërkesës në shkallë vjetore janë rritur për 6 për qind.

Reduktimet e shpeshta kanë kufizuar kërkesën maksimale dhe kanë eliminuar kërkesat maksimale ditore dhe gjatë stinëve (dimrit). Operatori i sistemit të transmisionit, KOSTT, ka vlerësuar se gjatë viteve 2001-2007, kërkesa vjetore për energji elektrike do të ishte më e lartë për 300-700 GWh po të mos ishin reduktimet. Mes viteve 2009-2010 KOSTT-i ka reduktuar një vëllim të vlerësuar prej 200-400 GWh.

Pjesa më e madhe e kërkesës për energji elektrike në Kosovë vjen nga ekonomitë familjare (përafërsisht 63 për qind në vitin 2010), e cila pasohet nga kërkesa e sektorit të industrisë. Humbjet teknike dhe joteknike në rrjet mbesin

të larta, ku së bashku përbëjnë rreth 40 për qind të konsumit bruto të energjisë.

### **Furnizimi ekzistues**

Sistemi i energjisë elektrike i Kosovës ka kapacitetin e gjithëmbarshtëm të instaluar për prodhimin e energjisë prej gati 1,524 MW, me rreth 920 MW kapacitet operues neto. Pjesa më e madhe e prodhimit vjen nga dy termocentralet Kosova A dhe Kosova B, me një kapacitetet operues neto mes 840 dhe 900 MW.

Kosova A— termocentrali më i madh dhe më i vjetër — është i pasigurt për prodhim dhe joefikas. Dy nga blloqet e tij, A1 dhe A2, janë jashtë funksionit, ndërsa blloqet A3-A5, edhe pse të riparuar gjatë viteve 2006-2008, mbesin të pasigurta për prodhim dhe funksionojnë shumë nën kapacitetet e tyre të instaluar. Sot, kapaciteti i plotë në dispozicion i Kosovës A është rreth 350 MW. Termocentrali Kosova B, edhe pse më i ri se Kosova A, vazhdon të ketë probleme mekanike dhe elektrike që rezultojnë me ndërprerje të shpeshta të punës në të dy blloqet e tij. Këto dy blloqe kanë përjetuar zvogëlim të kapaciteteve gjeneruese për shkak të dëmtimeve të rotorëve të turbinave dhe përkeqësimit të kushteve të punës të komponentëve të tjerë kritikë. Kapaciteti neto i Kosovës B është rreth 540 MW.

Importet e energjisë elektrike përmes interkoneksioneve regionale kanë qenë të rëndësishme për Kosovën gjatë dhjetë viteve të kaluara. Duke filluar prej vitit 2001, importet neto kanë pasur vlerën prej 5 deri në 17 për qind të konsumit total vjetor.<sup>1</sup> Vëllimi i importeve kufizohet nga teprica e energjisë në vendet eksportuese, nga kapaciteti i interkoneksionit dhe nga kostoja. Interkoneksioni me Serbinë nuk është i sigurt, ndërsa disponueshmëria e energjisë elektrike nga Shqipëria për shitblerje apo këmbim varet nga kushtet hidrologjike.

### **Rritja e kërkesës në të ardhmen**

Përmes këtij studimi bëhet parashikimi i kërkesës bruto për energji elektrike në Kosovë, ku mesatarja e rritjes së kërkesës gjatë periudhës 2010-2025 (periudha planifikuese) është 4,6 për qind në vit, ndërsa nivelet maksimale të kërkesës rriten sipas mesatares prej 4.2 për qind gjatë të njëjtës periudhë. Ky parashikim kryesisht bazohet në rritjen e paraparë të BPV-së dhe në rritjen e vlerësuar të tarifës së rrymës për konsumatorët e Kosovës, e cila do të jetë e nevojshme për t'i mbuluar kostot ekonomike të mbulimit të rritjes së parashikuar të

---

<sup>1</sup> KOSTT, Balanci afatgjatë i energjisë për Kosovë 2009-2018, Gusht 2008.

kërkesës për energji elektrike me funksionalizimin e kapaciteteve të reja të furnizimit. Parashikimi i fundit i FMN-së për rritjen e BPV-së në nivel prej 4.5 për qind<sup>2</sup> përdoret për modelimin e rritjes së kërkesës për energji elektrike nga viti 2011 deri në vitin 2025.

Parashikimet supozojnë se humbjet teknike dhe joteknike do të zvogëlohen me kalimin e kohës. Më konkretisht, humbjet teknike supozohen të zvogëlohen nga 16.6 për qind të energjisë bruto të furnizuar në vitin 2010, në 8.0 për qind në vitin 2025. Gjatë periudhës pesëvjeçare prej vitit 2013-2018 humbjet joteknike supozohet se do të zvogëlohen sipas shkallës së njëtrajtshme nga 24 për qind në 5 për qind.<sup>3</sup> Po ashtu, supozohet se zvogëlimi i humbjeve joteknike do të zvogëlojë kërkesën, pasi që konsumatorët do të zvogëlojnë konsumin e kWh, të cilat i paguajnë.

Një pjesë e furnizimit do të mbulohej në mënyrën më ekonomike përmes termocentralit të linjtit – termocentralit që do të mbulonte kërkesën bazë – ndërsa pjesa tjetër e kërkesës do të mbulohej nga impiantet e tjera që kanë kosto më të madhe dhe që shfrytëzohen gjatë periudhave kur kërkesa për rrymë është më e lartë. Një analizë e bilancit mes furnizimit dhe kërkesës (shih pjesën 3 të raportit) tregon se deri në vitin 2017 Kosova ka nevojë për rreth 950 MW të kapaciteteve të reja dhe të qëndrueshme. Kjo nevojë rritet në rreth 1000 MW deri në vitin 2019, dhe në rreth 1500MW deri në vitin 2025.

## **Opsionet për furnizim**

Opsionet e Kosovës për furnizim me energji elektrike janë të kufizuara nga llojet e kufizuara të burimeve për prodhimin e energjisë elektrike. Linjiti është i vetmi karburant vendor në sasi të mjaftueshme për prodhimin e rrymës elektrike. Një potencial për prodhimin e energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme ekziston, por nuk ofron kapacitet të qëndrueshëm, për të cilin ka nevojë Kosova.

### **-Ekonomizimi i energjisë**

Siç kanë treguar studime të shumta, Kosova ka potencial të konsiderueshëm për përmirësimin e ekonomizimit të energjisë përmes zvogëlimit të humbjeve teknike dhe joteknike nga ana e furnizimit, si dhe përmes zvogëlimit të kërkesës. Zvogëlimet e humbjeve joteknike do të

---

<sup>2</sup> Parashikimi i FMN-së për rritjen reale të BPV-së për periudhën 2012 deri në 2016 kap mesataren prej 4.5 për qind (Raporti i FMN-së për vendin nr. 11/210, Korrik 2011).

<sup>3</sup> Viti 2013 është zgjedhur për fillimin e zvogëlimit të humbjeve joteknike në bazë të supozimit se privatizimi i planifikuar i sistemit të shpërndarjes së energjisë elektrike në mes të vitit 2012 do të fusë disiplinën komerciale, të nevojshme për arritjen e këtij zvogëlimi.



zvogëlojnë konsumin e energjisë, pasi që ekonomitë familjare të pafaturuara shfrytëzojnë më shumë energji se sa ato të faturuara. Trajtimi i rasteve të vjedhjes së rrymës dhe të mospagesës së rrymës së konsumuar nga amvisëritë të cilave u matet shpenzimi i rrymës do të zvogëlojë kërkesën, dhe gjithashtu do të ketë efekt të rëndësishëm të rritjes së të hyrave të operatorit të energjisë elektrike (pasi që një pjesë e madhe e 'humbjeve' joteknike kanë të bëjnë në fakt me rrymën e konsumuar që nuk është paguar). Në këtë drejtim Qeveria është duke arritur përparime. Ligji për ekonomizimin e energjisë është miratuar, dhe gjithashtu është përgatitur Propozimplani shtetëror për ekonomizimin e energjisë për periudhën 2010-2018. Disa donatorë kanë financuar përmes granteve projekte për rritjen e efijencës së energjisë të ndërtesave publike. Përmes këtij studimi supozohet ndërmarrja e masave për ekonomizimin e energjisë gjatë parashikimit për kërkesën e saj, si dhe në analizën pasuese të aspekteve të ndjeshmërisë.

#### **-Termocentralet**

Opsionet për prodhimin e rrymës nga termocentralet janë si në vijim:

- **Linjiti.** Rezervat vendore të linjtit janë vlerësuar të jenë rreth 12.5 miliardë ton, nga të cilat 10.9 miliardë ton janë të eksploatueshme.<sup>4</sup> Mihja e propozuar e Sibovcit (në basenin e Kosovës), i cili është konsideruar si opsioni më i pranueshëm nga pikëpamja ekonomike, sociale dhe mjedisore, ka linjit të mjaftueshëm për të furnizuar kapacitetet ekzistuese të prodhimit deri në fund të jetës së tyre operacionale, si dhe për të furnizuar prodhimin e propozuar të energjisë elektrike prej 600 MW për dyzet vite të tjera.
- **Gazi natyror.** Kosova nuk ka ndonjë burim të gazit apo sistem për bartjen e gazit.<sup>5</sup> Pikat më të afërta të lidhjes janë në Shkup, Maqedoni, dhe në Nish, Serbi.<sup>6</sup> Mirëpo, duke marrë parasysh kërkesën për gaz në Maqedoni dhe kapacitetin e kufizuar të gazsjellësit ekzistues në Maqedoni, do të duhej që gazi të sjellët në Prishtinë nga Bullgaria. Kërkesa për gaz sipas stinëve dhe aspektet gjeopolitike (Kosova do të duhej të

---

<sup>4</sup> MEM, Strategjia e energjisë 2009-18, f. 6-10 dhe f.48.

<sup>5</sup> Një gazsjellës më parë ka ekzistuar në ish-Jugosllavi mes impiantit të thëngjillit për gazifikim në Kosovë dhe një konsumatori industrial në Maqedoni. KEK-u është pronar i gazsjellësit të vjetër dhe ka të drejtën e shfrytëzimit të kësaj linje.

<sup>6</sup> Duke marrë parasysh koston e zhvillimit të këtij gazsjellësi, është shqyrtuar vetëm impianti i gazit me ngarkesë bazike. Impiantet më të vogla të gazit nuk janë marrë parasysh në analizë.

negocionte kontratën për furnizim me gaz me të vetmin furnizues të gazit në rajon, Gazpromin e Rusisë) e bën jashtëzakonisht të vështirë negocimin e marrëveshjes për furnizim me gaz në një të ardhme të afërt.

- **Nafta si karburant.** Të gjitha karburantet e lëngshme në Kosovë aktualisht importohen përmes hekurudhës nga Maqedonia.<sup>7</sup> Impianti i prodhimit të energjisë elektrike me naftë do të mund të furnizohej përmes kësaj rruge apo përmes Shqipërisë, nga porti i Durrësit.

#### -Energjia e

#### ripërtëritshmeripërtëritshme

Opsionet për gjenerimin e energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme janë si në vijim:

- **Hidroenergja.** Plani i vetëm specifik për një hidrocentral të madhësisë mesatare në Kosovë është ai i hidrocentralit të Zhurit, i cili është paraparë të ndërtohet në verilindje të Prizrenit, në zonën e komunës së Prizrenit dhe të asaj të Sharrit. Kapaciteti i hidrocentralit do të jetë rreth 305 MW, dhe prodhimi i rrymës pritet të jetë përafërsisht 400 GWh në vit sipas kushteve mesatare hidrologjike. Në bazë të studimeve po ashtu janë identifikuar 18-20 lokacione për hidrocentrale të vogla, me një kapacitet të kombinuar prej rreth 64 MW, dhe me një prodhim prej 294 GWh në vit sipas kushteve mesatare hidrologjike.
- **Energjia e erës.** Deri më sot në Kosovë janë instaluar më pak se 2 MW, dhe potenciali për kapacitete të reja të energjisë nga era duket të jetë i kufizuar. Një studim i vitit 2010, i financuar përmes projektit zviceran Energjia e ripërtëritshme dhe avancimi i efijencës së energjisë në bashkëpunimin ndërkombëtar, i cili është realizuar nga konsulentët NEK Technologies, ka ardhur në përfundim se ka shumë pak zona, ku shpejtësia e erës tejkalon 6 m/s, që është minimumi i nevojshëm për potencial komercial në rajon.
- **Energjia diellore.** Një studim i bërë nga firma konsulente Mercados ka vlerësuar se ekziston potencial i energjisë diellore prej 77 MW, por i arritshëm vetëm me një kosto shumë të lartë.
- **Biogazi dhe biomasa.** Biogazi nga plehrat e bagëtisë dhe biomasa nga produktet dhe mbetjet pyjore janë burime të mundshme të prodhimit të energjisë në Kosovë (që nuk është i lidhur në rrjet). Megjithatë, është me rëndësi të merret parasysh se lënda për këtë prodhim të energjisë elektrike aktualisht është shumë

---

<sup>7</sup> Maqedonia ka një rafineri, të lidhur me tubacion me Greqinë.

e kërkuar për përdorime alternative (drurë për djegie dhe bajgat për plehra).

#### **-Importi**

Kosova varet shumë nga importi për të përmbushur nevojat e larta sezonale dhe ato ditore. Megjithatë, importi ndikohet nga faktorët gjeopolitikë që pengojnë disponueshmërinë e kapacitetit të transmisionit, nga bilanci i furnizimit dhe kërkesës për energji në Ballkan dhe nga kapaciteti financiar i KEK-ut për të financuar importin nga tarifat e mbledhura dhe nga ai i qeverisë për të financuar atë nga buxheti. Një linjë e re e transmisionit prej 400 kV për në Shqipëri pritet të komisionohet deri në fund të vitit 2013, gjë që do të rrisë kapacitetin e bartjes për përafërsisht 500 MW në të dyja drejtimet. Një lidhje e re prej 400 kV me Maqedoninë gjithashtu është planifikuar, e cila do të rrisë kapacitetin e bartjes për 500 MW shtesë në të dyja drejtimet.

#### **Kombinimi më i mirë i prodhimit të energjisë elektrike për Kosovën**

Kosova ka nevojë për një kombinim të kapacitetit për ngarkesën bazë të shfrytëzimit të energjisë elektrike si dhe për nivelet maksimale të shfrytëzimit të energjisë elektrike me qëllim të plotësimit të kërkesës në mënyrë të vazhdueshme dhe me kosto më të ulët. Kjo patjetër nënkupton se Kosova ka nevojë për një kombinim të opsioneve të furnizimit të cekura më lartë – edhe termocentralet edhe burimet e energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme – dhe jo vetëm për një opsion të vetëm.

Burimet e energjisë nga uji dhe burimet e ripërtëritshmeripërtëritshme mund të ofrojnë një pjesë të këtyre kapaciteteve të qëndrueshme; supozohet se 305 MW të kapacitetit të qëndrueshëm (që përdoret gjatë orëve kur kërkesa është më e lartë) do të mund të furnizoheshin nga hidrocentrali i Zhurit; 170 MW të tjera të kapacitetit të qëndrueshëm mund të furnizoheshin nga burimet e tjera të energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme (hidrocentrale të vogla, era, biomasa dhe biogazi). Edhe nëse këto kapacitete të ripërtëritshmeripërtëritshme do të mund të ndërtoheshin deri në vitin 2017<sup>8</sup>, do të ketë një boshllëk për kapacitetin bazë të qëndrueshëm, i cili do të arrijë mesataren e 600 MW në periudhën 2017-2019, dhe rritet deri në rreth 1000 MW deri në vitin 2025. Kapaciteti i qëndrueshëm për ngarkesën bazë mund të ofrohet vetëm përmes termocentraleve me karburante fosile, pasi që impiantet

---

<sup>8</sup> Kapaciteti i energjisë si ripërtëritshme do të zhvillohet gradualisht nga investues të ndryshëm, dhe rrjedhimisht supozohet të shpërndahet në mënyrë të njëtrajtshme gjatë periudhës së planifikuar (2011-2025).

bërthamore nuk janë të realizueshme, ndërsa vendet fqinje kanë kufizime, dhe nuk janë të afta të ofrojnë kapacitete të qëndrueshme.

### **Kombinimi më i lirë për furnizim me energji elektrike**

Planet për furnizim me energji alternative për Kosovë duhet të përfshijnë një kombinim për plotësimin e ngarkesës bazë dhe të ngarkesës maksimale, si dhe një kombinim të kapaciteteve të termocentraleve dhe të energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme. Rrjedhimisht, përmes këtij studimi supozohet se do të ndërtohen impiantet vijuese me të tria opsionet për prodhimin e rrymës:

- Hidrocentrali i Zhurit prej 305 MW që ka mjedise të mëdha të ruajtjes dhe do të shfrytëzohej gjatë orëve të ngarkesës maksimale;
- 395 MW të kapaciteteve të instaluar të energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme (që do të ofronte përafërsisht 170 MW të kapacitetit të qëndrueshëm), dhe
- Përafërsisht 600 MW nga termocentralet.

Opsionet e konsideruara termoenergjetike janë: termocentrali 600 MW me linjit, 575 MW CCGT impianti me gaz natyror dhe 575 MW CCGT impianti me karburant. Përmes analizës së raportuar në këtë studim vihen në përfundim se plani për furnizim me rrymë, i bazuar në termocentralin e ri me linjit është opsioni më së paku i kushtueshëm për termoenergji në Kosovë.

Po ashtu, është me rëndësi të theksohet se plani më i lirë për furnizim me energji elektrike supozon zvogëlimin domethënës të humbjeve teknike dhe joteknike dhe rritjen e ekonomizimit të energjisë nga përdoruesi i fundit. Të arriturat e fundit të KEK-ut në zvogëlimin e humbjeve joteknike dhe në përmirësimin e inkasimit janë një tregues i potencialit për përshtetimin e zvogëlimit të humbjeve me rastin e procesit të privatizimit të shpërndarjes dhe furnizimit të rrymës elektrike.

### **Analiza e ndjeshmërisë**

Opsioni i linjitet është opsioni më i lirë termoenergjetik, edhe në rastin kur futet kostoja relativisht më e lartë e mjedisit. Po kështu, ky opsion duket se i përballon devijimeve mjaft të mëdha në supozimet e bëra për ndryshimet e kërkesës, përdorimit të kapaciteteve, kostove kapitale, kostove globale mjedisore që përfshinë çmimin e parashikimit të emetimeve të karbonit nga

Agjencia Ndërkombëtare e Energjisë, të paraqitur në Raportin Botëror për Energji 2011 të kësaj Agjencie.

Plani për shfrytëzimin e linjitet, (së bashku me hidrocentralin e Zhurit dhe me burimet e tjera të energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme, siç është përshkruar më lartë) është më së paku i kushtueshëm, edhe sipas një parashikimi shumë më të ulët të shkallës së rritjes së kërkesës bruto për rrymë elektrike prej 2.9 për qind në vit gjatë periudhës kohore prej vitit 2010-2015. Ky skenar bazohet në shkallën e supozuar të rritjes së BPV-së prej 3.0 për qind në vit. Kjo rritje më e vogël e kërkesës vetëm pak zvogëlon përparësinë e kostos së planit për shfrytëzimin e linjitet.

Kostot më të larta mjedisore zvogëlojnë përparësinë e kostos së linjitet ndaj gazit, por çmimet që duhet të paguhesh për lirimin e CO<sub>2</sub> do të duhej të qëndrojnë 55 për qind mbi parashikimet afatmesme të Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë (ANE) në mënyrë që çmimi i gazit të jetë i barabartë me atë të linjitet. Kostoja e karburantit për djegje të linjitet tejkalon koston e gazit nëse çmimi për ton i CO<sub>2</sub> është 55 për qind më i lartë se sa ai i supozuar në rastin bazë (23.25€/tCO<sub>2</sub> në vend të 15€/tCO<sub>2</sub>), dhe është 55 për qind më i lartë se sa parashikimi i ANE-s për çdo vit pasues (duke arritur nivelin prej 35.02€/tCO<sub>2</sub> deri në vitin 2020 dhe 40.44€/t CO<sub>2</sub> deri në vitin 2025).

Kostoja më e lartë për ndërtimin dhe menaxhimin e termocentralit me linjit po ashtu do të zvogëlon përparësinë e tij ndaj gazit, por këto shpenzime do të duhej të rriteshin dukshëm. Kostoja e linjitet do të duhej të rritej deri në 70 për qind apo çmimi i gazit të zvogëlohej për 15 për qind para se opsioni i gazit të jetë i barabartë me atë të linjitet në koston e përgjithshme të furnizimit. Kostoja e ndërtimit të termocentralit me linjit do të mund të rritej për 25 për qind, ndërsa kostoja e ndërtimit të termocentralit me gaz të mbetet konstante, në mënyrë që opsioni i koston me gaz të ketë kosto të barabartë. Kostoja e përgjithshme e ndërtimit (për të gjitha llojet e centraleve energjetike) do të mund të rritej deri në 45 për qind para se kostoja e opsionit me gaz t'i afrohet koston së opsionit me linjit.

# 1 Hyrje

Qeveria e Kosovës ka kërkuar mbështetje nga Banka Botërore, në formë të Garancisë së Pjeshme për Rreziqe, për një projekt të ri të pavarur të energjisë elektrike të prodhuar nga linjiti. Grupi i Bankës Botërore ka caktuar një grup ekspertësh për të vlerësuar nëse projekti i propozuar i përmbushë gjashtë kriteret e ekzaminimit, sipas së cilave Banka Botërore mund të mbështetë projektet e gjenerimit të energjisë elektrike nga thëngjilli.

Këto gjashtë kriteret, siç shpjegohen në Kornizën strategjike të Grupit të Bankës Botërore për zhvillim dhe ndryshime klimatike, janë:

- Efekti i demonstruar zhvillimor i projektit, përfshirë përmirësimin e përgjithshëm të sigurisë së energjisë, uljen e ndërprerjeve të energjisë elektrike apo ngritjen e qasjes për të varfrit
- Ofrimi i asistencës për identifikimin dhe përgatitjen e projekteve për karbon të ulët;
- Burimet e energjisë të jenë të optimizuara, duke shikuar mundësinë e përmbushjes së nevojave të shtetit përmes ekonomizimit në përdorimin e energjisë (si në furnizim, ashtu edhe në kërkesë) dhe ruajtjes së energjisë;
- Pas shqyrtimit të plotë të alternativave të realizueshme me opsionet e kostove më të ulëta (duke marrë parasysh ndikimet mjedisore), dhe në rastet kur financimi shtesë nga donatorët për koston e tyre rritëse nuk është në dispozicion;
- Projektet e thëngjillit do të ideohen në mënyrë që të përdorin teknologjinë më të duhur në dispozicion që do të mundësonte ekonomizim të lartë dhe, rrjedhimisht, intensitet më të ulët të emetimeve të GHG-së;
- Do të zhvillohet një qasje për përfshirjen e ndikimeve mjedisore në analizën e projektit.

Përmes këtij dokumenti analizohen alternativat e Kosovës për plotësimin e kërkesës për energji elektrike, duke përfshirë aspektet mjedisore të çdo alternative. Studimet e mëparshme të porositura nga Komisioni Evropian, Banka Botërore dhe donatorët e tjerë, kanë ardhur në përfundim se prodhimi i energjisë elektrike nga linjiti në Kosovë është opsioni më së paku i kushtueshëm në mënyrë që tërë regjioni t'i plotëson nevojat e veta për furnizim me energji. Studimet e tjera, të bëra nga qeveria, me ndihmën e shumë donatorëve, po ashtu kanë përkrahur këtë përfundim. Megjithatë krahasimi dhe vlerësimi sistematik i të gjitha alternativave nuk është paraqitur në një dokument të vetëm, në mënyrë që ky krahasim të jetë më i lehtë. Rrjedhimisht, ka ardhur deri te porositja e hartimit të këtij raporti. Shtojca **A.1** paraqet disa nga studimet kryesore që janë përdorë në këtë analizë.<sup>9</sup> Një listë më e hollësishme e studimeve dhe referencave është paraqitur në Shtojca G.

---

<sup>9</sup> Shtojca G përmban listën më të plotë të disa prej studimeve të konsultuara dhe të përmendura shpesh në këtë raport.

### **Shtojca A.1: Studimet kryesore të shqyrtuara për këtë analizë**

CESI, EIMV, Ramboll Oil and Gas, and Rheinbraun Engineering Und Wasser GMBH (consortium), Projekti për Ndhimesë Teknike në Sektorin e Energjisë (ESTAP) Kosovë, Raporti përfundimtar, Qershor 2002

KOSTT, Plani i mjaftueshmërisë së gjenerimit (2009-15), Tetor 2008

KOSTT, Madhësia e gjenerimit nga aspekti i kërkesave teknike dhe komerciale të sistemit të energjisë elektrike të Kosovës, shkurt 2010

KOSTT, Ekuilibri afatgjatë i energjisë në Kosovë 2009-2018, Gusht 2008

KOSTT, Plani zhvillimor i transmisionit (2010-19), Maj 2010

Ministria e Energjisë dhe e Minierave, Strategjia e Energjisë e Republikës së Kosovës për periudhën 2009-2018, shtator 2009

Ministria e Energjisë dhe e Minierave, Deklarata për sigurinë e furnizimit në Kosovë, Qershor 2010

Parsons Brinckerhoff and PriceWaterhouseCoopers, Lignite Power Technical Assistance Project Generation Planning and Unit Sizing Report, March 2010

Parsons Brinckerhoff and PriceWaterhouseCoopers, Lignite Power Technical Assistance Project Unit Sizing Report, April 2010

Pöyry, CESI and DECON (consortium), Studies to Support the Development of new Generation Capacities and Related Transmission, Prepared for Kosovo UNMIK, November 2007

PwC Consortium, Regional Balkans Infrastructure Study – Electricity (REBIS) and Generation Investment Study (GIS), Dhjetor 2004, i përditësuar në Janar 2007.

Pjesa tjetër e këtij raporti është e organizuar si në vijim:

- Pjesa 2 ofron një përmbledhje të shkurtër të karakteristikave të furnizimit me energji elektrike dhe kërkesës për të në Kosovë gjatë dekadës së kaluar;
- Pjesa 3 përshkruan pritjet për kërkesën deri në vitin 2025;
- Në pjesën 4 identifikohen opsionet për furnizim që Kosova i ka në dispozicion;
- Në pjesën 5 identifikohen opsionet që mund të kombinohen për të plotësuar kërkesën e pritur në Kosovë deri në vitin 2025;
- Pjesa 6 përfundon me një analizë se cili nga planet e identifikuar në pjesën 5 plotëson më së miri nevojat e Kosovës me kosto më të ulët.

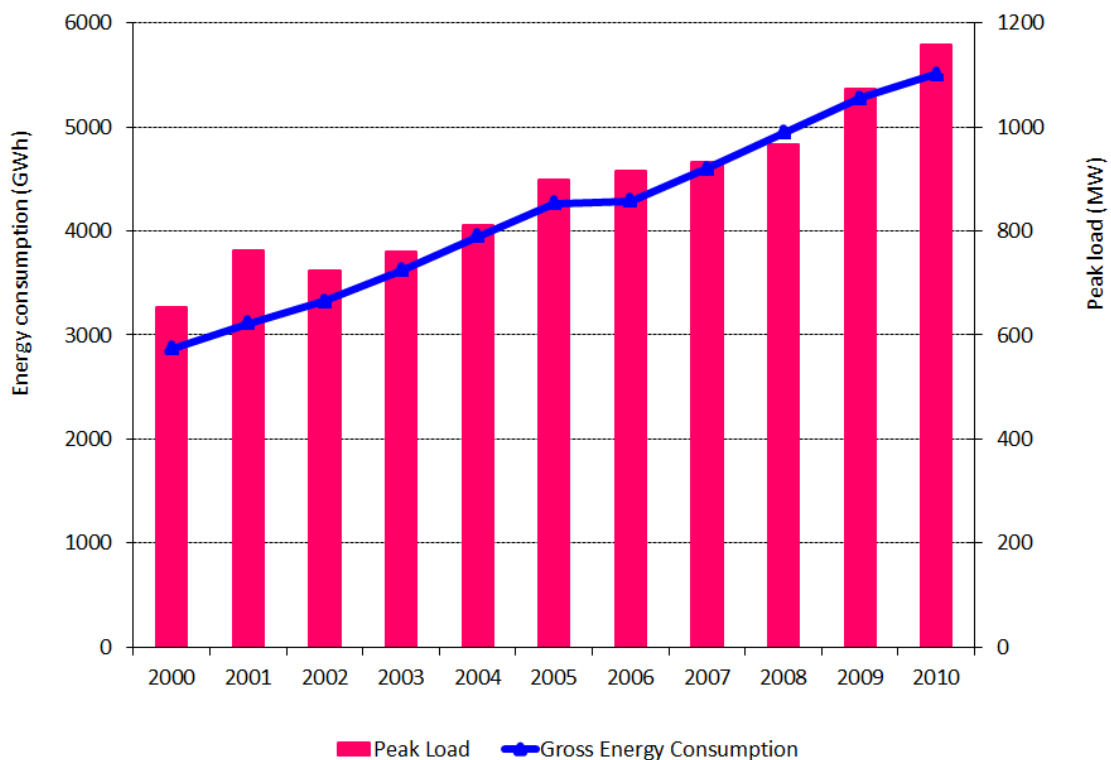
## 2 Ekuilibri aktual i kërkesës dhe furnizimit në Kosovë

Në këtë pjesë jepet një përmbledhje e ekuilibrit të kërkesës dhe furnizimit në Kosovë. Në pjesën 2.1 përshkruhen karakteristikat e kërkesës në të kaluarën në Kosovë. Në pjesën 2.2 përshkruhen karakteristikat e impianteve ekzistuese për prodhimin e energjisë elektrike, si dhe linjat e transmisionit dhe të shpërndarjes që janë në dispozicion për të mbuluar kërkesën.

### 2.1 Kërkesa për energji elektrike

Konsumi i energjisë dhe kërkesa maksimale në Kosovë janë rritur për më shumë se 90 për qind mes viteve 2000 dhe 2010; kërkesa maksimale është rritur për afër 90 për qind. Konsumi i energjisë është rritur sipas shkallës mesatare vjetore prej 6.7 për qind, ndërsa kërkesa maksimale, sipas shkallës mesatare vjetore prej afër 6 për qind. Figura 2.1 paraqet këtë trend.

**Figura 2.1: Historia e konsumit dhe e kërkesës maksimale në Kosovë**



Burimi: Zyra e Projektit për ndihmesë teknike në fushën e prodhimit të rrymës elektrike nga linjiti (LPTAP), Kosovë dhe KEK



## Reduktimet dhe ndërprerjet e rrymës

Reduktimet e shpeshta dhe ndërprerjet e paplanifikuara të rrymës kanë kufizuar rritjen e kërkesës dhe kanë humbur aspektin e kërkesës së rrymës sipas stinëve. Operatori i Sistemit, Transmisionit dhe i Tregut – KOSTT, bën reduktime gjatë periudhave të ngarkesës maksimale, në rastet kur prodhimi vendor dhe importet janë të pamjaftueshme për të mbuluar kërkesën. KOSST-i ka vlerësuar se gjatë viteve 2001-2007, kërkesa vjetore për energji elektrike do të ishte 300-700 GWh më e lartë po të mos kishte reduktime. Në vitet 2009 dhe 2010, reduktimet janë vlerësuar të jenë përkatësisht 373 dhe 205 MW.<sup>10</sup> Ndërprerjet e paplanifikuara të rrymës janë rezultat i dështimeve të të gjitha segmenteve të rrjetit: prodhimit, transmisionit dhe shpërndarjes.<sup>11</sup>

## Tarifat

Tarifat aktuale për konsumatorë nuk pasqyrojnë koston: konsumatorët e ekonomive familjare kryesisht subvencionohen nga konsumatorët që nuk i përkasin ekonomive familjare. Tarifat e ekonomive familjare në përgjithësi përfaqësojnë vlerësohen të jenë 20-30 për qind nën koston e përgjithshme të furnizuesit, ndërsa disa tarifa industriale dukshëm tejkalojnë nivelin e koston.<sup>12</sup> Lëvizjet drejt tarifave që reflektojnë koston më shumë do të ndikojnë në kërkesën e kategorive të ndryshme të konsumatorëve ashtu që ndikimi (siç paraqitet në pjesën e ardhshme të raportit) do të varet nga elasticiteti i çmimit të kërkesës së konsumatorit. Kosova aktualisht ka tetë grupe tarifore që pasqyrojnë voltazhe të ndryshme të shfrytëzimit dhe vëllime të konsumit. Tarifat për konsumatorët me voltazh të lartë, njehsorët e të cilëve matën më së shumti janë tarifa dypjesëshe (me fjalë të tjera, ato kanë komponentë fiks dhe të ndryshueshëm). Tarifat për të gjithë konsumatorët, njehsorët e të cilëve maten, dallojnë sipas stinës dhe sipas ditës (për konsumatorët e voltazhit të lartë dhe për disa vendbanime) që kanë njehsorë dytariforë. Tarifat për konsumatorë të ekonomive familjare pasqyrojnë një bllok-orar gjithnjë e më të madh, gjegjësisht tarifa më të larta për nivele më të larta të konsumit. Konsumatorët e ekonomive familjare, njehsorët e të cilëve nuk maten, paguajnë një shumë fikse mujore, të bazuar në konsumin e tyre të vlerësuar mujor. **Error! Reference source not found.** paraqet tarifat aktuale të energjisë elektrike në Kosovë.

## Forma e ngarkesës

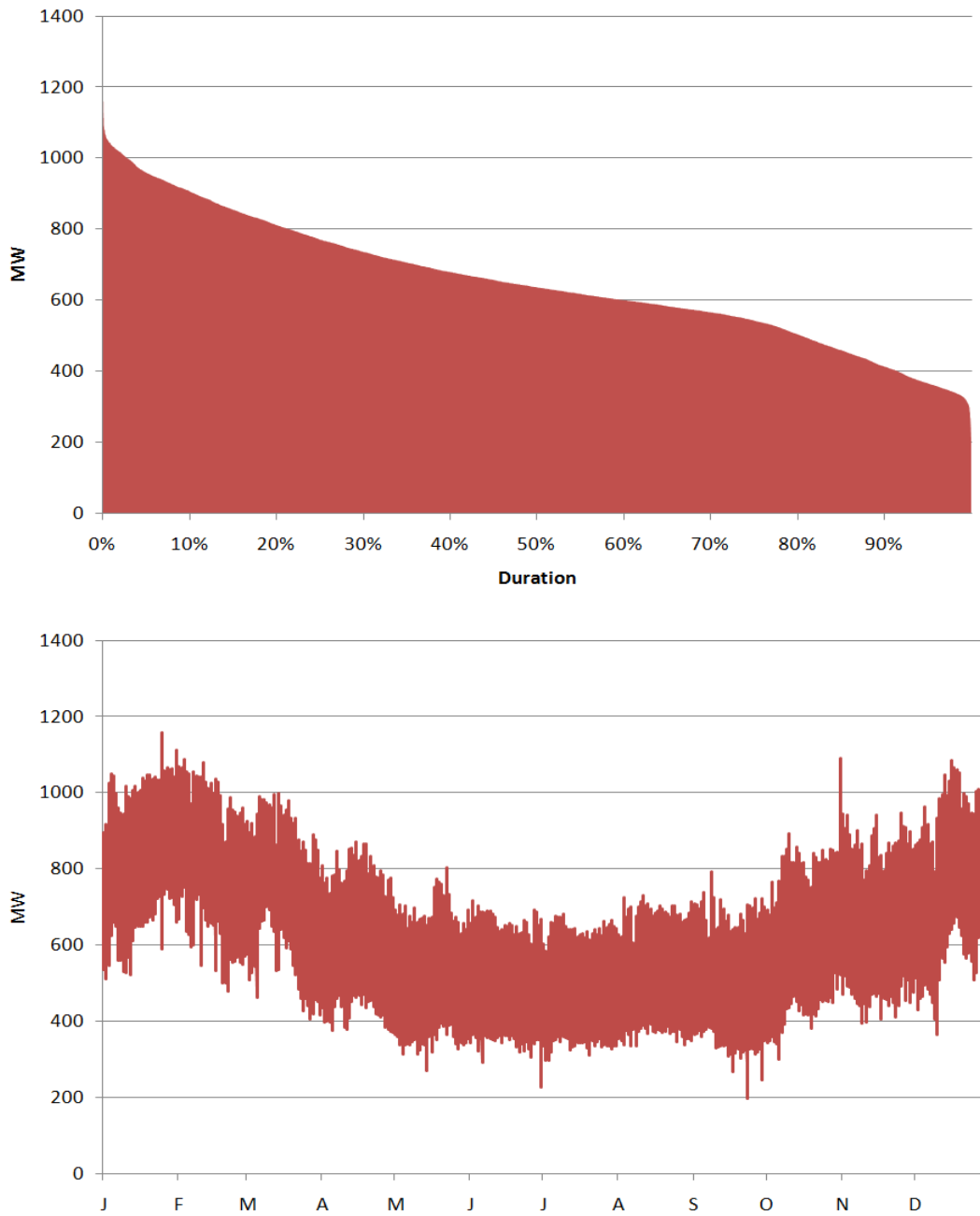
Konsumi i energjisë elektrike në Kosovë ka tendencë të arritjes së ngarkesës maksimale në stinën e dimrit. Faktorët e ngarkesës historikisht kanë lëvizur mes 50 dhe 60 për qind, por kërkesa sipas stinëve është humbur dhe faktorët e ngarkesës janë mbitheksuar për shkak të ndërprerjeve të planifikuara dhe të paplanifikuara të rrymës. Figura 2.2 tregon kurbën e kohëzgjatjes së ngarkesës dhe trendin e konsumit vjetor për vitin 2010.

<sup>10</sup> Zyra e Rregullatorit të Energjisë, *Deklarata e sigurisë së furnizimit për Kosovë (rryma elektrike, gazi natyror dhe nafta)*, korrik, 2011.

<sup>11</sup> KOSTT, *Plani i mjaftueshmërisë së gjenerimit (2009-15)*, tetor 2008.

<sup>12</sup> Termi “kosto financiare” përdoret për të dalluar “koston ekonomike”, që është bazë për analizë në pjesën 5 dhe të analizës së ndjeshmërisë në pjesën 6 të raportit.

**Figura 2.2: Kurba e kohëzgjatjes së ngarkesës dhe kërkesa sipas stinëve (2010)**



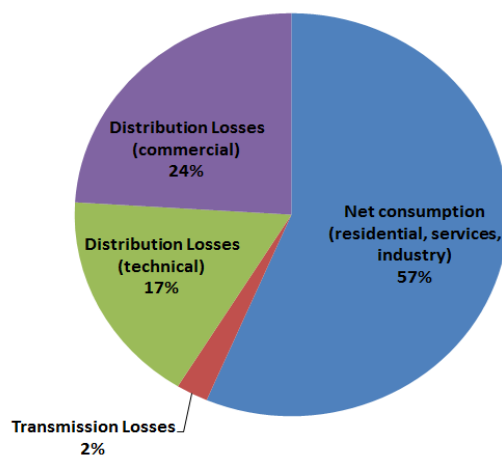
Burimi: Tabelat e dhëna nga KOSTT-i

## Përbërja e kërkesës

Pjesa më e madhe e kërkesës për energjinë elektrike të matur vjen nga ekonomitë familjare (përafërsisht 63 për qind në vitin 2010), e cila pasohet nga kërkesa e industrisë. Humbjet teknike dhe joteknike të shpërndarjes së bashku paraqesin 40 për qind të energjisë së gjithëmbarshme elektrike të prodhuar. Humbjet joteknike janë zvogëluar gjatë viteve të fundit, nga përafërsisht 30 për qind sa ishin në vitin 2006, në 24 për qind në vitin 2010. Humbjet në vitin 2010 gjithsej kanë qenë rreth 2,000 GWh. Sistemi aktual i ngrohjes qendrore në Prishtinë dhe Gjakovë, nëse nuk menaxhohet si duhet, gjatë dimrit po ashtu mund të ngarkojë sistemin e energjisë elektrike me një kërkesë shtesë prej 70-100 MW gjatë dimrit.<sup>13</sup>

Zvogëlimet e humbjeve joteknike do të zvogëlojnë konsumin e energjisë elektrike sepse ekonomitë familjare që nuk maten është treguar se kanë shfrytëzuar sasi dukshëm më të madhe të energjisë elektrike (në disa raste, afër dyfishit të sasisë së shfrytëzuar nga ekonomitë që janë matur).<sup>14</sup> Trajtimi i vjedhjeve dhe i mospagesës së energjisë së konsumuar elektrike nga ekonomitë familjare të matura do të zvogëlonte kërkesën dhe do të kishte efekt të rëndësishëm të rritjes së të hyrave të KEK-ut (sepse një pjesë e madhe e 'humbjeve' joteknike në fakt ka të bëjë me rrymën elektrike që është konsumuar, por që nuk është paguar).

**Figura 2.3: Përbërja e konsumit bruto të energjisë elektrike (2010)**



Burimi: Zyra e rregullatorit të energjisë, Siguria e furnizimit për Kosovë (energji elektrike, gazi natyror dhe nafta), korrik 2011.

<sup>13</sup> Kjo ngarkesë prej 70-100 MW nuk është përfshirë në parashikimet e kërkesës të paraqitura në pjesën 3.

<sup>14</sup> CESI, EIMV, Ramboll Oil and Gas, and Rheinbraun Engineering Und Wasser GMBH (consortium), *Projekti për ndihmesën teknike në sektorin e energjisë (ESTAP) Kosovë, Raporti përfundimtar*, qershor 2002 ("ESTAP") (Përgatitur për Misionin e Administratës së Përkohshme të Kombeve të Bashkuara në Kosovë – UNMIK).

## 2.2 Furnizimi me energji elektrike

Sistemi energjetik i Kosovës ka kapacitet të instaluar për prodhimin e energjisë elektrike prej 1,524 MW, me rreth 920 MW kapacitet neto në dispozicion.<sup>15</sup> Pjesa më e madhe e prodhimit vjen nga dy termocentralet, Kosova A dhe Kosova B, me gjithsej kapacitet të instaluar prej 800MW (në dispozicion 350 MW) dhe 678 MW (në dispozicion 500-540 MW), përkatësisht. Një pjesë e vogël e prodhimit vjen nga hidrocentrali i Ujmanit dhe ai i Lumbardhit, që kanë kapacitete të instaluar prej 35MW dhe 8.3 MW, përkatësisht (shih Tabela 2.1).

Megjithatë, jo i tërë kapaciteti i instaluar është në dispozicion. Kosova A- termocentrali më i madh dhe më i vjetri – është shumë jo i besueshëm dhe joekonomik. Dy nga blloqet e tij, A1 dhe A2 janë jashtë funksionit, ndërsa blloqet A3-A5, edhe pse të riparuar gjatë viteve 2006-2008, ende mbesin të pasigurta dhe punojnë dukshëm nën kapacitetin e tyre të instaluar. Sot, kapaciteti total i Kosovës A është 350 MW. I tërë termocentrali planifikohet të dekomisionohet në vitin 2017.

Termocentrali Kosova B, edhe pse më i ri se Kosova A, vazhdon të ketë probleme mekanike dhe elektrike që rezultojnë me ndërprerje të shpeshta të prodhimit në të dy blloqet. Këto blloqe kanë zvogëluar prodhimin aktiv të rrymës për shkak të dëmtimit të rotorëve të turbinave dhe përkeqësimit të kushteve të punës të pjesëve të tjera të rëndësishme, duke zvogëluar kështu kapacitetin neto në rreth 500-540 MW për tërë termocentralin.

Duke marrë parasysh këto çështje, kapaciteti neto i punës i sistemit energjetik të Kosovës është rreth 920 MW. Në përpjekje për t'i zbutur problemet me termocentralin ekzistues, parashihet që Kosova B t'i nënshtrohet rehabilitimit të madh me qëllim të i) përmirësimit të sistemit për kontrollin e emetimit në mënyrë që të jetë në përputhje me standardet e BE-së, dhe ii) përmirësimit të efikasitetit të saj operues dhe të besueshmërisë.

Për t'i plotësuar kushtet e BE-së, blloqet e Kosovës B do të duhet të pajisen me stabilimente për zvogëlimin e emetimeve, duhet të riparohen precipitatorët ekzistues elektrostatik dhe duhet të gjenden mënyra për zvogëlimin e pluhurit nga sistemet e bartjes së linjtit dhe të hirit. Lidhur me ekonomizimin e punës, rehabilitimi i turbinës dhe përmirësimet e tjera teknike pritet të rezultojnë në rritje të kapacitetit neto të bllokut deri në 309 MW për secilin bllok apo 618 MW për tërë termocentralin (duke e çuar kështu në kapacitetin neto të paraparë fillimisht të termocentralit).

---

<sup>15</sup> Kapaciteti neto i punës shkon prej 840 deri në 900MW të kapacitetit të termocentraleve, ndërsa kapaciteti neto i hidrocentraleve është rreth 42 MW.

**Tabela 2.1: Karakteristikat e impianteve për prodhimin e energjisë elektrike në Kosovë**

Emërtimi i impiantit	Karburanti	Kapaciteti i instaluar (MW)	Kapaciteti neto në dispozicion <sup>16</sup> (MW)	Prodhimi (GWh 2010)	Komisionuar	Kohëzgjatja e shfrytëzimit (Mbyllja)
Kosova A	Linjit					
Blloku A1		65			1962	Nuk funksionon
Blloku A2		125			1964	Nuk funksionon
Blloku A3		200			1970	
Blloku A4		200			1971	
Blloku A5		210			1975	
<b>Gjithsej Kosova A</b>		<b>800</b>	<b>345-370<sup>17</sup></b>	<b>1740</b>		<b>2017</b>
Kosova B	Linjit					
Blloku B1		339			1983	
Blloku B2		339			1984	
<b>Gjithsej Kosova B</b>		<b>678</b>	<b>500-540</b>	<b>3271</b>		<b>2027-30</b>
Ujmani	Hidro	35	32	114*		2033
Blloku 1		17.5			1983	
Blloku 2		17.5			1983	
Lumbardhi	Hidro	8.8	8.0	42		
<b>Tjetër</b>	<b>Hidro</b>	<b>2.1</b>	<b>2.07</b>			
<b>Gjithsej</b>		<b>1,523.9</b>	<b>887-952</b>			

\*(80-90 me hyrje mesatare)

Burimet: Poyry Power Market Review, ZRE Siguria e furnizimit për Kosovë, 2011

<sup>16</sup> Niveli i energjisë elektrike që mund ta përballoj blloku gjatë një periudhe të dhënë, minus çfarëdo kapaciteti në MW që mund të përdoret për servisimin e atij stacioni të bllokut apo ngarkesat shtesë.

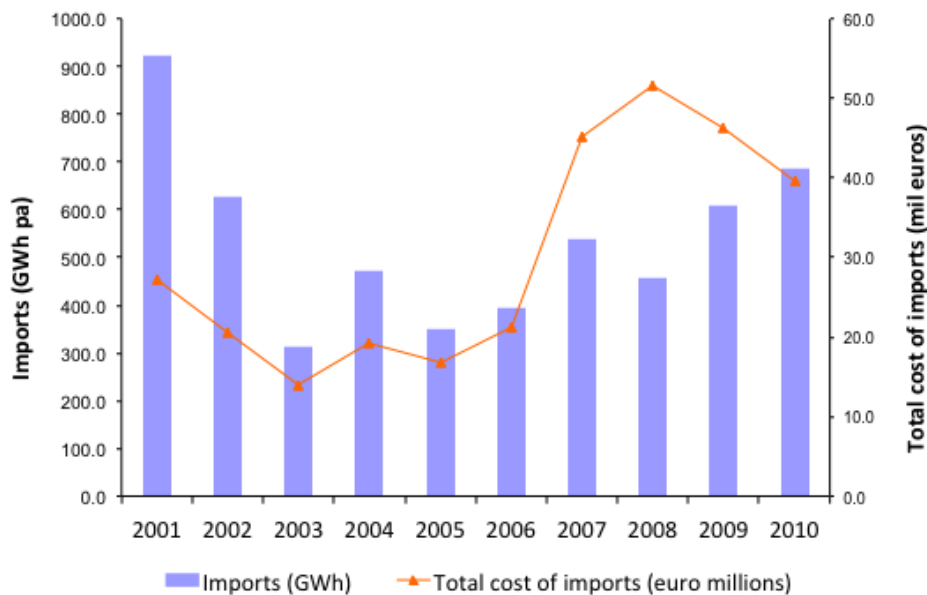
<sup>17</sup> Edhe pse kapaciteti aktual në dispozicion është më i madh se 300MW, Kosova A3 dhe A4 aktualisht nuk mund të funksionojë njëkohësisht. Me këtë kufizim, kapaciteti neto në dispozicion është përafërsisht 230 MW.

Linjiti i bollshëm i cilësisë së mirë është i vetmi burim i rëndësishëm vendor i energjisë primare elektrike, që aktualisht përdoret për prodhimin e energjisë. Me përjashtimin e impianteve të përshkruara më lartë dhe një numri të hidrocentraleve më të vogla, pothuajse nuk ka prodhim të energjisë elektrike nga burimet e tjera të energjisë në Kosovë.

### Importet

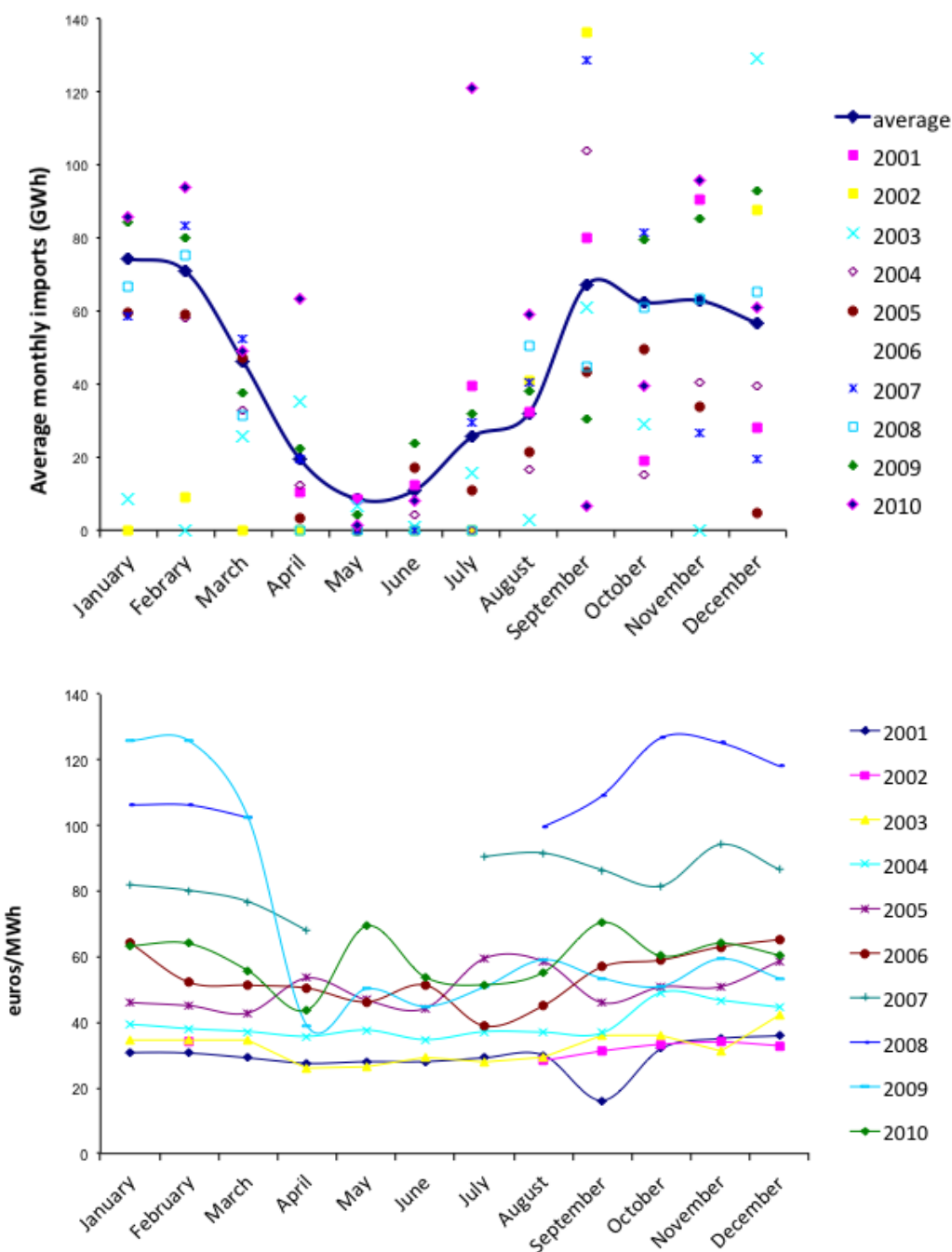
Importet e energjisë elektrike përmes interkoneksioneve kanë qenë të rëndësishme për Kosovën gjatë dekadës së kaluar. Importet neto në Kosovë janë sjellë mes 5 dhe 17 për qind të konsumit vjetor që nga viti 2001, me një ndryshim të madh mes viteve dhe brenda viteve (sipas stinëve), ashtu siç është paraqitur në Figura 2.4 dhe Figura 2.5. Kosova ka kontrata për këmbim të energjisë me Shqipërinë. Çmimet mesatare të importit për MWh kanë pasur ndryshime domethënëse gjatë kësaj periudhe, gjegjësisht mes 30€ dhe 113€. Çmimi i eksporteve nga Kosova ka qenë prej 30€ deri në 40€ për MWh gjatë periudhës së njëjtë kohore. Vëllimi i importeve kufizohet nga disponueshmëria e prodhimit të tepërt në vendet eksportuese, kapaciteti i interkoneksionit dhe kostoja. Për shembull, interkoneksioni me Serbinë nuk është i sigurt, ndërsa disponueshmëria e rrymës nga Shqipëria varet nga kushtet hidrologjike atje. Sa i përket kufizimeve të kostos, importet janë të limituara nga aftësia financiare e KEK-ut për të financuar blerjet, duke marrë parasysh nivelet e larta të humbjeve joteknike.<sup>18</sup> Kostoja totale e importeve të energjisë elektrike përafërsisht është dyfishuar në pesë vitet e kaluara. Megjithatë, çmimet për njësi kanë rënë që nga viti 2008 si rezultat i rënies së kërkesës në regjion për shkak të krizës globale financiare.

**Figura 2.4: Importet e energjisë elektrike nga KEK-u dhe kostoja 2001-10**



<sup>18</sup> MEM, *Strategjia e energjisë për Republikën e Kosovës për periudhën 2009-2018*, shtator 2009. Në faqe 44, thuhet se “sasia e energjisë elektrike të importuar do të varet nga [sic] kontrolli i konsumit të saj dhe kryesisht nga eliminimi i humbjeve komerciale.”

Figura 2.5: Importet e energjisë elektrike sipas stinëve të vitit dhe çmimet 2001-10



Kurbat e lartshënuara pasqyrojnë faktin se importet në përgjithësi ndalen gjatë muajve të verës, kur kërkesa në Kosovë është më e vogël.

### 3 Ekuilibri i ardhshëm i kërkesës-furnizimit në Kosovë

Parashikimet e kërkesës për energji elektrike janë përgatitur në kuadër të Projektit të Ndhimesës Teknike në Sektorin e Energjisë (ESTAP) në vitin 2002, dhe janë përditësuar nga grupi konsulent, i udhëhequr nga Pöyry në vitin 2007.<sup>19</sup> Në kohën kur është përgatitur studimi i ESTAP-së, mungesa e të dhënave të besueshme për konsumin e energjisë ka penguar qasjen konvencionale për modelimin e kërkesës. Rrjedhimisht, përmes kësaj qasjeje janë shfrytëzuar projeksionet e karakteristikave teknike të shfrytëzimeve të energjisë elektrike nga përdoruesit e fundit nga nivelet e vitit 2002. Përditësimi i parashikimit në vitin 2007 thjeshtë ekstrapoloi qasjen e ESTAP-së. Një parashikim tjetër më i fundit afatgjatë është paraqitur nga KOSTT-i në Planin e tij për zhvillimin e transmisionit (2010-19).<sup>20</sup> Edhe pse në parashikim përmendet se faktorët e ndryshëm ekonomikë dhe teknikë janë marrë parasysh, duke përfshirë rritjen e parashikuar ekonomike, zhvillimin potencial industrial dhe zvogëlimin e paraparë të humbjeve teknike dhe joteknike, ky parashikim ka qenë i ndikuar nga mungesa e të dhënave të sakta ekonomike.

Në mungesë të të dhënave të hollësishme dhe të sakta për strukturën e kërkesës nga përdoruesit e fundit dhe për nxitësit kryesorë të zhvillimit ekonomik, të gjitha parashikimet për kërkesën kanë mangësi. Rrjedhimisht, parashikimet për kërkesë duhet të përditësohen herë pas here për të marrë për bazë sjelljet aktuale ekonomike dhe ato të konsumatorëve.

Duke marrë parasysh ndryshimet domethënëse në Kosovë që nga viti 2002, ekstrapolimi i mëtejshëm i parashikimeve të ESTAP/Pöyry nuk do të ofronte një parashikim të besueshëm të kërkesës për energji elektrike. Baza teknike, në të cilën janë bazuar ato parashikime ka ndryshuar dukshëm që nga vitet e pasluftës. Përveç kësaj, konsumi aktual në pesë vitet e kaluara ka dalë të jetë më afër skenarëve të rritjes së lartë të kërkesës se sa skenarëve me kërkesë më të vogël. Kjo ka ndodhur pjesërisht për shkak të shkallës më të ulët të zvogëlimit të humbjeve, zbatimit të masave menaxhuese të orientuara nga kërkesa dhe përshtatjeve të tarifave në nivele të mbulimit të koston.

Rrjedhimisht, për qëllime të kësaj analize, është përgatitur një parashikim për kërkesën e energjisë elektrike (për periudhën deri në vitin 2025) i bazuar në funksionin e rritjes së kërkesës të nxitur nga çmimi i energjisë elektrike dhe Bruto Prodhimi Vendor (BPV). Parashikimi përfaqëson vlerësim të rendit të parë për atë se si kërkesa për energji elektrike do të zhvillohet gjatë një periudhe afatmesme dhe afatgjatë në bazë të kushteve të projektuara ekonomike.

---

<sup>19</sup> ESTAP, qershor 2002; Pöyry, CESI dhe DECON (konzorcium), *Studimet për përkrahjen e zhvillimit të kapaciteteve të reja të prodhimit dhe transmisioni i ndërlidhur me to*, përgatitur për Kosovën, UNMIK, nëntor 2007.

<sup>20</sup> KOSTT, *Plani për zhvillimin e transmisionit (2010-19)*, maj 2010.



### 3.1 Metodologjia bazë e parashikimit

Metodologjia e parashikimit të nivelit ekonomizues të kërkesës për energji elektrike gjatë një periudhe më të gjatë bazohet në raportin vijues mes rritjes së kërkesës për rrymë dhe shkallës reale të rritjes së të hyrave, si dhe shkallës reale të rritjes së çmimit të rrymës elektrike, duke supozuar se ekuacioni i elasticitetit të kërkesës për rrymë është konstant:

Shkalla e rritjes së kërkesës është e barabartë me shkallën e rritjes së çmimeve herë elasticiteti i çmimit plus shkalla e rritjes së të hyrave herë elasticiteti i të hyrave. Kjo barazi mund të shprehet me formulën vijuese:

$$d = p*b + g*a$$

ku:

$d$  = shkalla mesatare vjetore e rritjes së kërkesës

$a$  = elasticiteti i të hyrave (pozitive)

$g$  = rritja e të hyrave reale mes periudhave pasuese të parashikimit

$b$  = elasticiteti i çmimit i kërkesës (negativ)

$p$  = ndryshimi i çmimeve reale të rrymës mes periudhave pasuese të parashikimit

Për qëllime të përdorimit të këtij modeli, periudha e parashikimit është viti kalendarik, ndërsa vlerësimet e elasticitetit të çmimeve dhe elasticitetit të të hyrave për kërkesën e rrymës në Kosovë kryesisht janë nxjerrë nga analiza e ESTAP-së. Qasja e zbatuar për nxjerrjen e këtyre vlerësimeve është paraqitur në shtojcën A dhe është përmbledhur më poshtë:

- Elasticiteti konstant i çmimeve për kërkesën e energjisë elektrike është i barabartë me -0.20 për konsumin total të Kosovës, atëherë kur niveli mesatar i tarifave të rrymës në kuadër të grupeve tarifore të konsumatorëve ndryshohet;
- Elasticiteti specifik i çmimit për kërkesën e energjisë elektrike është i barabartë me -0.40 për zvogëlimin e konsumit që vjen si rrjedhojë e zvogëlimit të humbjeve joteknike (kryesisht për faturat e papaguara nga ekonomitë familjare);
- Elasticiteti konstant i të hyrave i kërkesës për energji elektrike është i barabartë me +1.31.

Modeli rezultues i parashikimit të kërkesës për energji elektrike i rendit të parë për vitin  $n+1$  është:

$$D_{n+1} = D_n*(1-0.40*p_{n+1} + 1.31*g_{n+1})$$

ku  $D_n$  është kërkesa për energji nga përdoruesit në vitin  $n$  të periudhës së parashikimit, dhe  $D_{n+1}$  është kërkesa për energji nga shfrytëzuesit në vitin  $n+1$ ,  $p_{n+1}$  është ndryshimi i paraparë i çmimeve reale të energjisë elektrike mes viteve,

$n$  dhe  $n+1$ ,  $g_{n+1}$  është rritja e paraparë e të hyrave reale mes viteve  $n$  dhe  $n+1$ , dhe  $n$  është e barabartë me një në vitin 2011.

Kërkesa për energji elektrike e nxjerrë nga ky model është konsum i pakufizuar nga parashikimi, pa zvogëlim të humbjeve nga niveli aktual. Kjo kërkesë e parashikuar më pastaj bartet në **bruto energjinë e dërguar në rrjetin elektrik nga impiantet e prodhimit të rrymës, e nevojshme për të furnizuar konsumin e pakufizuar nga parashikimet, me zvogëlime të planifikuara të humbjeve joteknike**. Në këtë ndryshim merret parasysh supozimi për zvogëlimin e humbjeve teknike dhe joteknike.

Futja e efekteve të elasticitetit të çmimit dhe të elasticitetit të të hyrave realizohet përmes procesit vijues, të përbërë prej tri fazave.

- Në fazën e parë, e cila është përshkruar më lartë, vlera e elasticitetit të të hyrave është kombinuar me rritjen e parashikuar të BPV-së, por nuk supozohet ndonjë ndryshim në tarifën mesatare të energjisë elektrike në kuptim të çmimeve reale. Kjo pjesë e analizës krijon **parashikimin preliminar të kërkesës për rastin bazë**.
- Në fazën e dytë, kostoja ekonomike e mbulimit të kësaj kërkesë të parashikuar llogaritet në bazë të metodologjisë së përshkruar në seksionin 6.1. Këto shpenzime përfshijnë shpenzimet lokale socio-ekonomike të imponuara nga emetimet atmosferike ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ , hiri, etj) të djegies së karburanteve fosile për prodhimin e rrymës në Kosovë. Këto shpenzime nuk përfshijnë çmimin e dioksidit të karbonit dhe shpenzimet e ndërtimit e të funksionimit të opsioneve me kosto të lartë të energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme.
- Në fazën e tretë, **parashikimi ekonomik i kërkesës për energji elektrike** në rastin bazë nxirret me çmimet e energjisë elektrike që pasqyrojnë nivelin e kostos ekonomike të furnizimit të kërkesës së paraparë preliminare për rastin bazë. Në rastet kur kjo kosto ekonomike është dukshëm më e lartë se tarifa e tanishme mesatare e rrymës – që konsiderohet si e barabartë me nivelin mesatar në Kosovë gjatë vitit 2010 – dallimi mes dy masave paraqet vlerësimin e rritjes së çmimeve të energjisë elektrike nga niveli aktual, e cila kërkohet për të vlerësuar kërkesën e energjisë elektrike që është në përputhje me parimet e ekonomizimit. Në rastet kur rritja e çmimit është e madhe, atëherë modeli bëhet sipas hapave të përballueshëm vjetor, që në praktikë do të thotë deri në vitin 2025. Modeli i kërkesës për energji elektrike rizbatohet me rritjen e vlerësuar të çmimit të rrymës, të kombinuar me vlerën e elasticitetit të çmimit të kërkesës për rrymë elektrike, si dhe me vlerën e elasticitetit të të hyrave, të kombinuar me rritjen e parashikuar të BPV-së.

Parashikimi ekonomik i rastit bazë është parashikimi i përdorur për vlerësimin e opsioneve për furnizim me energji elektrike.

### 3.2 Parashikimi i konsumit të energjisë elektrike (GWh)

Parashikimi preliminar i kërkesës për rastin bazë është llogaritur nga modeli i kërkesës, duke përdorur supozimin prej 4.5 për qind të rritjes reale të BPV-së në vit, duke filluar nga viti 2011 deri në vitin 2025.<sup>21</sup> Në bazë të këtyre supozimeve, konsumi i energjisë elektrike në Kosovë do të rritej sipas mesatares prej 4.6 për qind në vit gjatë periudhës deri në vitin 2025. Shtojca A tregon parashikimin vjetor, vit pas viti, dhe ecurinë deri te ardhja në këtë parashikim.

Masa e kostos ekonomike, e përdorur për analizë është **Kostoja Afatgjate Mesatare Rritëse (KAMRr)**, e cila përkufizohet në Shtojca A.

KAMRr-ja për rastin bazë paraprak vlerësohet të jetë 0.080 € për kWh që dërgohet prej impianteve tek rrjeti i energjisë elektrike (shih Tabelën e shtojcës A.5 **Error! Reference source not found.**).

Vlerësimi i kostos ekonomike të furnizimit krahasohet me tarifën mesatare të faturuar në vitin 2010, siç është përshkruar më lartë. Rrjedhimisht, KAMRr-ja duhet të shndërrohet në koston e barasvlershme të faturuar për kWh.

- Duke supozuar nivelin aktual të humbjeve teknike në vitin 2010 prej 16.6 për qind të energjisë totale të dërguar në rrjetin elektrik deri te konsumatorët, si dhe duke përfshirë shtesën e pranueshme të ekonomizimit prej 5 për qind të humbjeve joteknike, të cilat duhet t'i mbulojë furnizuesi nga të hyrat e faturuara, kjo kosto ekonomike e furnizimit është e barasvlershme me 0.103€ për kWh të faturuar krahasuar me çmimin konstant për vitin 2011.
- Në bazë të KEK-ut, në vitin 2010 ata kanë faturuar 201.3 milionë € për gjithsej konsumin e faturuar prej 3,496 GWh, që tregon se tarifa mesatare e KEK-ut ishte 0.0576 € për kWh të faturuar.<sup>22</sup>
- Rrjedhimisht, KAMRr-ja e vlerësuar është 78 për qind më shumë se tarifa mesatare në vitin 2010. Ky dallim mund të tejkalohet përmes një rritjeje vjetore prej 4.2 për qind të nivelit mesatar të tarifës, krahasuar me çmimet konstante të vitit 2011, duke filluar nga viti 2012 deri në vitin 2025 sipas bazave të përshkruara më lartë. Këto çmime pasqyrojnë koston ekonomike me qëllim të nxjerrjes së kërkesës ekonomizuese. Ato nuk pasqyrojnë koston financiare apo tarifën e nevojshme për mbulimin e kostove financiare, të cilat dallojnë nga kostot ekonomike.

<sup>21</sup> Supozimi është bërë duke u bazuar në parashikimin e FMN-së të rritjes reale të BPV-së për periudhën 2012 deri 2016, që arrin mesataren prej 4.5 për qind (Raporti i FMN-së për shtetin nr. 11/210, korrik 2011).

<sup>22</sup> Tarifa e tanishme për energji elektrike në Kosovë është e ulët, krahasuar me çmimet mesatare të energjisë elektrike në vendet e Evropës juglindore në gjashtëmujorin e dytë të vitit 2011, të cilat janë si në vijim: (eurocent për kWh): Shqipëria - 8.66; Bosnja dhe Hercegovina - 6.35; Bullgaria - 8.26; Kroacia - 10.76; Maqedonia - 8.00; Mali i Zi - 6.89; Rumania - 9.22; Serbia 6.86; Kosova - 5.74. (Burimi: Asociacioni Regjional i Rregullatorëve të Energjisë (ERRA): faqja e internetit <http://www.erranet.org>).

Rrjedhimisht, **parashikimi ekonomik i kërkesës në rastin bazë** nxirret përmes rritjeve vjetore prej 4.2 për qind të çmimeve të energjisë elektrike dhe me elasticitetin çmimor të kërkesës të barabartë me  $-0.2$ , të kombinuar me vlerën  $+1.31$  për elasticitetin e të hyrave dhe me një rritje vjetore të BPV-së reale prej 4.5 për qind gjatë periudhës së planifikimit.

Efekti i futjes së elasticitetit të çmimit në kërkesë është zvogëlimi i parashikimit të energjisë bruto të furnizuar në vitin 2020 nga 8,819 GWh në 8,208 GWh, apo 6.93 për qind nga sasia paraprake. Zvogëlimi korrespondues në vitin 2025 është prej 11,488 GWh në 10,274 GWh ose 10.57 për qind të sasisë paraprake. Sipas këtij rasti bazë, kërkesa parashihet të rritet mesatarisht për 4.6 për qind në vit, duke filluar nga viti 2010 deri në vitin 2025.

Burimet e zvogëlimeve të mëdha të tilla të kërkesës janë identifikuar në studimin e ESTAP. Burimi më i madh është ekonomizimi mi i mirë i ngrohjes në shtëpi dhe zyra. Realizueshmëria e këtij ekonomizimi në parim mund të paraqitet përmes përditësimit të parashikimeve të ESTAP-së si në vijim: konsumi i energjisë elektrike për ngrohjen e hapësirave në Kosovë në vitin 2010 duket të ishte rreth 1,800 GWh, dhe do të mund të rritej në rreth 2,900 GWh në vitin 2025. Duke supozuar se përmirësimi afatgjatë në efikasitetin e ngrohjes duhet të jetë rreth 35 për qind të nivelit të tanishëm, dhe se ky nivel do të mund të arrihej deri në vitin 2025, kursimi potencial afatgjatë në konsumin e energjisë për ngrohjen e hapësirave deri në vitin 2025 do të ishte rreth 1,000 GWh. Ky kursim do të përbënte rreth katër të pestat të zvogëlimit në kërkesë për atë vit nga rritja e paraparë e çmimeve të energjisë elektrike sipas parashikimit ekonomik të kërkesës në rastin bazë. Një e pesta tjetër do të mund të fitohej nga ekonomizimi i përmirësuar për shfrytëzime të tjera të energjisë elektrike, konservimi i energjisë dhe nga zëvendësimi i karburanteve.

Rasti i ndjeshmërisë për krahasimin e planeve për furnizim me rrymë bëhet sipas parashikimit ekonomik të kërkesës sipas rastit të kërkesës së ulët, ku rritja e parashikuar e BPV-së zvogëlohet në 3.0 për qind në vit nga 4.5 për qind në vit, të përdorur në rastin bazë. Kjo rritje më e ulët e BPV-së kombinohet me rritjen e çmimit, të përdorur për rastin bazë për të krijuar rastin më të ulët, sipas së cilit parashihet që kërkesa të rritet mesatarisht 2.9 për qind në vit nga viti 2010 deri në vitin 2025.

Shtojca A tregon se si është arritur deri te këto tri parashikime për kërkesë, duke përdorur metodologjinë e përshkruar më lartë. Tabela 3.1 përmbledh këto raste.

**Tabela 3.1: Përmbledhje e rasteve të parashikimit të kërkesës për energji elektrike**

	<b>Energjia bruto për furnizimin e konsumit të pakufizuar nga përdoruesit e fundit me zvogëlime të planifikuara të humbjeve joteknike (GWh)</b>				
	<b>Viti</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
		<b>E tanishme</b>	<b>E parashikuar</b>	<b>E parashikuar</b>	<b>E parashikuar</b>
Parashikimi preliminar i kërkesës në rastin bazë		5,271	7,114	8,819	11,488
<i>Rritja vjetore e furnizimit bruto me energji</i>			6.18%	4.39%	5.43%
Kërkesa sipas rastit bazë ekonomik		5,271	6,890	8,208	10,274
<i>Rritja vjetore e furnizimit bruto me energji</i>			5.51%	3.56%	4.59%
Parashikimi i kërkesës sipas rastit ekonomik bazë më të ulët		5,271	6,527	7,075	8,058
<i>Rritja vjetore e furnizimit bruto me energji</i>			4.37%	1.62%	2.64%

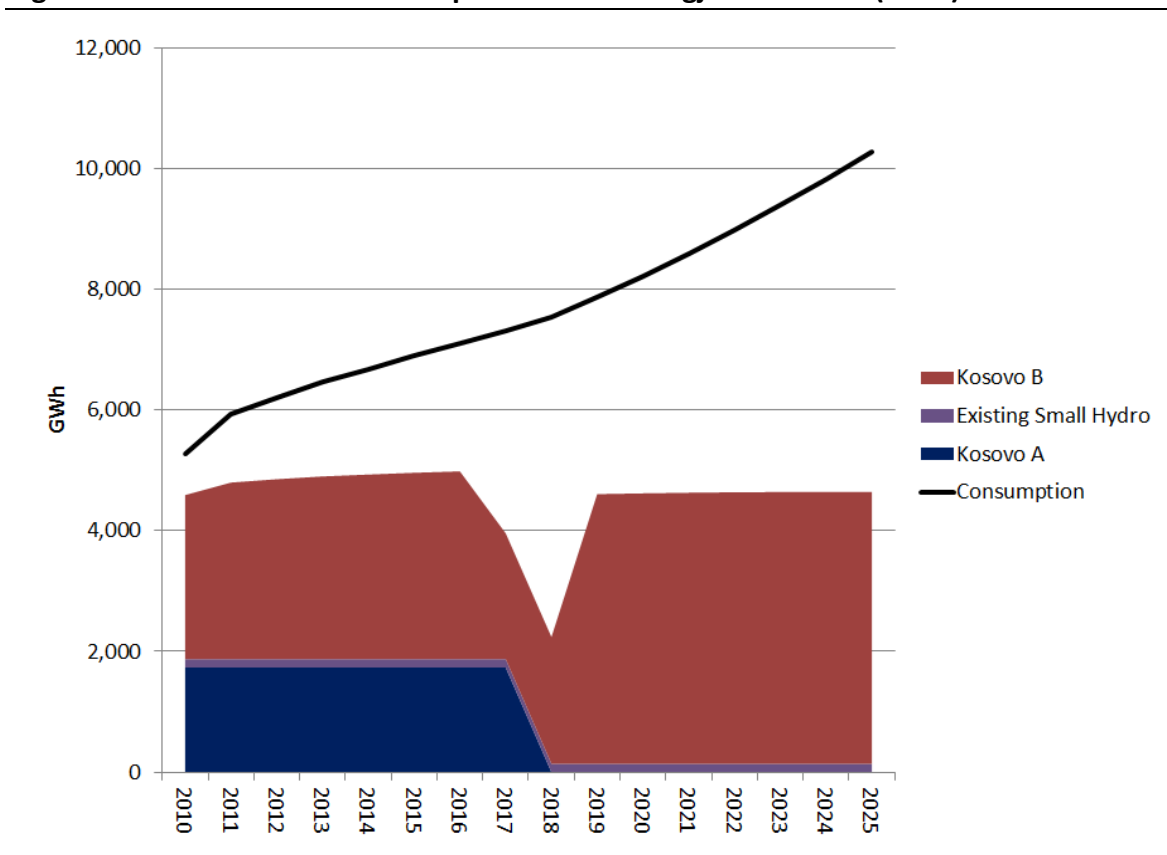
Tabela 3.2 tregon parashikimet e ndryshme të kërkesës të diskutuara në fillim të kësaj pjese të raportit. Kjo për krahasim me rastin bazë dhe me rastin e ulët ekonomik të parashikimeve për kërkesë, të paraqitur në tabelën 3.1. Në vitin 2015, viti i fundit për shumicën e parashikimeve paraprake, parashikimi për rastin bazë ekonomik i përdorur për studim është pothuajse i njëjtë me parashikimin e KOSTT-it. Parashikimi në rastin e ulët ekonomik, i përdorur për analizën e aspekteve të ndjeshmërisë në këtë studim hyn në kornizën e kërkesave për parashikimet paraprake.

**Tabela 3.2: Parashikimet e mëparshme të kërkesës**

Kërkesa për energji	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
Rasti i kërkesës bazë i studimit të ESTAP	3,586					4,272	5,137		
Studimi i ESTAP-së për rastin e kërkesës së lartë	3,769					4,988	6,519		
Studimi Poyry	4,562		4,966			5,136	5,696	6,219	
KOSTT						5,700	6,800		
Strategjia e energjisë						5,226	6,295		
Konsumi aktual	4,266	4,285	4,597	4,944	5,275	5,506			

Figura 3.1 tregon dallimin e parashikimit mes konsumit (sipas rastit të kërkesës bazë ekonomike në tabelën 3.1) dhe furnizimin vendor në dispozicion gjatë periudhës kohore deri në vitin 2025. Rënia e furnizimit në vitet 2017-2019 pasqyron rehabilitimin e planifikuar të Kosovës B.

**Figura 3.1: Dallimi i ardhshëm në prodhimin e energjisë elektrike (GWh)**



### 3.3 Parashikimi i kërkesës maksimale – (“peak”) (MW)

Kërkesa maksimale në sistemin që nuk ka kufizime është vlerësuar duke u bazuar në faktorët e ngarkesës së sistemit energjetik, të paraqitur nga ESTAP për situatën, ku zbatohen masat për zvogëlimin e humbjeve teknike dhe joteknike. Faktori i parashikuar vjetor i ngarkesës së sistemit prej 0.545 nga viti 2015 është bazuar në faktorët e projektuar nga ESTAP për rastin e modelimit, ku supozohet se zbatohen masat për zvogëlimin e humbjeve joteknike.

Nën supozimin se masat e tilla zbatohen gjatë periudhës pesëvjeçare, vlerat e parashikimit për ngarkesën maksimale të sistemit janë paraqitur në Tabela 3.3. Dallimi i parashikimit mes kërkesës maksimale dhe furnizimit maksimal në dispozicion është paraqitur në Figura 3.2. Nën supozimet e rastit bazë, rritja e kërkesës maksimale është parashikuar në rreth 4.2 për qind në vit, ndërmjet vitit 2010 dhe 2025.

**Tabela 3.3: Përmbledhje e parashikimeve të kërkesës maksimale në sistemin energjetik të Kosovës**

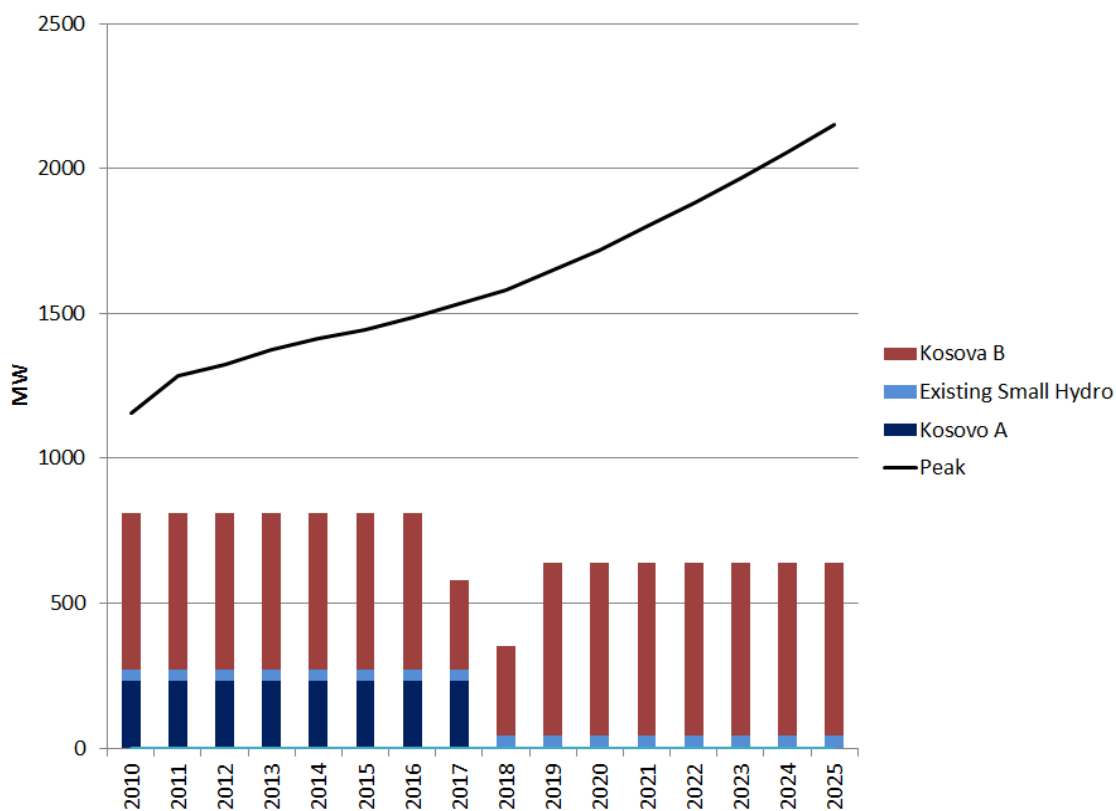
	<b>Kërkesa maksimale e paraparë në sistemin e pakufizuar (MW)</b> (e bazuar në energjinë e prodhuar për furnizimin e konsumit të paraparë dhe të pakufizuar)				
	<b>Viti</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
		<b>I tanishëm</b>	<b>Parashikim</b>	<b>Parashikim</b>	<b>Parashikim</b>
Parashikimi i kërkesës për rastin bazë ekonomik		1,158	1,443	1,719	2,152
<i>rritja vjetore e kërkesës maksimale në sistem</i>			4.50%	3.56%	4.59%
Parashikimi i kërkesës për rastin bazë të ulët ekonomik		1,158	1,367	1,482	1,688
<i>arritja vjetore e kërkesës maksimale në sistem</i>			3.38%	1.62%	2.64%

Figura 3.2 tregon dallimin e pritur mes kërkesës maksimale të parashikuar dhe prodhimit në dispozicion nga kapacitetet ekzistuese, duke përdorur parashikimin e rastit bazë ekonomik.<sup>23 24</sup>

<sup>23</sup> Importet e energjisë elektrike nuk janë të përfshira në këto shifra. Roli i potencialit për importet e energjisë elektrike për plotësimin e kërkesës shqyrtohet në pjesën 4.

<sup>24</sup> Për të dy figurat, Kosova A supozohet se do të mbyllet deri në vitin 2018.

**Figura 3.2: Dallimi mes kërkesës maksimale dhe furnizimit**



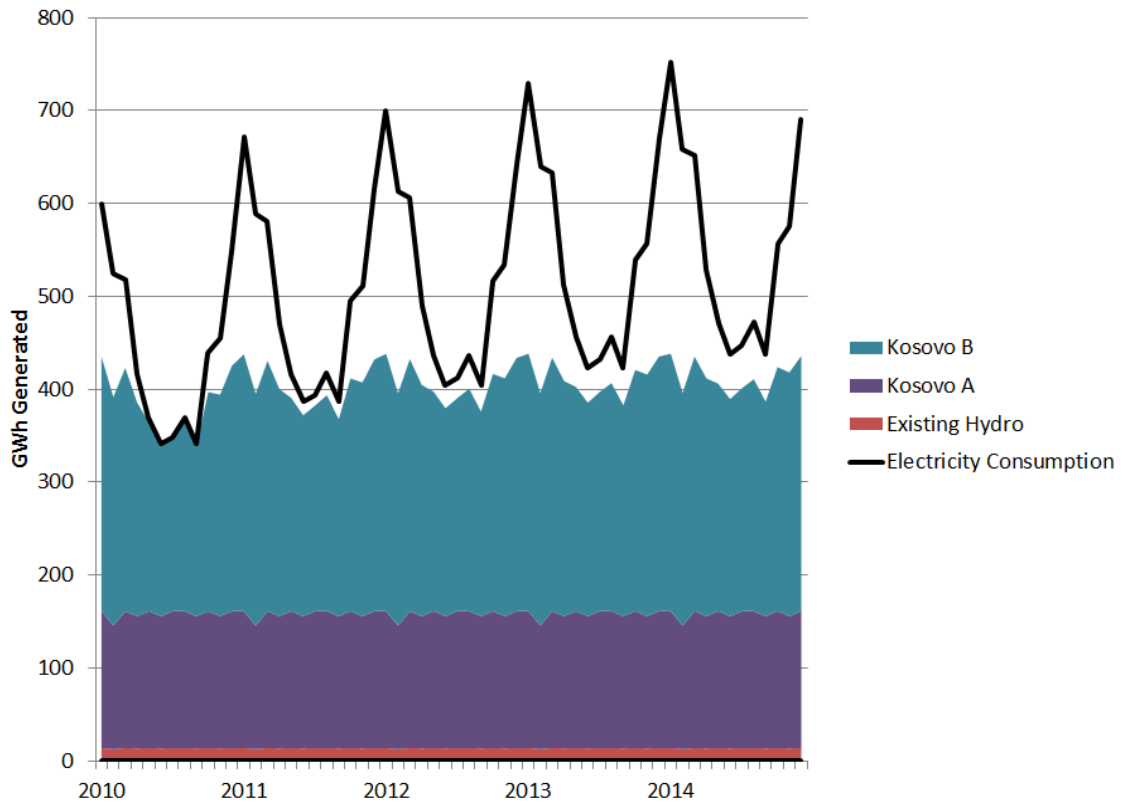
Sif shihet në Figura 3.2 , nevojat e Kosovës për kapacitet të ri të qëndrueshëm janë: 950 MW deri në vitin 2017 (pas mbylljes së Kosovës A), 1200 MW në vitin 2018 ( kur një bllok i Kosovës B të jetë jashtë shërbimit), 1000 MW në vitin 2019 dhe rreth 1500 MW në vitin 2025. Hidroenergja dhe energjia e ripërtëritshmeripërtëritshme mund të ofrojnë një pjesë të këtij kapaciteti të qëndrueshëm; supozohet se 305 MW të kapacitetit të qëndrueshëm (të përdorur gjatë kërkesës maksimale) do të mund të furnizoheshin nga hidrocentrali i Zhurit; ndërsa 170 MW të tjera të kapacitetit të qëndrueshëm do të mund të furnizoheshin nga format e tjera të energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme (hidrocentralet e vogla, energjia e erës, biomasa dhe biogazi). Edhe po të ndërtoheshin të gjitha këto kapacitete të reja deri në vitin 2017<sup>25</sup>, prapë do të mbetej një dallim mes kapacitetit të qëndrueshëm bazë, i cili do të ketë mesataren prej 600 MW në periudhën prej vitit 2017-19, dhe do të rritet deri në rreth 1,000 MW deri në vitin 2025. Kapaciteti i qëndrueshëm bazë mund të ofrohet vetëm përmes opsioneve termale me djegje të karburanteve fosile, pasi që energjia nukleare nuk është e realizueshme, ndërsa vendet fqinje kanë kufizime në furnizim, dhe nuk kanë mundësi të japin kapacitet të qëndrueshëm.

<sup>25</sup> Kapacitete e ER-së do të zhvillohen gradualisht nga investitorë të ndryshëm, dhe rrjedhimisht supozohet se do të shpërndahen në mënyrë të njëtrajshme gjatë periudhës së planifikuar (2011-2025).



Figura 3.3 paraqet prodhimin dhe kërkesën sipas muajve deri në vitin 2015, duke treguar mungesën e madhe të Kosovës gjatë kërkesës maksimale në dimër. Kjo mangësi zakonisht plotësohet me importe, dhe kur importet nuk mjaftojnë, duhet të zbatohen reduktimet.

**Figura 3.3: Parashikimi i kërkesës dhe i prodhimit sipas muajve, 2010-2015**



## 4 Opsionet për furnizim me energji

Opsionet e Kosovës për furnizim me energji elektrike kufizohen për kah llojlojshmëria e resurseve vendore të energjisë. Siç u tha më sipër, linjiti është karburanti i vetëm vendor për prodhimin e energjisë elektrike. Ekziston edhe një potencial për gjenerimin e energjisë së ripërtëritshmeripërtëritshme (ER), por ky potencial është i kufizuar dhe zhvillimi i tij mund të kushtojë shumë, dhe gjithashtu nuk siguron kapacitet të qëndrueshëm për të plotësuar kërkesën. Potenciali për importe shtesë mund të ekzistojë pasi që lidhjet e transmisionit janë duke u zgjeruar me shtetet fqinje, por ky potencial kufizohet nga bilanci i tendosur kërkesë-furnizim në rajon.

### 4.1 Pasqyrë e opsioneve

Opsionet për gjenerime të reja në Kosovë janë si vijon:<sup>26</sup>

- **Linjiti.** Janë marrë parasysh disa konfigurime, teknologji dhe lokacione për termocentralin e ri me linjit në Kosovë. Rezervat vendore të linjtit llogariten në 12,5 miliardë tonelata, prej së cilave 10,9 miliardë tonelata janë të eksploatueshme<sup>27</sup>. Miniera e propozuar e Sibovcit (në pellgun e Kosovës) që është konsideruar si opsioni më i pranueshëm nga perspektiva ekonomike, sociale dhe mjedisore, e cila ka linjit të mjaftueshëm për të furnizuar kapacitetet ekzistuese gjeneruese gjer në fund të kohëzgjatjes operacionale të tyre, si dhe të furnizojë gjenerimin prej 600 MW për dyzet vjet. Opsionet me djegje të linjtit për Kosovën përfshijnë i) termocentralet e pulverizuara nënkritike apo superkritike të thëngjillit me desulfurizim të gazit nga oxhaqet (FGD) apo ii) shtretërit nënkritik apo superkritik të lëngjeve rrjedhëse (CFB).

Është shqyrtuar edhe mundësia e shfrytëzimit të teknologjisë Kapja dhe deponimi i karbonit (CCS) në termocentralin e ri. Dokumentet për ofertim për Kosovën C përfshijnë kërkesat që ofertuesi të vlerësojë opsionin CCS për pajtueshmëri me direktivat e Bashkimit Evropian. Termocentrali Kosova C mund të dizajnohet si “i gatshëm për CCS” ashtu që më vonë t’i instalohet teknologjia CCS kur teknologjia për CCS të zhvillohet mjaftueshëm dhe të kërkohet. Në bazë të studimeve të fundit për CCS, shtesat e tilla do të reduktonin efikasitetin e termocentralit për 9,8 pikë të përqindjes dhe do të shtonin investimet kapitale për 82%. Gjithashtu kjo do ta ngriste koston operacionale dhe të mirëmbajtjes për 68 milionë € në vit. Përfitimi nga CCS-ja do të ishte reduktimi prej 90% i emisioneve të CO<sub>2</sub> dhe reduktimi i ndikimeve të jashtme që lidhen me CO<sub>2</sub>. Nëse zhvillimet e tashme teknologjike janë të suksesshme, është e mundshme që

---

<sup>26</sup> Nuk kemi shqyrtuar opsionet që dukeshin joreale për arsye të qarta të cilat lidhen me disponueshmërinë e resurseve (për shembull energjia e krijuar në formë të baticave) apo për shkak të barrierave të dukshme që sipas të gjitha gjasave do të pengonin avancimin e atij opsioni në fazën e studimit pararealizueshmërisë (energji nukleare, që për arsye gjeopolitike, arsyes së koston dhe arsyeve të brendshme politike konsiderohet si opsion pa gjasa reale të realizimit).

<sup>27</sup> MEM, Strategjia për energjinë 2009-18, f. 6-10 dhe f.48.

këto përllogaritje të përmirësohen (p.sh. kosto dhe dënime më të ulëta për efijencën). Megjithatë, rezultatet e shumicës së projekteve demonstruese për CCS të planifikuara dhe të realizuara në shtete të ndryshme pritet që të vihen në dispozicion në periudhën kohore 2015-2020, zhvillimi i teknologjisë CCS në shkallë komerciale do të varet nga rezultati i projekteve demonstruese dhe mund të kërkojë edhe më shumë kohë. Prandaj të gjitha parashikimet rreth përmirësimeve të performansës dhe reduktimit të kostos janë spekulative.

- **Gazi natyror.** Kosova nuk ka resurse të gazit natyror e as sistem për bartjen e gazit<sup>28</sup>. Importimi i gazit për prodhimin e energjisë kërkon zgjatjen e gypave ekzistues nga Shkupi, Maqedoni apo nga Nishi, Serbi, për ta lidhur Prishtinën dhe lokacionet e termocentraleve në Obiliq<sup>29</sup>. Megjithatë duke marrë parasysh kërkesën e tashme dhe të projektuar për gaz në Maqedoni dhe kapacitetin e kufizuar të gypave ekzistues të Maqedonisë, do t'ishte e domosdoshme që gazi në Prishtinë të sillet nga Bullgaria. Tutje, funksionimi i termocentralit me gaz kërkon blerjen e gazit që kërkon shpenzime të tjera të jashtme nga ana e Kosovës. Përveç gypave, duhet të sigurohen kontratat për sigurimin e gazit natyror; Kjo nuk është e pamundshme, por është punë e vështirë për shkak të kërkesës relativisht të ulët dhe natyrës sezonale të kërkesës. Studimi për gazifikimin e Evropës juglindore i kryer nga Banka Botërore/KfW (tetor 2007) ka analizuar edhe ekonominë e sjelljes së gazit në Kosovë, duke konkluduar se mund të jetë e arsyeshme që të furnizohet ngarkesa industriale dhe komerciale dhe të ndërtohen rrjetet për shpërndarje të gazit në Prishtinë dhe në Mitrovicë. Vlerësimi ishte pjesë e projektit të propozuar për Unazën e gazit për komunitetin e energjisë që do të lidhte gjer në shtatë shtete në Evropën juglindore (EJL). Studimi kishte konkluduar se nga aspekti financiar, nuk është i arsyeshëm krijimi i linjës për bartje të gazit për asnjë shtet në rajon, përveç Rumanisë, për shkak të tregjeve të vogla, por mund të ekzistojë mundësia për të konsoliduar kërkesën e rajonit EJL, përfshirë edhe atë për gjenerim të energjisë, për ta bërë infrastrukturën e gazit më të arsyeshme apo për të ndërtuar degëzime nga linjat kryesore të bartjes që do të kalonin nëpërmjet rajonit EJL për të furnizuar Evropën perëndimore. Megjithatë, Kosova nuk mund të varet nga këto propozime në periudhë afatmesme.

**Nafta.** Të gjitha karburantet në formë të lëngshme në Kosovë importohen përmes hekurudhës apo rrugëve tokësore nga Maqedonia<sup>30,31</sup>. Termocentrali me naftë mund të furnizohet përmes kësaj rruge apo nëpërmes rrugëve tokësore nga porti shqiptar i

---

<sup>28</sup> Gypat e gazit kanë ekzistuar në ish-Jugosllavi në mes të impiantit për gazifikim të thëngjillit në Kosovë dhe një konsumatori industrial në Maqedoni. KEK-u ka gypat e vjetër në pronësi si dhe të drejtën e shfrytëzimit të linjës.

<sup>29</sup> Duke ditur koston e shtrirjes së gypave, është shqyrtuar termocentrali vetëm me ngarkesë bazike. Termocentralet e gazit me ngarkesë maksimale më të ulët nuk janë përfshirë në këtë analizë.

<sup>30</sup> Economic Consulting Associates/Penspen/Energy Institute Hrvoje Pozar, *Evropa Juglindore: Studimi rajonal për gasifikim (Draft-raporti final)*, tetor 2007

<sup>31</sup> Maqedonia ka një rafineri që është e lidhur me gypa me Greqinë.

Durrësit. Njëjtë sikurse me termocentralin me gaz, blerja e naftës do të kërkonte shpenzime substanciale të jashtme.

- **Hidro.** Plani i vetëm specifik për hidrocentral të madhësisë mesatare në Kosovë është hidrocentrali i Zhurit që gjendet në jugperëndim të Prizrenit, në komunën e Prizrenit dhe Sharrit. Kapaciteti i hidrocentralit do të jetë rreth 305 MW që pritet të prodhojë afro 400GWh të rrymës elektrike në vit në kushtet mesatare hidrologjike. Për shkak të kapacitetit të madh të deponimit, ai do të funksionojë si stacion për kohë të shpenzimit maksimal. Ky projekt është shqyrtuar që nga vitet 80-ta. Ndërtimi pritet që të zgjas 6 vite<sup>32</sup>.

Studimet kanë identifikuar 18-20 lokacione për hidrocentrale më të vogla me kapacitet të përgjithshëm prej 64 MW, të cilat mund të prodhojnë 294 GWh në vit në kushtet mesatare hidrologjike. Politika e Qeverisë së Kosovës është ndërtimi i HC-ve të vogla me investime nga sektori privat, duke licencuar të drejtën për shfrytëzim të ujit për prodhim të energjisë, dhe ERO ka hartuar procedurën për autorizim të ndërtimit të centraleve të tilla. Tarifat stimuluese do të vlenin edhe për HC-të e vogla.

- **Era.** Hartat e resurseve të erës janë duke u prodhuar në Kosovë dhe investitorët privatë kanë bërë disa monitorime të erës. Gjer tani janë instaluar më pak se 2 MW. Mercados<sup>33</sup> ka llogaritur, në bazë të vlerësimit lartë-poshtë të disponueshmërisë së resurseve, se potenciali për prodhim të energjisë nga era tejkalon 2000 GWh në vit, që është barazi me 1,000 MW të kapacitetit të instaluar me faktor të kapacitetit prej 25%. Një studim i vitit 2010 i financuar nga organizata zvicerane Promovimi i energjisë së ripërtëritshme dhe ekonomizimit të energjisë në bashkëpunimin ndërkombëtar që u realizua nga konsulentët e NEK Technologies, konkludoi se ekzistojnë shumë pak zona ku shpejtësia e erës tejkalon 6 m/s që është minimumi i nevojshëm për potencial komercial në rajon. Raporti konkludoi se erërat në Kosovë më së shumti arrijnë nivelin mesatar. Është e mundur që identifikimi më rigoroz i erërave të tregojë zona ku erërat janë më të forta në terrene më komplekse, por shfrytëzimi i atyre resurseve mund të pengohet nga problemet e hapësirës dhe qasjes. Tutje, sistemi i vogël i Kosovës me gjasë nuk mund të absorbojë më shumë se një të katërtën e potencialit total teknik të erës, duke ditur kërkesat për operim të besueshëm të sistemit të energjisë. Pa integrim më të madh rajonal, potenciali i kapacitetit të instaluar për erë do të kufizohet nga disponueshmëria e importeve të qëndrueshme, hidrokapaciteteve vendore për deponim dhe karakteristikave të pjerrëta të termocentraleve, ku të gjitha ato kërkohen për të “forcuar” kapacitetin e pabartshëm të energjisë së ripërtëritshme si ajo nga era.

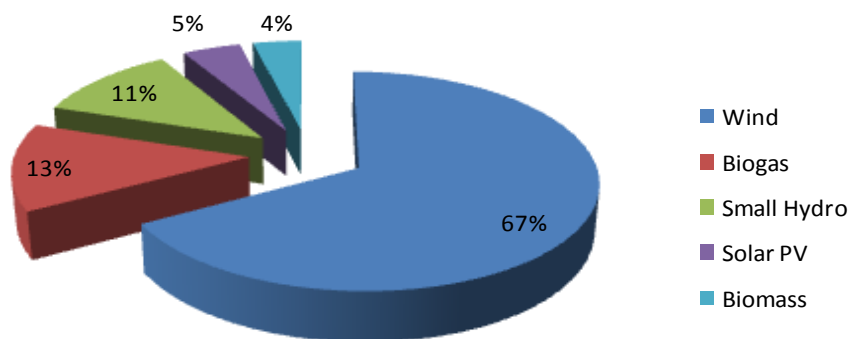
---

<sup>32</sup> MEM dhe Elektroprojekt Consulting Engineers, *rishikim i hidrocentralit të Zhurit, studim i arsyeshmërisë*, tetor 2008 (prezantim).

<sup>33</sup> Mercados Energy Markets International, Kosovë – Korniza rregullative për RES – Procedurat dhe metodologjia për caktimin e rrymës elektrike RES, raport për punën 1, maj 2009.

- **PV solare.** Nuk janë prodhuar ende hartat solare për Kosovën edhe pse janë bërë disa matje të pakta për disa qytete. Mercados ka llogaritur potencialin e PV solare në afat të mesëm prej vetëm 160 GWh në vit, që është e barabartë me rreth 77 MW të kapacitetit të instaluar, me faktor të kapacitetit prej 22-25 për qind.
- **Biogazi dhe biomasa.** Biogazi me bazë në plehra organik të blegtorisë gjendet në shumë pjesë të Kosovës, dhe ka pak potencial që ky të konvertohet në gaz që rrotullon turbinat apo motorët e gazit. Mercados ka llogaritur potencialin afatmesëm prej 430 GWh në vit për biogaz, në bazë të vlerësimit lartë-poshtë (gjithsej afro 80 MW me faktor të kapacitetit prej 60 për qind). Megjithatë, duhet të theksohet se resurset e energjisë janë të shpërndara anekënd vendit dhe është vështirë që ato resurse të sillen në një objekt të vetëm. Biomasa në formë të produkteve dhe mbetjeve pyjore gjithashtu është burim i mundshëm i gjenerimit të rrymës elektrike. Mercados ka llogaritur potencialin afatmesëm prej 120 GWh/vit. Megjithatë, është me rëndësi të kuptohet se pjesa më e madhe e lëndës së parë për biomasë vjen nga druri, dhe në një masë edhe nga mbetjet bujqësore dhe nga blegtoria (kashta dhe plehu organik i kafshëve, që më pas konvertohet në biogaz). Kjo lëndë e parë kërkohet shumë edhe për shfrytëzimet alternative (dru për zjarr dhe pleh organik për plehërosje të tokës) dhe grumbullimi dhe transportimi te një vend i vetëm kushton shtrenjtë.

**Figura 4.1: Zbërthimi i llogarisë nga Mercados për potencialin ER gjer në vitin 2020**



Burim: Mercados Energy Markets International (2009)

- **Burimet tjera të gjenerimit.** Të dhënat në dispozicion tregojnë se energjia gjeotermike nuk është e arsyeshme për shkak të temperaturave të ulëta të ujit dhe të tokës<sup>34</sup>. Ekzistojnë disa projekte komerciale në zhvillim e sipër për ngrohje të shtëpive duke shfrytëzuar vrimat e thella prej 100 metra dhe pompat e nxehtësisë. Këto projekte janë duke u zbatuar në Fshatin ndërkombëtar afër Prishtinës por nuk përfshijnë gjenerimin e rrymës elektrike me avull gjeotermal.
- **Importet.** Importet ndikohen nga faktorë gjeopolitikë që pengojnë disponueshmërinë e kapacitetit të transmisionit, nga bilanci i furnizim-kërkesës së energjisë në rajonin e Evropës juglindore, dhe nga kapaciteti financiar i KEK-ut për të paguar importet nga inkasimi i vet dhe nga kapaciteti financiar i Qeverisë për të financuar importin. Sistemi i transmisionit të Kosovës është i ndërlidhur me sistemet e transmisionit të Serbisë, Malit të Zi dhe Maqedonisë përmes linjave 400 kV, dhe me Shqipërinë me linjën 220 kV. Siç u tha në pjesën 2, importet neto në Kosovë kanë ndryshuar nga 5 gjer në 17 për qind të konsumit total vjetor gjatë 10 viteve të kaluara, dhe disponueshmëria e importit nga Shqipëria është sezonale, ku disponueshmëria është më e madhe gjatë dimrit, dhe mjaft e ndjeshme nga kushtet hidrologjike nga viti në vit. Importet programohen një ditë më parë dhe janë importe të pastra të energjisë, dhe jo të kapacitetit.

Linja e re e transmisionit prej 400 kV nga Shqipëria pritet që të komisionohet gjer në fund të vitit 2012, e kështu do të ngritë kapacitetin e transmisionit në dy drejtime për afro 500 MW. Planifikohet edhe lidhja e re prej 400 kV me Maqedoninë që do të ngritë kapacitetin e transmisionit në dy drejtime për 500 MW shtesë. Kjo mund t'i ndihmojë tregtisë më energji elektrike me Shqipërinë ashtu që të bëhet shkëmbimi i hidrogjenerimit maksimal nga Shqipëria me minimumin e prodhimit termal në Kosovë që do të thotë shfrytëzim i kapacitetit më të lartë të termocentraleve të Kosovës. Megjithatë, gjatë dimrit kur rajoni përballlet me kërkesën maksimale, ky shkëmbim mund të ndikohet negativisht. Në afat të gjatë, potenciali importues i Kosovës do të pengohet nga rritja e deficitit të furnizimit në rajon. Shumica e shteteve në rajon janë importues neto dhe vetëm disa prej tyre janë duke ndërtuar impiante të reja. Rumania, Bullgaria, Bosnje dhe Hercegovina janë eksportues neto, por rryma tepriçë e tyre është duke rënë pasi që centralet e reja, siç është impianti bërthamor Belene në Bullgari po vonohet pafund. Këshilli Botëror i Energjisë parasheh mungesë prej 10,000 GWh në vit në rajonin e Evropës juglindore gjatë periudhës 2011-2015.

- **Ekonomizimi (efiçienca) i energjisë.** Siç kanë treguar studime të ndryshme, Kosova ka potencial të konsiderueshëm për të përmirësuar ekonomizimin e energjisë. Qeveria është duke bërë përparim në këtë fushë. Ligji për

---

<sup>34</sup> Zyra Ndërlidhëse e Komisionit Evropian në Kosovë, puna numër 4, studim i vlerësimit të burimeve të energjisë së ripërtëritshme në Kosovë, raporti kryesor, korrik 2008, faqe 7.

ekonomizimin e energjisë<sup>35</sup> është miratuar dhe është përgatitur drafti i planit shtetëror për ekonomizimin e energjisë<sup>36</sup> për periudhën 2010-18. Progresi i gjertanishëm përfshinë krijimin dhe financimin e një numri të programeve për të cilat pritet të kenë rezultate në përfitimet në EE, për shembull:

- Vendosja e caqeve për EE dhe identifikimi dhe zbatimi i masave të cilat do të zbatohen për arritjen e caqeve;
- Zotimi i fondeve substanciale për fushatat e vetëdijesimit publik që promovojnë EE-në dhe skemat për kredi për EE;
- Kryerja e anketës gjithëpërfshirëse gjatë vitit 2010 për të vlerësuar konsumin e energjisë për kah sektorët, përfshirë statusin e EE-së;
- Aftësimi dhe certifikimi i auditorëve të energjisë (ka filluar gjatë vitit 2010, mbi 50 auditorë janë certifikuar);
- Paraqitja e rregulloreve teknike për performancën energjetike të objekteve;
- Promovimi i zëvendësimit me karburante ekonomike, për shembull, rritja e shfrytëzimit të LPG-së për ngrohje dhe zierje, kryerja e studimit të arsyeshmërisë për pjesën e konvertimit të Kosovës B në bashkëprodhim, me qëllim që të zgjerohet skema e ngrohjes qendrore të Prishtinës;
- Instalimet e reja në disa objekte publike përmes projekteve testuese (60 shkolla me fonde të KE-së) si demonstrues teknik të përmirësimeve në ekonomizimin e energjisë.

## 4.2 Përshtatshmëria e opsioneve për plotësimin e kërkesës

Siç është treguar në figurën 3.1 dhe figurën 3.2, Kosova do të ketë dallim të madh në mes të furnizimit vendor dhe kërkesës maksimale, dhe në mes të prodhimit dhe konsumit vjetor. Periudhat ditore dhe sezonale të shfrytëzimit maksimal tani po plotësohen nëpërmes kombinimit të importeve dhe aplikimit të ndërprerjes së rrymës elektrike me orar të caktuar. Qëndrueshmëria e opsioneve gjeneruese për të plotësuar kërkesën varet nga: i) sasia e kapacitetit të besueshëm që mund të ndërtohet dhe ii) sa shpejtë mund të ndërtohet kapaciteti i ri.

### Kapaciteti i nevojshëm për plotësimin e kërkesës

Si u cek në pjesën 3, Kosova ka nevojë për rreth 950 MW të kapacitetit të ri dhe të qëndrueshëm gjer në vitin 2017. Kjo duhet të rritet në rreth 1000 gjer në vitin 2019 dhe

---

<sup>35</sup> Ligji për ekonomizimin e energjisë do të përvijohet me *acquis* rreth etiketimit të energjisë, ekodizajnit, performancës energjetike të objekteve dhe ekonomizimit të shfrytëzimit të fundit të energjisë, si dhe synon që të sigurojë bazën ligjore për krijimin e agjencisë për ekonomizim të energjisë dhe të përcaktojë procedurat për krijimin e fondit për ekonomizimin e energjisë për të promovuar projektet për ekonomizimin e energjisë dhe të burimeve të energjisë së ripërtëritshme.

<sup>36</sup> Plan i Kosovës për ekonomizimin e energjisë, i përgatitur nga Ministria e Zhvillimit Ekonomik të Kosovës paraqet planin afatgjatë të Kosovës për ekonomizim në energji. Plani mbulon periudhën 2010 - 2018.

në rreth 1500 MW gjer në vitin 2025. Kombinimi i impianteve të ripërtëritshme dhe termale mund të përdoret për të plotësuar këtë mungesë.

Potenciali i tërë teknik i burimeve të ripërtëritshme i përshkruar në pjesën 4.1 përfshinë mbi 1,000 MW të kapacitetit të ri, por për shkak se energjia e prodhuar nga uji në Kosovë ka faktorë të ulët të kapacitetit (16% për Zhur dhe afro 50% për hidrocentralet e përshkruara më sipër), dhe burimet tjera të ripërtëritshme (PV dhe erë) kanë ndërprerje në furnizim, vetëm rreth 350-400 MW e kapacitetit mund të supozohet se është në dispozicion për të plotësuar shpenzimin maksimal ditor dhe sezonal. Tutje, siç tregohet në seksionin 4.3, vetëm një pjesë e kapacitetit gjenerues të energjisë së ripërtëritshme është në dispozicion me kosto shumë të lartë. Për shkak të tarifave stimuluese, burimet e ripërtëritshme konsiderohen si impiante “të domosdoshme” gjatë vlerësimit të opsioneve.

### **Afatet kohore të centraleve**

Në kuptim të operimit komercial të impianteve të ndryshme, supozohet, për hir të krahasimit, se të gjitha ato do të funksionalizohen njëkohësisht (2017). Megjithatë, planifikimi i projektit dhe ndërtimi mund të kërkojë më gjatë apo më shkurt, varësisht nga kërkesat e secilit option:

- Centrali i linjtit pritet që të merr 5-6 vite nga prokurimi gjer te operimi. *Parsons Brinkerhoff/PricewaterhouseCoopers* kanë sugjeruar periudhën e ndërtimit prej afro 48 muajve për impiantin e linjtit, por kërkohet kohë shtesë për planifikim, leje, financim, prokurim dhe kontaktim. Fillimi i punës së centralit të linjtit varet nga zhvillimi iminierës, që pritet të zgjas disa vite, por mund të bëhet operacional para se impianti të jetë gati për punë.
- Centrali me gaz natyror mund të ndërtohet për 4 vite (nëse ndërtohet i vetëm), por negociimi i kontratave për furnizim me gaz dhe ndërtim të gypave të gazit do të jetë shumë sfidues për Kosovën. Supozohet se impianti i gazit dhe gypat e nevojshëm mund të vihen në dispozicion gjer në vitin 2017, por ky supozim është shumë optimist.
- Impianti me naftë është i njëjtë sikurse me gaz në kuptim të dizajnit dhe ndërtimit dhe mund të kryhet për 4 vite. Transportimi i naftës paraqet sfidë të madhe (se a transportohet nga Shqipëria apo Maqedonia), por nuk kërkohet infrastrukturë e re pasi që nafta mund të transportohet me tren apo përmes transportit rrugor.

Opsionet fotovoltaike dhe opsionet tjera më të vogla për gjenerim të ER mund të ndërtohen më shpejtë (disa PV, biomasë dhe biogaz në më pak se një vit), por ky kapacitet do të shpërndahet anekënd vendit, dhe ndërtimi i tyre varet nga iniciativa e sektorit privat. Nuk pritet që investitori i njëjtë të zhvillojë tërë kapacitetin ER përnjëherë. Gjasat janë që ky kapacitet të ndërtohet gradualisht, me kohë, nga shumë investitorë. Kështu analiza supozon se kapaciteti i ri ER është shpërndarë njëtrajtësisht gjatë periudhës së planifikimit.



### 4.3 Kostoja e opsioneve

Tabela 4.1 përmbledhë kostot e kapitalit, ato operacionale dhe mjedisore, të opsioneve për prodhimin e energjisë termale të përshkruara më sipër. Modeli i qarkullimit të parasë kesh është shfrytëzuar për të prodhuar vleresime të Kostos së nivelizuar të energjisë (LEC), duke supozuar koston prej 10 për qind (ekonomike) të kapitalit.

Për secilin opion termal, kostot globale dhe lokale mjedisore janë përfshirë si shpe8nzime operacionale. Kostot globale mjedisore përfshijnë koston e emisioneve të dyoksid karbonit (CO<sub>2</sub>), të caktuara në pajtim me parashikimet e fundit nga agjencia ndërkombëtare për energji<sup>37</sup>. Kostot lokale mjedisore përfshijnë koston e emisioneve të NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> dhe të grimcave, si dhe ndotësit e tjerë të ndryshëm lokal që janë të dëmshëm për shëndetin e njeriut. Këto kosto janë marrë nga rezultatet e modelimit të shpërndarjes nga ECOSENSE të kryer nga Banka Botërore. Modeli ECOSENSE është mbështetur mjaft shumë në të dhënat nga projekti ExternE i Komisionit Evropian ([www.externe.info](http://www.externe.info)).<sup>38</sup>

---

<sup>37</sup> Edhe pse çmimet e karbonit kanë regjistruar rënie të shpejtë kohëve të fundit dhe kushton rreth 6 euro për ton, ky studim supozon se në afat të mesëm çmimi mund të ngritet. Prandaj studimi ka supozuar çmimin prej 15 euro për ton si pikënisje, e që më pas ngritet në rreth 23 euro për ton gjer në vitin 2025, dhe 26 euro për ton gjer në vitin 2030, sipas parashikimit nga Agjencia ndërkombëtare për energji.

<sup>38</sup> ECOSENSE është model që shfrytëzon studimet epidemiologjike për të vlerësuar ndikimin në shëndetin njerëzor të ndotjes nga termocentralet. Ai është krijuar dhe mirëmbahet nga Universiteti i Shtutgartit. Rezultatet janë përmbledhur në dokumentin për vlerësim të projektit nga Banka Botërore për projektin për asistencë teknike në energjinë nga linjiti, nga 13 shtatori 2006 (raporti numër 35430-XK). Për më shumë hollësi rreth ndikimit social dhe mjedisor të projektit, shih vlerësimin strategjik mjedisor dhe social në Kosovë C (E1367, Vëll. 3).

**Tabela 4-1: Kostoja e llogaritur e opsioneve për furnizim termal**

		Linjiti <sup>39</sup>	Gazi natyror	Nafta	Importet <sup>40</sup>
<b>Kostot</b>					
Kostoja kapitale e impinatit (kW Net)	(€/kW)	1,994	859	859	
Gjithsej O&M (duke përfshirë karburantin)	(€/MWh)	20.22	64.14	132.93	85.00 <sup>41</sup>
Kostoja e karburantit	€/ pesha apo vëllimi	10.5/ ton	300/tcm	900/MT	
	€/kWh	0.012	0.060	0.128	
Ndryshorja jokarburante O&M	€/kWh	0.005	0.003	0.003	
O&M fikse	€/kW-year	25.92	10.84	13.00	
Kostoja globale mjedisore	(€/MWh)	15.30	5.40	8.10	12.03
Kostoja lokale mjedisore	(€/MWh)	3.50	0.60	1.30	
LEC, duke përfshirë elementet e jashtme	(€/MWh)	81.42	89.78 <sup>42</sup>	161.45	97.03
LEC, duke mos përfshirë elementet e jashtme	(€/MWh)	50.05	79.64	145.85	85.00

<sup>39</sup> Supozon 2x300MW blloqe nënkritike me shtrat me lëngje rrjedhëse (CFB), me specifikacione teknike dhe të koston që janë identifikuar në këto dokumente: *Parsons Brinckerhoff* dhe *PricewaterhouseCoopers*, Raporti *Planifikimi i gjenerimit dhe madhësia e bllokut*, mars 2010 (që ka shqyrtuar madhësinë e bllokut dhe teknologjinë e tij); dhe *KOSTT, Madhësia e gjenerimit në bazë të kërkesave teknike dhe komerciale të sistemit energjetik të Kosovës*, shkurt 2010.

<sup>40</sup> Importet trajtohen si opsion i gjenerimit termal pasi që kapaciteti termal që përdoret nga fqinjët e Kosovës përfshinë gjenerimin termal në përzierjen e tyre energjetike, prandaj përfshinë edhe koston mjedisore. Në kalkulimin e koston mjedisore globale të importeve, kemi shfrytëzuar faktorin e emisioneve në rrjet që është mesatarja e faktorëve të emisioneve në rrjet nga eksportuesit kryesor në rajon (Shqipëria, Bullgaria, Mali i Zi dhe Serbia e Rumania). Burim ishin konsulentët nga MWH, *rishikim i faktorëve të emisioneve të energjisë* (i hartuar për Bankën Evropiane për Rindërtim dhe Zhvillim (BERZh)), 2009.

<sup>41</sup> Në bazë të punës nga *Mercados (Mercados Energy Markets International, Kosovë – Korniza rregullative për RES – Procedurat dhe metodologjia për caktimin e çmimit të energjisë, detyra 1, Raport*, Maj 2009.)

<sup>42</sup> LEC për centralin me gaz (me dhe pa faktorë të jashtëm) përfshijnë koston e gypit të ri të gazit të gjatë 268 kilometra, diametër 20 inç nga Sofja në Prishtinë, nëpërmes Shkupit. Llogaria jonë është bazuar në anketën e koston për kilometër të gypave tjerë në rajonin EJK. Kemi shfrytëzuar koston bazë prej rreth 375,000 € për kilometër (kostoja totale e gypave është llogaritur në afro 100 milion €).

### Karakteristikat operuese

Kapaciteti i impiantit	MW (bruto)	600	575	575	NA
	MW (neto)	560	560	560	NA
Ekonomizimi termal	(% LHV net)	38.2	57	50	NA
Përmbajtja e karbonit në karburant	g CO <sub>2</sub> /kWh <sup>43</sup>	1020	360	540	NA
Jetëgjatësia e asetit	vite	40	30	30	NA

Kalkulimet e kostos së nivelizuar në tabelën 4.1 janë bazuar në supozimin se të gjitha opsionet me termocentrale kanë faktor të kapacitetit prej 85%. Megjithatë, ky faktor i kapacitetit nuk është shfrytëzuar në analizën e sistemit të energjisë (skenarë), ku faktori i shfrytëzimit është llogaritur në bazë të asaj se blloqet gjeneruese në dispozicion janë paraqitur sipas kostos në rritje të ndryshme për operim dhe mirëmbajtje, përfshirë koston e karburantit.

Dallimi në mes të vlerës së LEC që përfshinë faktorët e jashtëm dhe vlerën LEC që nuk përfshinë faktorët e jashtëm paraqet koston e faktorëve të jashtëm për Kosovën që janë supozuar për këtë analizë (kostot lokale socio-ekonomike të emetimeve nga termocentralet, çmimi i karbonit, çmimi i lartë i energjisë lokale të ripërtëritshme). Në rastin e prodhimit nga termocentralet e linjitit, ky dallim kap mbi 60 për qind të LEC që nuk përfshinë faktorët e jashtëm. Në rastin e prodhimit nga termocentralet e gazit, ky dallim kap mbi 13 për qind të LEC që nuk përfshinë faktorët e jashtëm.

Kostoja e gjenerimit të ER është bazuar nga studimi i Mercados-it dhe është përditësuar në ato raste ku përlllogaritjet e studimit Mercados ishin shumë larg kostove të tashme. Studimi ka llogaritur potencialin për gjenerimin e rrymës ER prej 3.3 TWh në vit gjer në vitin 2020. Një pjesë e këtij potenciali mund të realizohet vetëm me çmime shumë të larta: 3.1 TWh i parë mund të arrihet në kosto mesatare prej 65-130 € për MWh, por mbi këtë nivel, përfshirja e PV solare dhe impianteve me biomasë që kushtojnë më shumë shkaktojnë rritje të menjëhershme në koston e furnizimit. Ilustrimi 4.2 tregon lakoren e furnizimit që është zhvilluar nga Mercados-i. E kemi përditësuar për të pasqyruar koston për mundësi ekonomike prej 10 % të kapitalit.

<sup>43</sup> Në bazë të kapacitetit bruto gjenerues.

Figura 4.2: Lakorja e furnizimit me ER që është zhvilluar nga Mercados-i

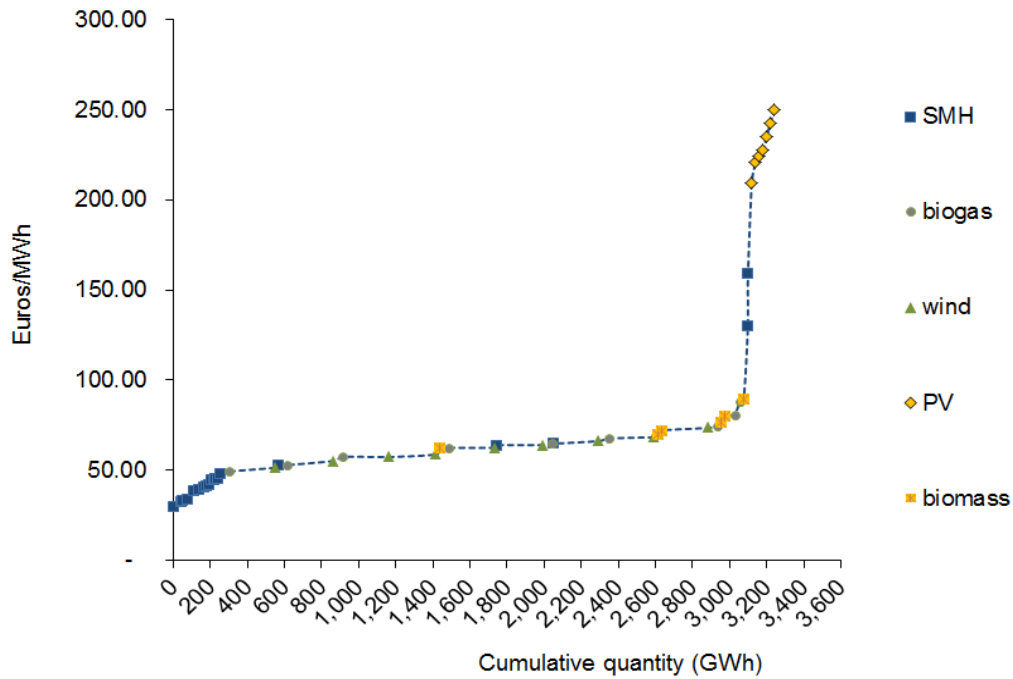


Tabela 4.2 përmbledhë koston e opsioneve për energji të ripërtëritshme. Për secilin nga opsionet e energjisë së ripërtëritshme është shtuar “dënimi për kapacitet”. Dënimi për kapacitet pasqyron besueshmërinë më të ulët të disa llojeve të gjenerimit. Në të vërtetë ai pasqyron koston e energjisë rezervë që kërkohet për të “forcuar” kapacitetin e energjisë së ripërtëritshme.

**Tabela 4-2: Kostoja e llogaritur e opsioneve për furnizim me energji të ripërtëritshme<sup>44</sup>**

		Zhur	Hidrocent ral i vogël	Impiant me erë	Fotovoltaik	Biogas	Biomasë
<b>Kostot</b>							
Kostoja kapitale e impantit	(€/kW)	941	1,170	1,133	4,053	2,735	3,501
Kostoja kapitale e investimeve shtesë T&D të nevojshme <sup>45</sup>	milona €		9.6	2.2			
Kostoja operacionale	(€/MWh)	16.78	11.70	10.68	19.68	36.43	24.60
Penaliteti i kapacitetit	(€/MWh)	0	4.18-9.67	7.84-18.14	8.04-18.59	3.27-7.56	2.61- 6.05
LEC me penalitetin e kapacitetit <sup>46</sup>	(€/MWh)	96.40	57.78- 63.27	108.93- 119.23	259.54- 270.09	94.22- 98.51	93.62- 97.06
LEC pa penalitetin e kapacitetit	(€/MWh)	96.40	53.60	101.09	251.50	90.95	91.01
<b>Karakteristikat operuese</b>							
Kapaciteti i impantit	(MW)	305	64	1027	78	82	21
Faktori i shfrytëzimit (kapacitetit) t supozuar	(%)	16	53	25	24	60	65
Jetëgjatësia e asetit		50	20	20	20	20	20

Një gamë e dënimeve për kapacitet është treguar për çdo impiant në tabelën 4.2 sepse vlera e dënimit varet nga lloji i supozuar i kapacitetit në gatishmëri (termal). Dënimi për kapacitet do të jetë më i ulët nëse llogaritet për impiantet me kapacitet

<sup>44</sup> Kostoja pasqyron koston mesatare të matur të llogaritjeve nga Mercados për të gjitha centrale të treguara në lakoren në figurën 4.3. Kjo vlen për linjën 5 Km 20-30 kV.

<sup>45</sup> Supozon se nevojitet investimi në transmision prej 37.500 € për t'i shërbyer megavatëve të ri nga kapaciteti i erës apo ai i hidrocentraleve, pasi që këto janë resurse të shpërndara. Kostoja T&D është përfshirë për hir të qartësisë dhe tërësisë, por nuk kanë ndikim të madh në krahasimin e opsioneve.

<sup>46</sup> LEC paraqesin kosto mesatare të matur të të gjitha centraleve të konsideruara si teknikisht të arsyeshme nga Mercados. Analiza në pjesën 4 konsideron një pako të vogël të energjisë ekonomike të ripërtëritshme (së bashku me pjesën e drejtë të lakores së furnizimit).

relativisht të lirë (gaz apo naftë) dhe më i lartë nëse llogaritet për impiantet me kapacitet relativisht më të shtrenjtë (linjit). Dënimi për kapacitet shfrytëzohet vetëm për zhvillimin e lakoreve të furnizimit dhe në analizën elakores shqyrtuese dhe është përaftrim i kërkesave faktike të energjisë së ripërtëritshme. Në analizat e planifikimit të sistemit të energjisë (skenarët), dënimi për kapacitet nuk është shfrytëzuar pasi që modeli analizon secilin skenar dhe shton kapacitetin e kërkuar për të plotësuar kërkesën.

Figurat 4.3 gjer 4.5 tregojnë lakoren e furnizimit për potencialin e energjisë së ripërtëritshme që është identifikuar nga Mercados-i, dhe përshtatjet për dënimet për kapacitet. Linjat që tregojnë koston e gjenerimit termal janë përshtatur ngjashëm për të pasqyruar kostot e faktorëve të jashtëm mjedisor që u cekën më sipër. Ilustrimet dallojnë në koston e shmangur të gjenerimit të supozuar. Figura 4.2 supozon se kostoja e shmangur e gjenerimit përcaktohet nga impianti i linjtit. Figura 4.4 dhe Figura 4.5 tregojnë të njëjtën, duke supozuar se impiantet me gaz dhe naftë caktojnë koston e shmangur.

Shuma ekonomikisht optimale e prodhimit të ripërtëritshëm mund të gjendet në udhëkryq të lakores së furnizimit të energjisë së ripërtëritshme – e përshtatur për kah disponueshmëria - dhe koston së shmangur të prodhimit termal - e përshtatur për kah kostoja e faktorëve të jashtëm mjedisorë.

**Figura 4.3: Prodhimi optimal i ripërtëritshëm, me koston e shmangur të setingut me linjit**

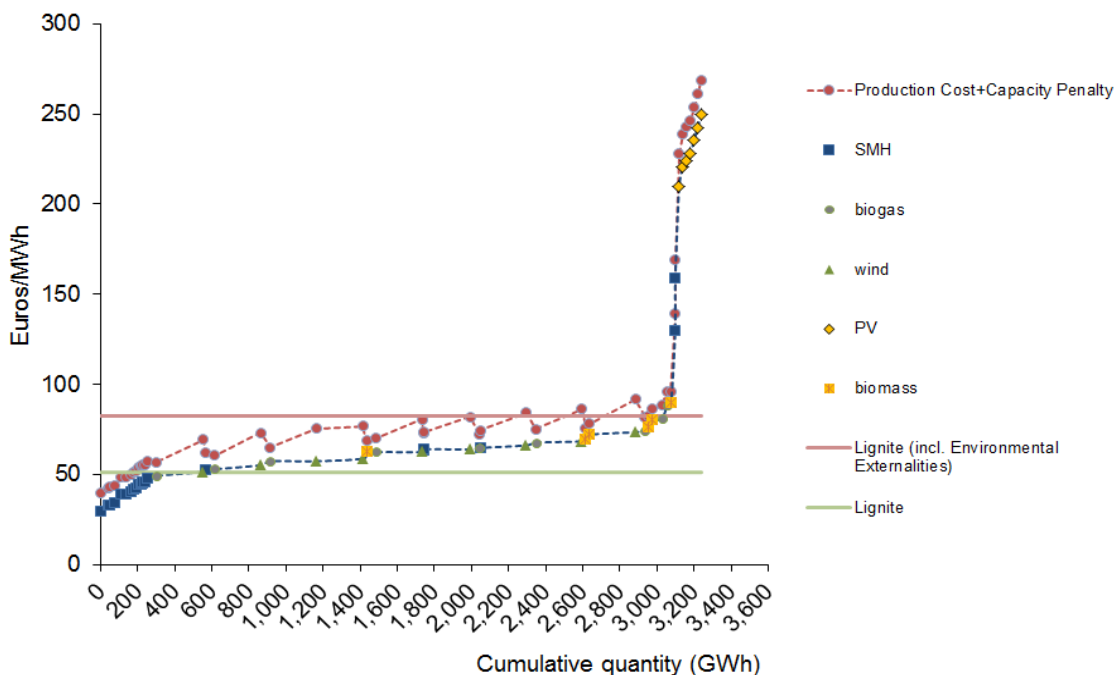
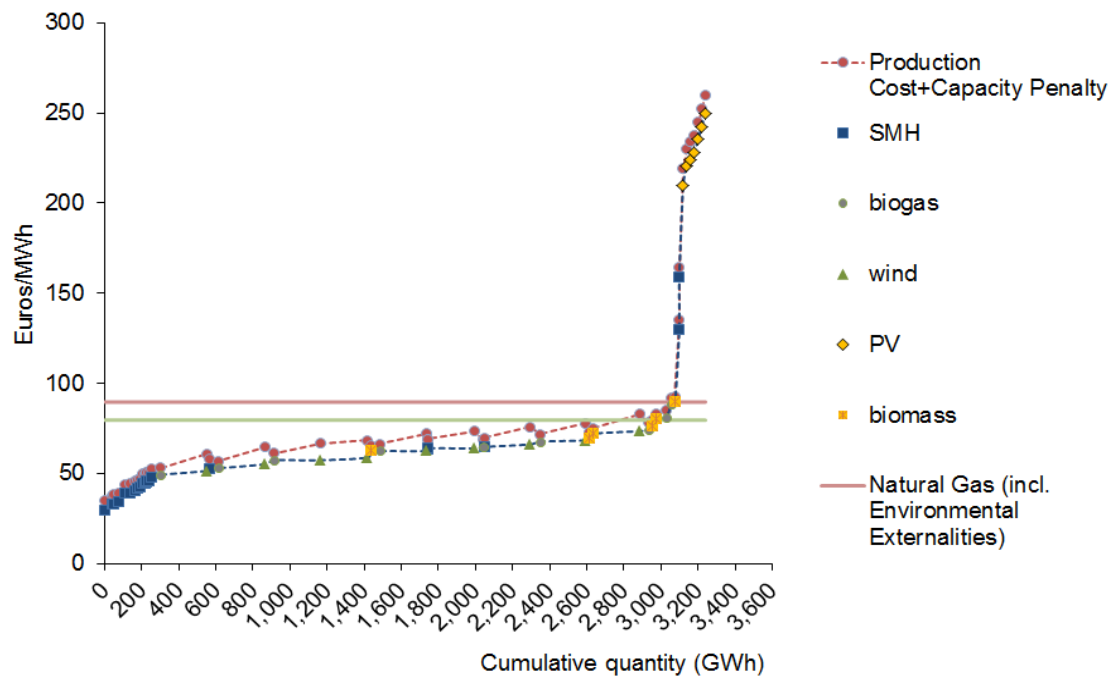


Figura 4.4: Prodhimi optimal i ripërtërishëm me koston e shmangur nga setingu i gazit



**Figura 4.5: Prodhimi optimal i ripërtërishëm me koston e shmangur nga setingu me naftë**

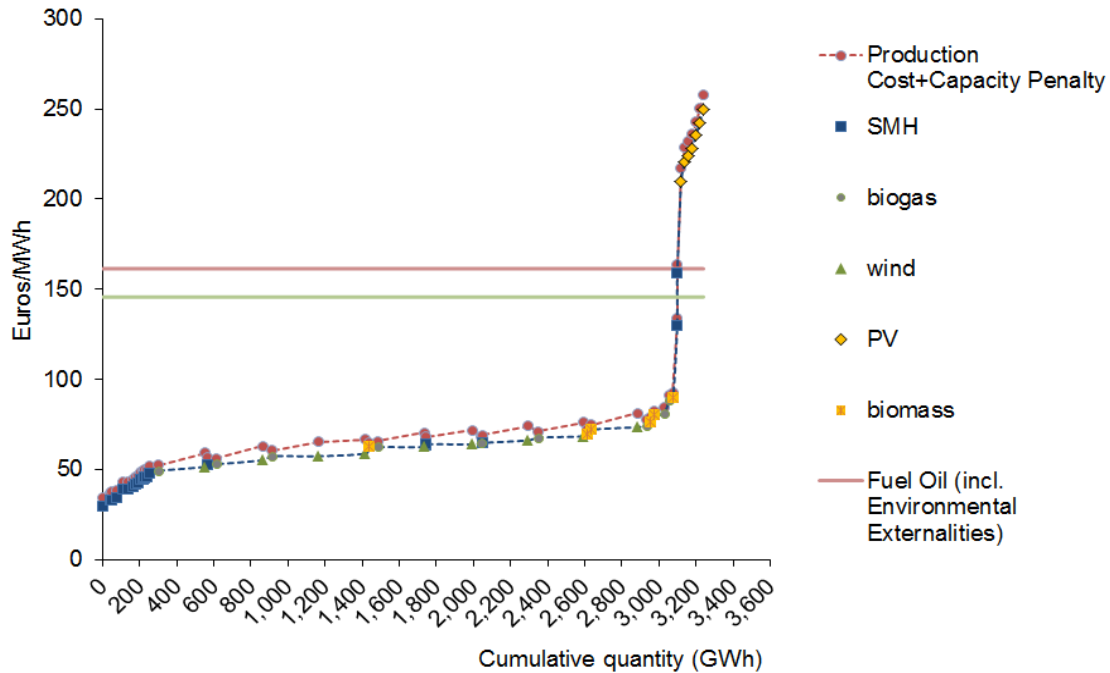
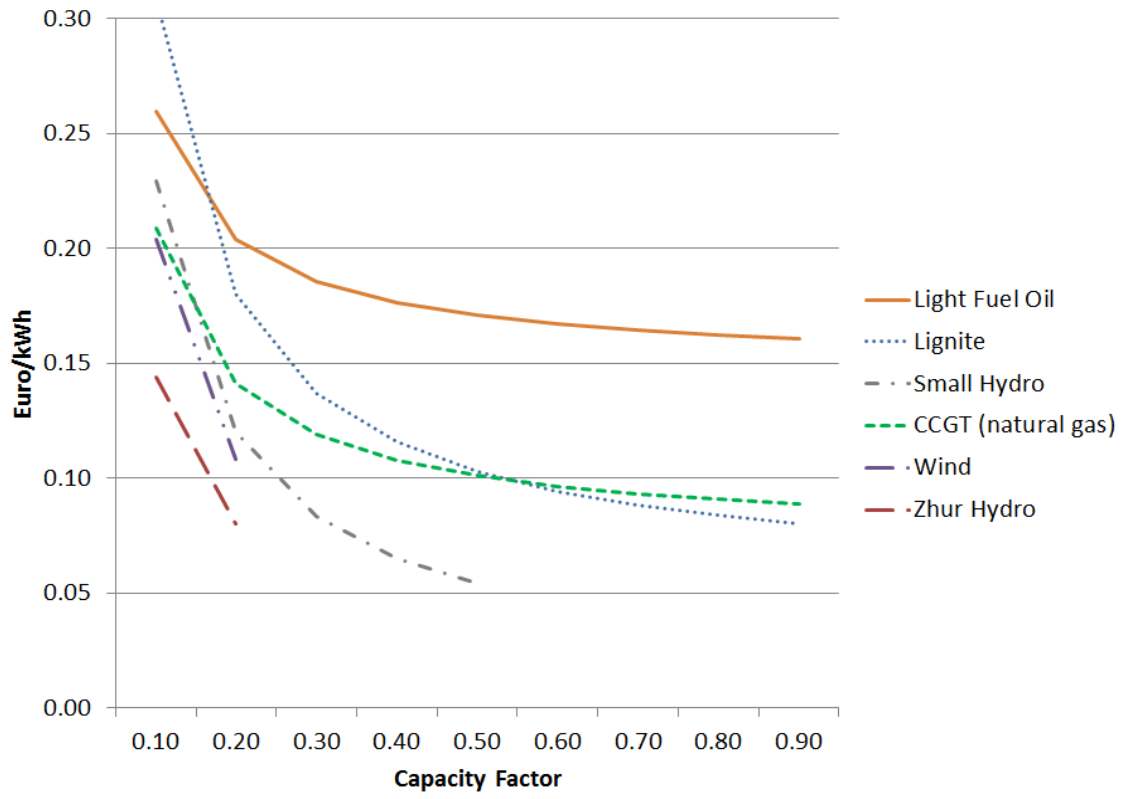


Figura 4.6 krahason LEC-të e opsioneve të ndryshme të prodhimit që u përshkruan më sipër. LEC-të për termocentrale përfshijnë faktorët e jashtëm globalë dhe lokalë. Kostoja e nivelizuar e energjisë (LEC) e treguar për termocentrale korrespondon me faktorët e shfrytëzimit apo faktorët e ngarkesës prej 85%. Faktorët më të ulët të ngarkesës nënkuptojnë LEC më të mëdha, pasi që kostoja kapitale e impiantit duhet të shpërndahet në më pak blloqe të prodhimit (kWh). Faktorët më të ulët të shfrytëzimit nënkuptojnë LEC më të larta, ku faktorët më të lartë të shfrytëzimit nënkuptojnë LEC më të ulëta. Lakoret LEC tregojnë se për faktorët e shfrytëzimit mbi 50-55%, impianti i linjtit është opsioni më i lirë.



Figura 4.6: Krahasimi i kostove të nivelizuara të energjisë



## 5 Planet alternative për furnizim me energji për Kosovën

Planet për furnizim me energji alternative për Kosovën duhet të përfshijnë një kombinim të ngarkesës bazë dhe kapacitetit maksimal, dhe një kombinim të kapacitetit prodhues të termoenergjisë dhe asaj të ripërtëritshme. Siç u cek në pjesën 3, Kosova ka nevojë për rreth 950 MW të kapacitetit të ri dhe të qëndrueshëm gjer në vitin 2017. Kjo duhet të rritet në rreth 1000 gjer në vitin 2019 dhe në rreth 1500 MW gjer në vitin 2025. Mund të përdoret kombinimi i burimeve të ripërtëritshme dhe i termocentralit për të plotësuar këtë mungesë.

Për shkak se pjesa më e madhe e energjisë së ripërtëritshme nuk është e bartshme, zgjerimi i kapacitetit prodhues të Kosovës vetëm në bazë të energjisë së ripërtëritshme nuk është opsion i arsyeshëm për të plotësuar kërkesën për energji në mënyrë të plotë dhe të besueshme. Me fjalë të tjera, dispeçeri i sistemit nuk mundet gjithmonë të varet nga disponueshmëria e asaj energjie gjatë orëve të ngarkesës maksimale. Nevojitet së paku një sasi e gjenerimit termik rezervë për ta bërë furnizimin e qëndrueshëm.

Cilido opsion termik i përshkruar në pjesën 4 mund të ndërtohet me madhësi të mjaftueshme për të plotësuar vet dallimin e mungesës, por disponueshmëria e kapacitetit të energjisë së ripërtëritshme që është ekonomikisht e arsyeshme (pjesa më e madhe e pjesës që ka pjerrësi të butë të lakores së furnizimit e treguar në figurën 4.2) arsyeton ndërtimin e së paku disa hidrocentraleve dhe centraleve të erës<sup>47</sup>. Të gjitha opsionet e furnizimit alternativ për Kosovën përfshijnë kapacitetin prodhues të instaluar prej 395 MW të energjisë së ripërtëritshme (që siguron afro 170 MW të kapacitetit të qëndrueshëm) si shtesë ndaj 305 MW nga hidrocentrali i Zhurit.

Edhe nëse supozohet se i tërë ky kapacitet i ri i energjisë së ripërtëritshme mund të ndërtohet gjer në vitin 2017, dallimi i mbetur për kapacitetin e qëndrueshëm të ngarkesës bazë do të jetë mesatarisht 600 MW në periudhën 2017-19, dhe do të rritet në rreth 1,000 MW gjer në vitin 2025. Opsionet termike të marra parasysh për të plotësuar këtë mungesë janë nga një impiant prej 600 MW me linjit, gaz dhe naftë, respektivisht. Siç u tha më sipër, Kosova ka nevojë më shumë se kaq për të plotësuar kërkesën maksimale në vitin 2018, por supozojmë se një pjesë e kërkesës maksimale do të plotësohet përmes importeve apo përmes ndërtimit të kapaciteteve prodhuese të ripërtëritshme, sikurse në të kaluarën. Ky studim shfrytëzon edhe diapazonin e madhësisë prej 600 MW sepse është konsistent me rekomandimet e studimeve më të hershme rreth madhësisë optimale të termocentralit të ri me linjit<sup>48</sup>. Kjo mundëson krahasimin më të lehtë të impiantit të planifikuar me linjit me opsionet tjera të prodhimit të energjisë elektrike. Kjo analizë tutje supozon se:

---

<sup>47</sup> Asnjëri nga kapacitetet fotovoltaike nuk është ekonomikisht i arsyeshëm nga këto alternativa.

<sup>48</sup> PWC/PB, *Raport për planifikimin e gjenerimit dhe madhësinë e blloqeve*, Mars 2010.

- Kosova A pensionet në vitin 2017 dhe termocentrali i ri funksionalizohet në vitin e njëjtë;
- Kosova B rehabilitohet në mes të viteve 2017 dhe 2018. Gjatë periudhës së rehabilitimit, vetëm një nga dy blloqet do të jenë në dispozicion dhe kapaciteti neto i Kosovës B në dispozicion supozohet të jetë mesatarisht 300 MW. Pas rehabilitimit, kapaciteti i saj neto supozohet të jetë 618 MW. Megjithatë, desulfurizimi i gazit nga oxhaku (FGD) pritet që të reduktojë tutje kapacitetin e secilit bllok për afro 10 MW dhe kapacitetin neto në dispozicion në 598 MW;<sup>49</sup>
- Pakoja e njëjtë e gjenerimit ER është e kombinuar me secilën alternative termale.
- Kjo përfshinë:
  - Hidrocentralin e Zhurit me 305 MW. Ky central fillon në vitin 2017 (me faktor të supozuar të ngarkesës prej 16 për qind). Centrali supozohet të ketë kredit të kapacitetit prej 100 për qind, pasi që ka deponim të konsiderueshëm, dhe supozohet që të shfrytëzohet për t'u shërbyer vetëm 16 për qind të orëve më të larta të kërkesës gjatë vitit.<sup>50</sup>
  - Afro 60 MW të kapacitetit gjenerues nëpërmes hidrocentraleve të vogla pritet që të instalohen në vitin 2015 me faktor të kapacitetit prej 53 për qind. Kjo paraqet pothuajse tërë potencialin e hidrocentraleve të vogla që është identifikuar nga studimi i Mercados-it, me përjashtim të disa centraleve me kosto më të lartë në pjesën vertikale të lakores së furnizimit që është treguar në figurën 4.2.
  - Afro 250 MW të kapacitetit gjenerues nga era gradualisht do të instalohen në mes të viteve 2016 dhe 2021 me faktor të kapacitetit prej 25 për qind, dhe kredit të kapacitetit prej 10 për qind. Këto janë supozime shumë optimiste për erën, marrë parasysh atë që dihet (përshkruar në seksionin 4) për shpejtësinë mesatare të erës në Kosovë. Me këtë ritëm të zgjerimit, fuqia e erës do të paraqes 14 për qind të ngarkesës maksimale në Kosovë gjer në vitin 2021.
  - Afro 20 MW të kapacitetit gjenerues nga biomasa dhe 70 MW nga biogazi instalohen në mes të viteve 2022 dhe 2023. Instalimet e tilla vështirë se do të lidhen në rrjetin energjetik, por mund të shfrytëzohen për të absorbuar një pjesë të kërkesës, e cila përndryshe do të furnizohej nga

<sup>49</sup> Kosova B është propozuar që të rehabilitohet në mes të viteve 2017 dhe 2018. Secili bllok do të nxirret nga shërbimi për tetë muaj. Blloku i parë do të nxirret nga shërbimi nga marsi 2017 gjer në tetor 2017 dhe blloku i dytë nga marsi 2018 gjer në tetor 2018. Një studim i realizueshmërisë nga USAID-i i vitit 2010 për rehabilitim ka llogaritur se prodhimi total pritet që të jetë 604 MW. Megjithatë KEK-u ka theksuar se pas rehabilitimit, nuk pritet që KEK-u do të jetë në gjendje që të shfrytëzojë këto blloqe me kapacitet më të lartë sesa kapaciteti i dizajnuar.

<sup>50</sup> Krediti i kapacitetit është masë e kontributit të pritit të gjeneratorit për të plotësuar kërkesën maksimale. Krediti i kapacitetit për termocentralet supozohet se është i barabartë me kapacitetin e operueshëm. Në rastin e HC të Zhurit, supozohet krediti i kapacitetit prej 1, pasi që ai ka deponim substancial.

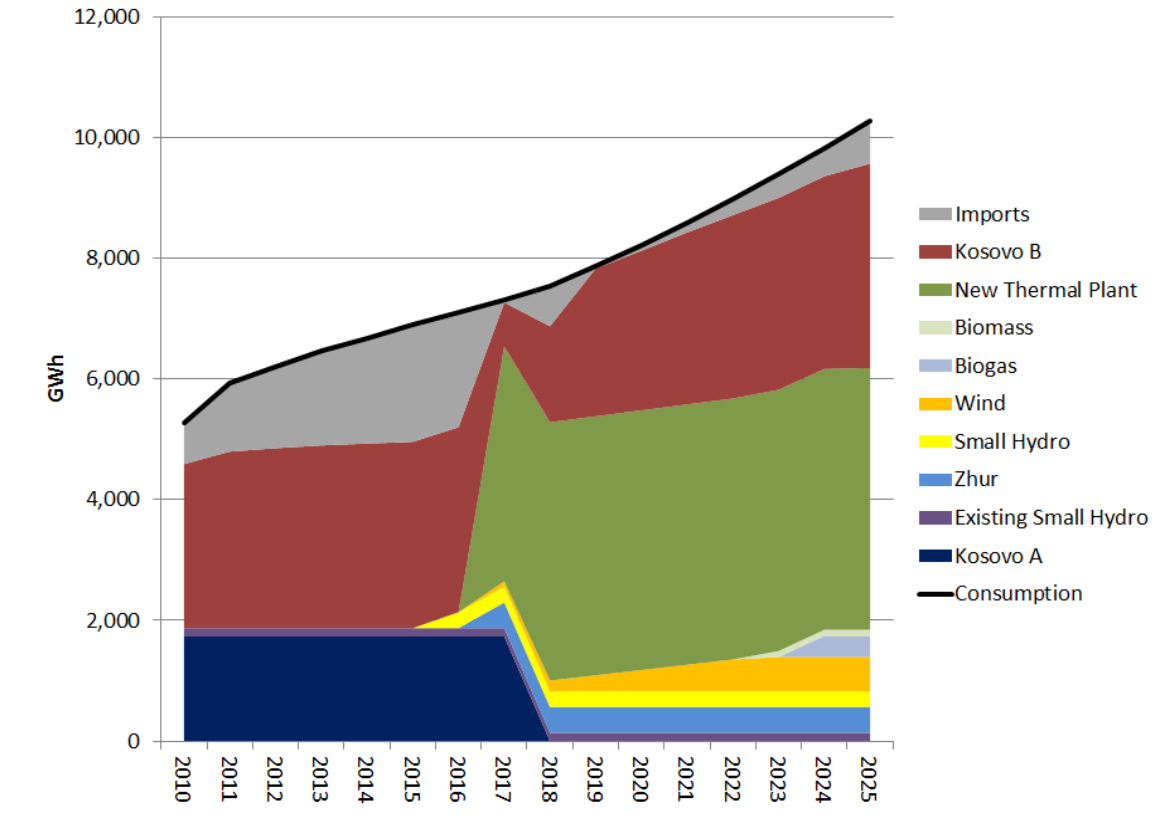
rrjeti energjetik. Ky supozim gjithashtu është mjaft optimist për biomasë dhe biogaz, duke ditur pengesat rreth lëndës së parë që u përshkruan në seksionin 4;

- Linjat e reja prej 400 kV për në Shqipëri dhe Maqedoni ngrisin kapacitetin për importim, që u përshkrua në pjesën 4. Skenari i furnizimit i rastit bazë supozon se linja prej 400 kV për në Shqipëri komisionohet në vitin 2012, dhe linja me Maqedoninë komisionet në vitin 2018;
- Energjia e ripërtëritshme kontraktohet në bazë të tarifës stimuluese prandaj furnizohet e para sipas radhitjes nga KOSTT-i.

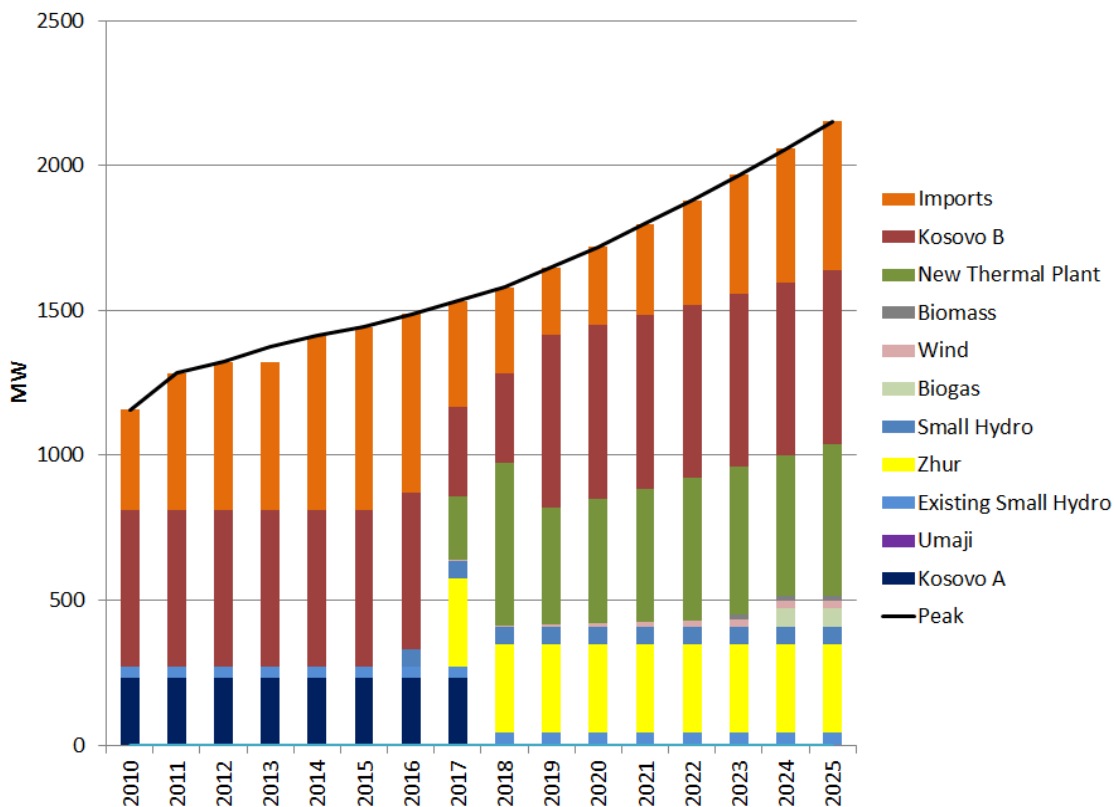
Analiza nuk merr në konsideratë importet si opsion që mund të sigurojë kapacitet të qëndrueshëm për shkak të bilancit të tendosur furnizim-kërkesë në rajon dhe pasi që rryma elektrike në rajon tregtohet vetëm në bazë të energjisë. Importet padyshim se mbasin të rëndësishme për plotësimin e nevojave të energjisë dhe të kërkesave maksimale gjersa të instalohet një kapacitet i ri substancial. Në mungesë të kapacitetit të ri substancial e fleksibil të gjenerimit nga uji në Kosovë (përveç HC në Zhur), importet mbasin të domosdoshme për menaxhimin e frekuencës së sistemit dhe për sigurimin e rezervave, si dhe për të mundësuar integrimin e teknologjive alternative të ripërtëritshme. Mirëpo, për t'u shqyrtuar mundësia e importimit të rrymës elektrike si opsion i vetëm i furnizimit, do të duhen kontrata afat-gjata për furnizim për kapacitet të qëndrueshëm.

Figura 5.1 dhe 5.2 tregojnë se si shfrytëzohen alternativat për të plotësuar konsumin dhe kërkesat maksimale për periudhën kohore 2010-2025. Shtojca E përmban gjenerimin e supozuar për çdo impiant, sipas viteve, në formë tabelare.

**Figura 5.1: Prodhimi dhe konsumi me termocentral të ri + ER**

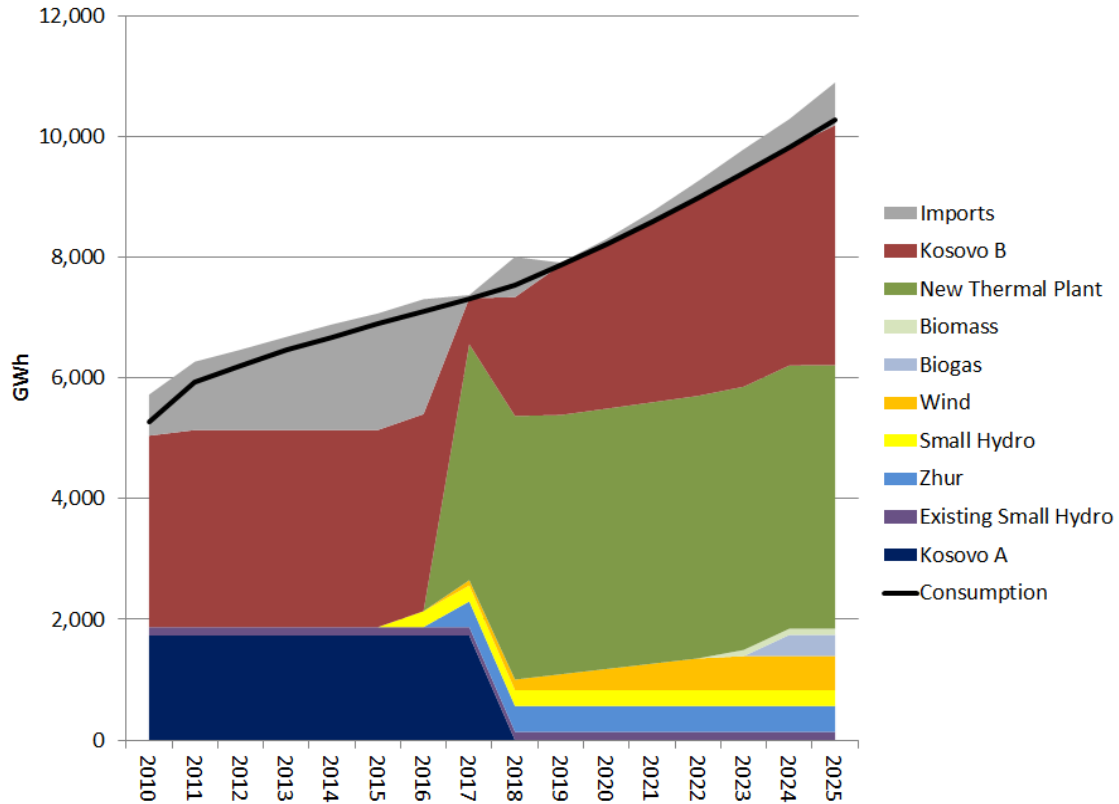


**Figura 5.2: Linjit + ER – Kërkesa maksimale dhe kapaciteti për të plotësuar kërkesën maksimale me termocentral të ri + ER**



Figurat e sipërme nuk tregojnë energjinë e eksportuar. Kosova është importues neto por ka marrëveshje për kthim të energjisë me Shqipërinë, sipas së cilës paguan për një pjesë të importeve të rrymës me eksport për në Shqipëri. Figura 5.3 tregon prodhimin që kërkohet për të kompensuar Shqipërinë për importe. Figura tregon se, për të plotësuar marrëveshjen për kthim, centralet e Kosovës duhet të funksionojnë në faktorë më të lartë të kapacitetit se sa që kërkohet për t'i shërbyer vetëm ngarkesës vendore (figura 5.1).

**Figura 5.3: Prodhimi dhe konsumi me termocentralin e ri dhe marrëveshja e energjisë me Shqipërinë**



### 5.1 Kostoja e alternativave

Opsioni linjit + ER është opsioni me koston më të ulët për Kosovën, kur kostoja kapitale dhe operuese është me zbritje nga kostoja ekonomike e kapitalit në Kosovë. Në pjesën e radhës të raportit shqyrtohet aspekti se si kjo përparësi në kosto përballon supozimet e ndryshme rreth ndryshimeve në çmimet e inputeve dhe në kërkesë.

Tabela 5.1 përmbledhë vlerën e tashme të koston së çdo opsioni. Vlerat në tabelën e poshtme përfshijnë koston e faktorëve të jashtëm lokalë dhe globalë.

**Tabela 5-1: Përmbledhje e vlerave të tashme (PV) të kostos së planeve të furnizimit me energji alternative<sup>51</sup>**

		Linjiti+ER	Gaz+ER	Naftë+ER
	(milona € )			
Termocentrali i ri		1,995	2,192	3,941
Kosova A		417	417	417
Kosova B		1,618	1,618	1,618
Hidrocentrale ekzistuese		28	28	28
Zhur		238	238	238
Hidrocentrale të vogla		84	84	84
Erë		176	176	176
Biogas		87	87	87
Biomasë		28	28	28
Importet		863	863	863
Gjithsej		5,542	5,739	7,488

Shtojca D përmban hollësitë shtesë rreth kalkulimit të NPV-ve për çdo alternativë.

<sup>51</sup> Supozon periudhën e shfrytëzimit gjer në vitin 2050.



## 6 Identifikimi i Planit të furnizimit me koston më të ulët

Në kuptim ekonomik, plani më i mirë i furnizimit me energji është ai që i mundëson Kosovës që të plotësojë nevojat për furnizim me energji me koston më të ulët ekonomike për ofruesin dhe konsumatorin, ku këto kosto përfshijnë koston për dëmet mjedisore që lidhen me secilin opsion të furnizimit me termocentral. Siç u përshkrua në pjesën 5, zgjedhja e planit më të mirë të furnizimit varet kryesisht nga karburanti për gjenerim nga ana e termocentralit.

Siç u tregua në pjesën 5, linjiti është karburanti për opsionin më të lirë termal në Kosovë, madje edhe kur të përfshihen faktorët e jashtëm relativisht të lartë globalë dhe lokalë mjedisor për këtë karburant. Plani me linjit + ER është kostoja më e ulët sipas parashikimit të kërkesës që është shtjelluar në pjesën 3 dhe përlogaritjes së koston që u bë në pjesën 4. Në pjesën 3 jepen hollësi rreth këtij rasti.

Në këtë pjesë të raportit kemi testuar qëndrueshmërinë e kësaj të gjeture me devijime të gjëra në supozimet për kërkesën e parashikuar të energjisë, shfrytëzimin e kapacitetit të centralit gjenerues, kostot e ndërtimit të centralit gjenerues, kostot për karburant për gjenerim të energjisë dhe kostot globale mjedisore që lidhen me shfrytëzimin e këtyre karburanteve. Këtë e bëjmë duke vlerësuar ndryshimet në ato supozime që bëjnë opsionin e linjtit më të padëshiruarin në krahasim me opsionet e tjera të analizuara në pjesën 5. Në shumicën e rasteve (pasi që alternativa e gazit paraqet opsionin e dytë më të lirë pas linjtit), kjo nënkupton analizën e supozimeve në lidhje me kategoritë e kostove (por jo rreth kërkesës së parashikuar të energjisë) që do të bënte planin gaz + ER më pak të shtrenjtë sesa linjit + ER në bazë të vlerës së tashme neto.

Janë analizuar këto gjashtë raste të ndryshme dhe janë krahasuar me rastin bazë (referencë) të analizuar në seksionin 5:

- Shfrytëzimi i parashikimit më të ulët të kërkesës në bazë të rritjes më të ulët të projektuar të BPV-së;
- Ndryshimet në nivelin e koston mjedisore në kuptim të çmimit për emetimin e dioksidit të karbonit që rritë koston e energjisë nga termocentrali i linjtit dhe e bën më të lartë sesa kostoja e energjisë nga termocentrali me gaz;
- Ndryshimet në nivelin e koston së ndërtimit vetëm për termocentralin me linjit që rritë koston e energjisë nga ky central dhe e bën më të lartë sesa kostoja e energjisë nga termocentrali me gaz;
- Ndryshimet në nivelin e koston së ndërtimit për termocentral për tre karburantët që e rritë koston e energjisë nga termocentrali i linjtit dhe e bën më të lartë sesa kostoja e energjisë nga termocentrali me gaz;
- Ndryshimet në nivelin e koston së karburantit që rritë koston e energjisë nga gjenerimi me linjit dhe e bën më të lartë sesa kostoja e energjisë nga termocentrali me gaz me çmimin e gazit natyror nga rasti bazë;

- Ndryshimet në nivelin e kostos së gazit natyror që ulë koston e energjisë nga gjenerimi me gaz dhe e bën më të ulët sesa kostoja e energjisë nga termocentrali me linjit me çmimin e linjtit nga rasti bazë.

## 6.1 Ndjeshmëritë ndaj kërkesës

Lakoret LEC në seksionin 4 tregojnë se centrali i linjtit është zgjidhja me koston më të ulët nga opsioni termal me faktorë të shfrytëzimit të kapacitetit mbi 50-55%. Kërkesa më e ulët sesa e pritur do të reduktonte faktorin e shfrytëzimit të kapacitetit të centralit me linjit, duke reduktuar kështu përparësinë e tij të koston në krahasim me opsionet tjera prodhuese.

Për të kuptuar ndikimin e variacioneve në kërkesë të tillë, është zhvilluar një rast i ndjeshmërisë për kërkesë më të ulët që pasqyron rritje më të ulët të BPV-së. Rasti i rritjes së ulët pasqyron normën e projektuar reale të BPV-së prej 3 për qind në vit që nga viti 2013 (në krahasim me 4.5 për qind në vit në rastin bazë).

Ndikimi i kërkesës më të ulët është reduktimi i koston së gjithëmbarshme të sistemit (për të gjitha opsionet) për shkak të koston më të ulët operacionale dhe nivelit të ulët të kërkesave për import<sup>52</sup>. Ulja në kërkesë po ashtu ngushton pak përparësinë e koston së linjtit në krahasim me gazin natyror dhe naftën, pasi që ulë faktorin e kapacitetit të centralit të ri të linjtit nga 81 për qind në 80 për qind<sup>53</sup>. Sipas këtij skenari, faktori i shfrytëzimit të Kosovës B, bie nga 55% në 33% (pas rehabilitimit).

Në tabelën 2.1 krahasohen kostot e tri planeve për furnizim alternativ termal të energjisë sipas skenarit të rritjes së ulët.

---

<sup>52</sup> Po supozojmë për hir të thjeshtësisë se reduktimi në kërkesë arrihet pa kosto CAPEX. Me fjalë tjera, nëse ulja në kërkesë arrihet përmes masave të ekonomizimit të energjisë, ato masa supozohen se janë pa kosto.

<sup>53</sup> Këtu nuk e kemi treguar ndikimin e kërkesës së lartë, pasi që efekti do të ishte i kundërt dhe rritë koston e gjithëmbarshme të furnizimit, por përmirëson përparësinë e koston së linjtit në krahasim me opsionet tjera (pasi që përmirëson faktorin e kapacitetit).

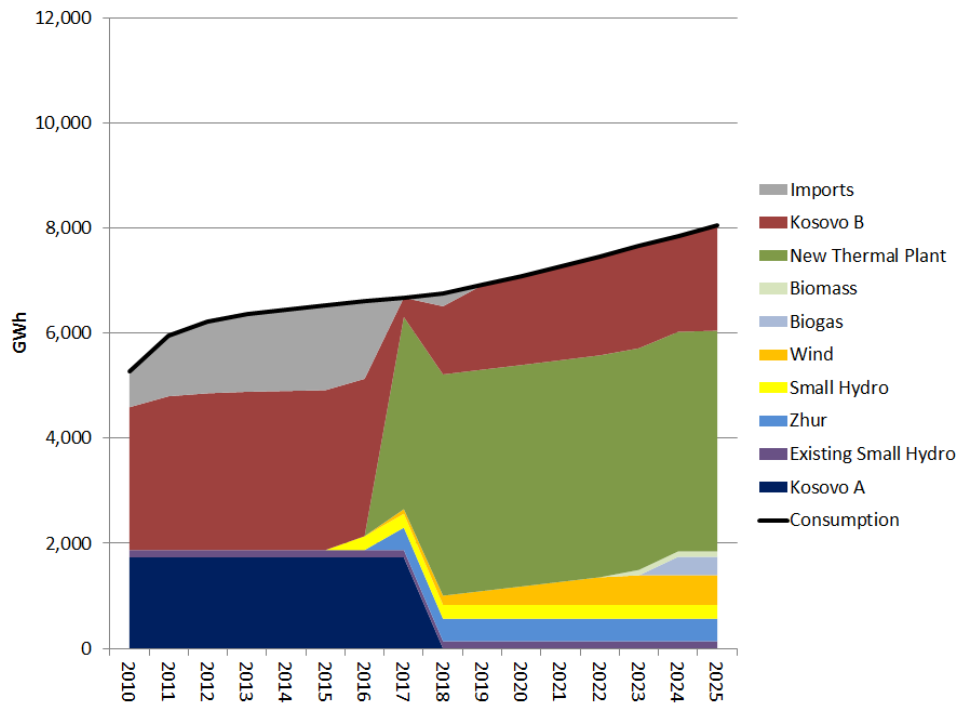
**Tabela 6-1: Përmbledhje e NPV-ve të planeve të furnizimit me energji alternative me rritjen e kërkesës së ulët<sup>54</sup>**

		Linjit + ER	Gaz+ ER	Naftë + ER
		(Milona € )		
Termocentrali i ri		1,964	2,141	3,838
Kosova A		417	417	417
Kosova B		1,321	1,321	1,321
Hidrocentrale ekzistuese		28	28	28
Zhur		238	238	238
Hidrocentrale të vogla		84	84	84
Centrale të erës		176	176	176
Biogas		87	87	87
Biomasë		28	28	28
Importet		552	552	552
Ghithsej		4,903	5,080	6,777

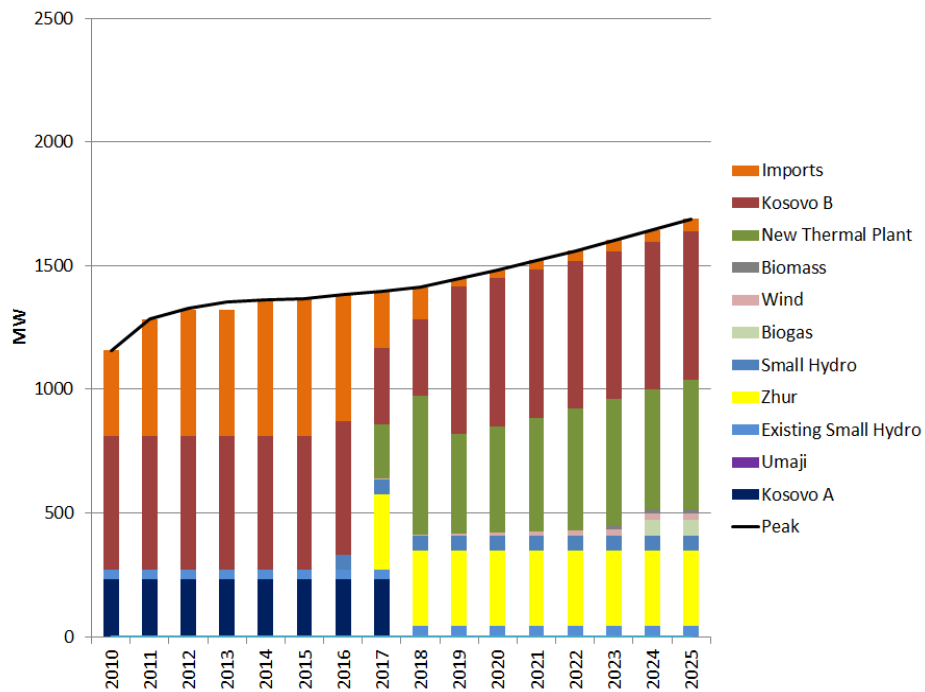
Figurat 6.1 dhe 6.2 tregojnë shpërndarjen e kërkuar për t'i shërbyer ngarkesës dhe për të plotësuar kërkesën maksimale sipas skenarit me kërkesë të ulët.

<sup>54</sup> Supozon periudhën e shfrytëzimit gjer në vitin 2050.

**Figura 6.1: Prodhimi dhe konsumi me termocentral të ri + ER dhe me rritje më të ulët të kërkesës**



**Figura 6.2: Linjit + ER – Kërkesa maksimale dhe kapaciteti për të plotësuar kërkesën maksimale me termocentral të ri + ER, me rritje më të ulët të kërkesës**



## 6.2 Ndjeshmëritë ndaj kostos mjedisore

Kostot më të larta globale apo lokale mjedisore bëjnë që potenciali i Kosovës për prodhimin e energjisë së ripërtëritshme të duket më i arsyeshëm nga aspekti ekonomik dhe të ulë përparësinë e kostos së centralit me linjit në krahasim me opsionet e tjera të prodhimit termal. Kostot më të ulëta mjedisore kanë ndikim të kundërt, pra ulin sasinë e potencialit të ripërtëritshëm që është i arsyeshëm nga aspekti ekonomik dhe rrisin përparësinë e kostos së centralit me linjit në krahasim me opsionet tjera termale.

Kostoja e linjtit tejkalon koston e gazit nëse kostoja e tCO<sub>2</sub> është 55% më e lartë sesa që është supozuar në rastin bazë (23.25€/tCO<sub>2</sub> në vend të 15€/ tCO<sub>2</sub>), dhe 55% më e lartë sesa parashikimi nga ANE për çdo vit pasues (që arrin nivelin prej 35.02€/tCO<sub>2</sub> gjer në vitin 2020 dhe 40.44€/tCO<sub>2</sub> gjer në vitin 2025). Tabela 6.2 më poshtë tregon efektin e supozimeve të çmimeve më të larta të karbonit mbi kostot (në vlerën e tashme neto) e planeve alternative.

**Tabela 6-2: Përmbledhje e NPV-ve të planeve për furnizim me energji alternative – parashikimi nga IEA për CO<sub>2</sub> + 55 %**

	Linjit + ER	Gaz+ ER	Naftë + ER
	(Miliona €)		
Termocentrali i ri	2,326	2,309	4,117
Kosova A	514	514	514
Kosova B	1,990	1,990	1,990
Hidrocentrali ekzistues	28	28	28
Zhur	238	238	238
Hidrocentral i vogël	84	84	84
Central me erë	176	176	176
Biogas	87	87	87
Biomasë	28	28	28
Importet	923	923	923
Gjithsej	6,402	6,385	8,193

### 6.3 Ndjeshmëritë ndaj kostos ndërtimore

Analiza gjithashtu ka shqyrtuar implikimet e ndryshimeve në kostot ndërtimore rreth planeve për furnizim alternativ. Kostot më të larta ndërtimore për centralët gjeneruese të ndezura ngalinjiti do të ulin përparësinë e kostos së planit për linjit + ER. Tabela 6.3 tregon se kostoja ndërtimore e centralit gjenerues me ndezje nga linjiti + ER mund të rritet gjër në 25% (nga 1.1 miliard \$ në 1.4 miliard \$) para se kostoja ndërtimore e planit Gaz + ER të bëhet kostoja më e ulët në kuptim të NPV-së.

**Tabela 6-3: Përmbledhje e NPV-ve të planeve të furnizimit me energji alternative – kostoja ndërtimore e centralit të linjtit rritet për 25%**

	Linjit + ER	Gaz+ ER	Naftë + ER
	(Miliona €)		
Termocentrali i ri	2,198	2,192	3,941
Kosova A	417	417	417
Kosova B	1,618	1,618	1,618
Hidrocentrale ekzistuese	28	28	28
Zhur	238	238	238
Hodorcentrale të vogla	84	84	84
Central me erë	176	176	176
Biogas	87	87	87
Biomasë	28	28	28
Importet	863	863	863
Gjithsej	5,744	5,739	7,488

Rritja në koston ndërtimore megjithatë do të ndikonte sipas të gjitha gjasave të ndërtimet në Kosovë. Prandaj nuk ka gjasa që kostoja ndërtimore për centralin e linjtit të rritet, përderisa kostoja ndërtimore për opsionet e tjera mbetet konstante. Kostoja ndërtimore do të rritet edhe për teknologjitë e tjera. Kjo do t'i bënte teknologjitë që kërkojnë më shumë kapital (centralët e linjtit dhe të ripërtëritshme) më pak joshëse nga aspekti ekonomik sesa teknologjitë që kërkojnë më pak kapital (gaz dhe naftë). Tabela 6.4 tregon ndikimin e ndryshimeve në të gjitha kostot e ndërtimit të centralit mbi aftësitë joshëse ekonomike të planit Linjit + ER në krahasim me planin alternativ Gaz +

ER. Tabela tregon se kostoja ndërtimore mund të rritet për 45% për të gjitha teknologjitë para se plani Linjit + ER t'i afrohet koston së planit Gaz + ER.

**Tabela 6-4:: Përmbledhje e NPV-ve të planeve të furnizimit me energji alternative – rritje në koston ndërtimore për të gjitha centralet për 45%**

	Linjit + ER	Gaz+ ER	Naftë + ER
	(Milionë €)		
Termocentral i ri	2,360	2,338	4,087
Kosova A	417	417	417
Kosova B	1,725	1,725	1,725
Hidrocentrale ekzistuese	28	28	28
Zhur	327	327	327
Hidrocentrale të vogla	121	121	121
Central me erë	252	252	252
Biogas	126	126	126
Biomasë	41	41	41
Importet	863	863	863
Gjithsej	6,267	6,246	7,995

#### 6.4 Ndjeshmëritë ndaj koston së karburantit

Edhe kostoja më e lartë për linjit apo më e ulët për gaz natyror apo naftë mund të ulë përparësinë në koston të planit Linjit + ER. Tabela 6.5 tregon se kostoja e linjitet duhet të rritet 70% (nga 10.5€/ton në 17.17€/ton) para se NPV e planit Linjit + ER të tejkalon NPV-në e planit Gaz + ER.

**Tabela 6-5: Përmbledhje e NPV-ve të planeve për furnizim me energji alternative – kostoja për linjit rritet për 70%**

		Linjit + ER	Gaz+ ER	Naftë + ER
		(Milionë € )		
Termocentral i ri		2,203	2,192	3,941
Kosova A		566	566	566
Kosova B		1,899	1,899	1,899
Hidrocentrale ekzistuese		28	28	28
Zhur		238	238	238
Hidrocentrale të vogla		84	84	84
Centrale me erë		176	176	176
Biogas		87	87	87
Biomasë		28	28	28
Importet		863	863	863
Gjithsej		6,180	6,169	7,918

Tabela 6.6 tregon ndikimin në opsionin me gaz natyror nga ulja prej 15% në koston e gazit natyror, nga 300€/tcm në 255€/tcm. Plani Gaz + ER i afrohet koston së planit Linjit + ER në këto çmime.



**Tabela 6-6: Përmbledhje e NPV-ve të planeve për furnizim me energji alternative – 15% ulje në koston e gazit natyror**

		Linjit + ER	Gaz+ ER	Naftë + ER
		(Milionë € )		
Termocentral i ri		1,995	1,971	3,469
Kosova A		417	417	417
Kosova B		1,618	1,618	1,618
Hidrocentrale ekzistuese		28	28	28
Zhur		238	238	238
Hidrocentrale të vogla		84	84	84
Centrale me erë		176	176	176
Biogas		87	87	87
Biomasë		28	28	28
Importet		863	863	863
Gjithsej		5,542	5,518	7,016

## 6.5 Përmbledhje e ndjeshmërive

Plani linjit + ER tregon koston më të ulët përkundër variacioneve të shumta në supozimet rreth kërkesës së parashikuar të energjisë, shfrytëzimit të kapacitetit të centralit gjenerues, koston për ndërtimin e centralit gjenerues, koston për karburant për gjenerim të energjisë, dhe koston globale mjedisore (përfshirë koston e karbonit në çmimet e parashikuara nga Agjencia Ndërkombëtare për Energji) që lidhen me shfrytëzimin e këtyre karburanteve.

Në tabelën 6.7 përmbledhen rezultatet e analizës së ndjeshmërisë.

**Tabela 6-7: Përmbledhje e analizës së ndjeshmërisë<sup>55</sup>**

	Rasti bazë	Ndjeshmëria	Rasti bazë PV e planit të linjitit + ER	Rasti bazë PV e planit të gazit + ER	PV e planit të linjitit + ER me ndjeshmëri	PV e planit të gazit + ER me ndjeshmëri
Kërkesa	4.5 për qind të rritjes së BPV-së	3% e rritjes së BPV-së	5,542	5,739	4,903	5,080
Kostoja e CO <sub>2</sub>	Parashikimi i ANE-s	Parashikimi i ANE-s + 55%	5,542	5,739	6,402	6,385
Kostoja e ndërtimit të termocentralit me linjit	1.1 miliardë €	25% rritje në 1.4 miliardë €	5,542	5,739	5,744	5,739
Kostoja e ndërtimit të gjitha centraleve		45% rritje për të gjitha centraleve	5,542	5,739	6,267	6,246
Kostoja e linjitit	€10.5	70% rritje në 17.77€/ton	5,542	5,739	6,180	6,169
Kostoja e gazit	300€/tcm	15% rënie në 255€/tcm	5,542	5,739	5,542	5,518

<sup>55</sup> Analiza nuk merr parasysh opsionin naftë + ER pasi që plani gaz + ER është alternativa e dytë më e ulët pas linjit + ER.

# Shtojca A. Modeli i parashikimit të kërkesës për energji

## Metodologjia bazike e parashikimit

Meqë kjo analizë e opsioneve të furnizimit me energji po bëhet nga aspekti ekonomik, parashikimi i kërkesës për energji që është shfrytëzuar për këtë analizë duhet të pasqyrojë kërkesën për energji elektrike që është konsistente me parimet e efijencës ekonomike. Në praktikë kjo kërkesë paraqet sasinë e parashikuar të energjisë elektrike që konsumohet nga konsumatorët nëse nga ata kërkohet që të paguajnë çmimin që mbulon plotësisht koston ekonomike të furnizimit të sasisë së energjisë elektrike që konsumohet nga ta. Kjo qasje nuk parashikon doemos që çmimet e rrymës do të jenë të barabarta me koston ekonomike të furnizimit. Por nëse këto çmime dallojnë nga kostoja ekonomike, atëherë sasia e energjisë së konsumuar nuk do të ishte e barabartë me nivelin ekonomikisht eficient të konsumit. Nëse çmimi do të ishte nën koston ekonomike, konsumi do të tejkalonte nivelin ekonomikisht eficient, dhe ky dallim do të impononte kosto ekonomike mbi shoqëri ("humbja e mbetur" në kuptim ekonomik).

Metodologjia për të fituar parashikimin e nivelit ekonomikisht eficient të kërkesës për energji elektrike në afat të gjatë bazohet në marrëdhënien vijuese në mes të rritjes së kërkesës për energji, normës reale të rritjes së të ardhurave dhe normës reale të rritjes së çmimit të energjisë elektrike, duke supozuar ekuacionin konstant të elasticitetit të kërkesës për energji:

Norma e rritjes së kërkesës është e barabartë me normën e rritjes së çmimeve shumëzuar me elasticitetin e çmimit plus norma e rritjes së të ardhurave shumëzuar me elasticitetin e të ardhurave. Kjo shprehet si vijon:

$$d = p \cdot b + g \cdot a$$

ku:

$d$  = norma mesatare vjetore e rritjes së kërkesës

$a$  = elasticiteti i të ardhurave (pozitiv)

$g$  = rritja e të ardhurave reale në mes të periudhave të njëpasnjëshme të parashikimit

$b$  = elasticiteti i çmimit të kërkesës (negativ)

$p$  = ndryshimi në çmimet reale të energjisë në mes të periudhave të njëpasnjëshme të parashikimit

Për qëllim të shfrytëzimit të këtij modeli, periudha e parashikimit është viti kalendarik dhe përlllogaritjet e elasticitetit të çmimit dhe elasticitetit të të ardhurave të kërkesës për energji në Kosovë që rrjedhin nga analiza e ESTAP, që është treguar më poshtë.

Kërkesa për energji elektrike që paraqitet në këtë model është konsumi për përdorim të fundit i pavarur nga parashikimi pa uljen e humbjeve nga niveli i tashëm. Ky parashikim i

konsumit të shfrytëzimit të fundit më pas futet në **energjinë bruto që i dërgohet rrjetit të energjisë nga centralet që prodhojnë energji që nevojiten për të furnizuar konsumin për përdorim të fundit të pavarur nga parashikimime reduktive sipas orarit në humbjet joteknike**. Ky ndryshim merr parasysh supozimet rreth reduktiveve në humbjet teknike dhe joteknike dhe për mangësitë në prodhim si rezultat i reduktimit të ngarkesës.

Inkorporimi i efekteve të elasticitetit të çmimit dhe elasticitetit të të ardhurave kryhet në procesin vijues prej tri fazave:

- Në fazën e parë, që është përshkruar në paragrafin e sipërm, vlera për elasticitetin e të ardhurave është e kombinuar me rritjen e parashikuar në BPV, por nuk supozohet kurrfarë ndryshimi në tarifën mesatare të rrymës në kuptim të çmimit real. Kjo pjesë e analizës prodhon **parashikimin preliminar të kërkesës në rastin bazë**.
- Në fazën e dytë, kostoja ekonomike për Kosovën për të furnizuar këtë kërkesë të parashikuar llogaritet sipas metodologjisë së përshkruar në pjesën 6.1. Këto kosto përfshijnë kostot lokale socio-ekonomike të imponuara nga emisionet atmosferike (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, hiri, etj.) nga djegia e karburanteve nga fosilet për të gjeneruar energjinë elektrike në Kosovë. Këto kosto nuk përfshijnë çmimin e dioksidit të karbonit pasi që përfitimi nga pagesa e kësaj kostoje është e mirë botërore, dhe kostot e ndërtimit dhe operimit të opsioneve për furnizim të ripërtëritshëm, të cilat kanë kosto të lartë, janë përjashtuar pasi që ato nuk mund të jenë pjesë e mjeteve ekonomike me koston më të ulët për furnizimin e kërkesës së parashikuar me energji. Projekti për hidrocentralin e Zhurit dhe projektet për energjinë e ripërtëritshme janë përfshirë pasi që ato mund të futen në planin për zgjerimin me kosto efikase të furnizimit me energji.
- Në fazën e tretë, parashikimi i kërkesës ekonomike bazë për energji rrjedh nga çmimet e rrymës elektrike që pasqyrojnë nivelin e koston ekonomike të furnizimit për kërkesën preliminare të parashikuar bazë. Kur kjo kosto ekonomike është shumë më e lartë sesa tarifa e tashme mesatare e rrymës elektrike, e konsideruar se është e barabartë me nivelin mesatar në fuqi në Kosovë gjatë vitit 2010, ku dallimi në mes të dy masave jep një përlllogaritje të rritjes në çmimin e energjisë nga niveli i tashëm në llogaritjet e kërkesës për energji që është konsistent me parimet e ekonomizimit. Kur kjo rritje e çmimit është tepër e lartë për zbatim në afat të shkurtër pa shkaktuar vështirësi serioze ekonomike dhe sociale për konsumatorët e rrymës elektrike, rritja modelohet në hapa vjetor të pranueshëm ekonomikisht përgjatë një periudhe të gjatë. Në praktikë çmimi i energjisë elektrike që shfrytëzohet për parashikimin e kërkesës së energjisë rritet gradualisht për të arritur nivelin e koston ekonomike të furnizimit me energji gjer në kohën kur i tërë kapaciteti i planifikuar për furnizim me energji instalohet dhe bëhet operacional, do të thotë gjer në vitin 2025. Modeli i kërkesës së energjisë zbatohet rishtazi me rritjen e llogaritur në çmimin e energjisë, i kombinuar me

vlerën për elasticitetin e çmimit të kërkesës për energji, si dhe me vlerën për elasticitetin në të ardhura i kombinuar me rritjen e parashikuar në BPV.

Parashikimi ekonomik bazë është parashikimi i shfrytëzuar për të vlerësuar opsionet e furnizimit me energji.

### **Elasticiteti i çmimit të kërkesës**

Çmimi i referohet nivelit mesatar të tarifës së energjisë që e paguajnë shfrytëzuesit e fundit të rrymës në Kosovë. Elasticiteti i çmimit mund të nxirret për çdo sektor si vijon, në bazë të informatave nga ESTAP:

- Për kategoritë e konsumatorëve industrialë dhe të shërbimeve<sup>56</sup>, elasticiteti i çmimit është  $-0.30$ ;
- Për sektorin familjar, elasticiteti i çmimit llogaritet duke krahasuar konsumin vjetor për ekonomi familjare për shtëpitë pa njëhsor me konsumin vjetor për ekonomi familjare për shtëpitë me njëhsor<sup>57</sup>. Elasticiteti i rrymës për ekonomitë familjare që ishin lidhur rishtazi me njëhsor në vitin 2000 dhe 2005 u kalkulua si vijon:
  - Për vitin 2000 =  $-(7554 - 4500) / 7554 = -0.40$ .
  - Për vitin 2005 =  $-(9000 - 4856) / 9000 = -0,46$ .

d.m.th. elasticiteti i rrymës për sektorin e ekonomive familjare ka trend në rritje nga  $-0,40$  gjer në  $-0,46$  në mes të viteve 2000 dhe 2005.

Në bazë të uljes së parashikuar nga ESTAP në nivelin e konsumit nga mënjanimi i humbjeve joteknike për të tre sektorët e konsumatorëve<sup>58</sup>, elasticiteti mesatar i matur i çmimit për të tre sektorët është:

- $-0.38$  në vitin 2000;
- $-0.41$  në vitin 2005;
- $-0.40$  në vitin 2010;
- $-0.39$  në vitin 2015.

Në bazë të këtyre vlerave, elasticiteti specifik i çmimit të kërkesës për energji është i barabartë me  $-0,40$  supozohet për uljen e konsumit që arrihet nga ulja e humbjeve joteknike (kryesisht për konsumin e papaguar nga ekonomitë familjare).

Elasticiteti konstant i çmimit të rrymës është i barabartë me  $-0,20$  supozohet për konsumin e gjithëmbarshtëm në Kosovë kur ndryshon niveli i tarifës mesatare të

---

<sup>56</sup> Raporti final i ESTAP-së në Kosovë, qershor 2002, Moduli A, faqe 97.

<sup>57</sup> Raporti final i ESTAP-së në Kosovë, qershor 2002, tabela 5.5, faqe 97 "Rasti i supozimit 2" tregon projeksionet për këto kategori të konsumatorëve nga 2000 gjer në 2005 në bazë të asaj se të gjitha ekonomitë familjare kanë orë rryme gjer në vitin 2005.

<sup>58</sup> Raporti final i ESTAP-së në Kosovë, qershor 2002, tabela 7,4, faqe 122.

energjisë përgjatë grupeve të tarifave të konsumatorëve<sup>59</sup>. Kjo mundësi nuk është paraparë në analizën e ESTAP-së.

### **Elasticiteti i të ardhurave të kërkesës**

Llogaritja e elasticitetit të të ardhurave nga të dhënat e ESTAP-së do të thotë përcaktimi i vlerës për elasticitetin e të ardhurave që duhet të jenë llogaritur nga norma mesatare e parashikuar e rritjes në kërkesë nga ESTAP-ja (2000-15) në modelin e parashikimit të kërkesës  $d = -0.40 * p + a * g$ , nën supozimin nga ESTAP-ja se nuk ka ndryshime në çmimin e rrymës elektrike.<sup>60</sup>

Në rast kur modeli supozon zbatimin e masave për reduktimin e humbjeve joteknike, norma mesatare e rritjes së parashikuar të konsumit për periudhën 2000-2015 ishte 4,37 në vit<sup>61</sup>, dhe rritja e projektuar në BPV gjatë periudhës së njëjtë ishte 6,4 për qind në vit<sup>62</sup>.

Zëvendësimi i këtyre vlerave në modelin e kërkesës rezulton në elasticitetin në të ardhura:

$$a = (4.37 + 0.40 * 10.0) / 6.4 = 1.31$$

Prandaj modeli i parashikimit të kërkesës për vitin bazë 2010 është:

$$d = -0.40 * p + 1.31 * g$$

Modeli rezultues i kërkesës së parashikuar të rrymës nga konsumatorët e fundit për vitin  $n+1$  është:

$$D_{n+1} = D_n * (1 - 0.40 * p_{n+1} + 1.31 * g_{n+1})$$

ku  $D_n$  është kërkesa e energjisë nga konsumatori i fundit në vitin  $n$  për periudhën e parashikuar,  $D_{n+1}$  është kërkesa për energji në vitin  $n+1$ ,  $p_{n+1}$  është ndryshimi i projektuar i çmimeve reale të energjisë në mes të viteve  $n$  dhe  $n+1$ ,  $g_{n+1}$  është rritja e projektuar e të ardhurave reale në mes të viteve  $n$  and  $n+1$  dhe  $n$  është barazi me një në vitin 2011.

### **Inkorporimi i supozimeve rreth reduktimit të humbjes**

Kërkesa për energji elektrike që u paraqit në seksionin paraprak me këtë model është konsumi i fundit pavarësisht parashikimit pa uljen e humbjeve nga niveli i tashëm. Kjo kërkesë e parashikuar ndryshohet duke marrë parasysh supozimet rreth reduktimeve në humbjet teknike dhe jo-teknike dhe për mangësitë në gjenerim si rezultat i shpërndarjes së ngarkesës.

---

<sup>59</sup> Kjo vlerë e elasticitetit të çmimit të kërkesës së gjithëmbarshme të energjisë për të gjithë sektorët e konsumit është vlerë tipike referencë.

<sup>60</sup> Vlera e elasticitetit të çmimit të kërkesës në bazë të analizës nga ESTAP-ja, do të thotë -0,40, është vlera përkatëse për të nxjerrë elasticitetin në të ardhura të kërkesës për shkak se ky rezultat bazohet në analizën nga ESTAP.

<sup>61</sup> Raporti përfundimtar i ESTAP në Kosovë, qershor 2002, tabela 5,38, faqe 103.

<sup>62</sup> Raporti përfundimtar i ESTAP në Kosovë, qershor 2002, tabela 5,35, faqe 100.

Humbjet teknike ( $TL_n$  në vitin  $n$ ) në energjinë e prodhuar në Kosovë projektohen ndarazi si përqindje e energjisë neto të bartur në Kosovë (energji e bartur në Kosovë *plus* importet *minus* eksportet) në çdo vit  $n$ . Ky model supozon se humbjet teknike ulen nga niveli aktual prej 16,6 për qind i energjisë bruto të furnizuar në vitin 2010 në 8,0 për qind në vitin 2025.

**Humbjet joteknike** në vitin  $n$  ( $NTL_n$ ) supozohet se janë ulur në 5% në normë të njëtrajtshme gjatë 5 viteve nga viti 2013 gjer në vitin 2018. Viti 2013 është zgjedhur për fillimin e uljes së humbjeve joteknike mbi supozimin se privatizimi i planifikuar i sistemit të distribucionit në mes të vitit 2012 do të paraqes disiplinën komerciale të kërkuar për të arritur uljen në fjalë.

Modeli rezultues për kërkesën e parashikuar për energjinë e prodhuar për të furnizuar kërkesën në vitin  $n$  është:

$$E_n = d_n / (1 - TL_n)$$

Konsumi i parashikuar i faturuar në vitin  $n$  është:

$$B_n = d_n - NTL_n$$

Ekuacionet e fundit mund të shfrytëzohen, së bashku me informatat e poshtme, për të nxjerrë parashikimin e rendit të parë të konsumit të faturuar të energjisë për periudhën 2010 gjer 2025. Shtesa e të dhënave nga viti bazë në modelin e parashikimit të kërkesës.

Modeli i parashikimit të kërkesës është kalibruar si vijon për të pasqyruar të dhënat aktuale për Kosovën:

- Konsumi aktual 2010 (viti bazë)<sup>63</sup>: 4,591 GWh;
- Energji aktuale bruto e furnizuar në vitin 2010 në rrjetin energjetik<sup>64</sup>: 5,506 GWh;
- Humbjet teknike në vitin 2010<sup>65</sup>: 16,6 për qind e gjenerimit në fillim të periudhës së parashikimit;
- Humbjet joteknike në vitin 2010<sup>66</sup>: 20 për qind e energjisë totale të gjeneruar (d.m.th. në vitin 2010 kjo do të jetë e barabartë me  $5,506 \times 0.20 = 1,101$  GWh);
- Mungesa aktuale e gjenerimit në vitin 2010 përmes shpërndarjes së ngarkesës<sup>67</sup>: 205 GWh.

---

<sup>63</sup> Të dhënat e ofruara nga KEK-u (dosja "Power system data 2008\_2010.doc"). Ky është kombinim i konsumit të paguar në tarifën e energjisë dhe konsumit të papaguar të kategorizuar si humbje joteknike. Niveli i vitit 2010 pengohet nga shpërndarja e tashme e ngarkesës. Nivelet e parashikimit supozojnë se nuk ka pengesa prandaj nuk ka kërkesë të paplotësuar në sistemin energjetik.

<sup>64</sup> Të dhënat e ofruara nga KEK-u (dosja "Power system data 2008\_2010.doc").

<sup>65</sup> Të dhënat e siguruara nga KEK-u.

<sup>66</sup> Të dhënat e ofruara nga KEK-u (dosja "Power system data 2008\_2010.doc").

<sup>67</sup> KOSTT, Plani i mjaftueshmërisë së gjenerimit (2009-15), tetor 2008.

- Gjenerimi në vitin 2010 që kërkohet për të furnizuar kërkesën përfshirë të gjitha humbjet:  $5,506 + 205 = 5,711$  GWh;
- Ulja në energjinë bruto duke larguar humbjet joteknike:  $0.40 \times 1,101 = 440$  GWh, përmes trajtimit të këtyre humbjeve si konsum i papaguar (duke supozuar elasticitetin e çmimit të kërkesës, si më sipër, prej 0,40).

Energjia bruto në 2010 për furnizim të pandërprerë të kërkesës për energji në tarifën në fuqi:  $(4591/(1-0.166) + 205-440) = 5271$  GWh (d.m.th. konsumi aktual në 2010 plus konsumi i mëhershëm nga shpërndarja e ngarkesës plus humbjet teknike minus reduktimin në konsum duke larguar humbjet joteknike).

Norma e parashikuar e rritjes reale në BPV për skenarin e mesëm të planifikimit: 4,5 për qind.

Ndryshimi i parashikuar në tarifën e energjisë në kuptim të çmimit real: Fillimisht është shfrytëzuar supozimi se nuk ka ndryshime gjatë periudhës së parashikimit, ku ky supozim është rishikuar në përsëritjen e dytë duke krahasuar tarifën e tashme mesatare me KAMRr-në e planit zhvillimor të energjisë me koston më të ulët (nga analiza në seksionin 4). Nëse tarifa e tashme është dukshëm më e ulët sesa KAMRr-ja, parashikimi i kërkesës rikalkulohet, duke supozuar rritjen e vazhdueshme në tarifë gjer në KAMRr, duke shfrytëzuar vlerën për elasticitetin e çmimit të kërkesës së energjisë që u kalkulua më sipër, dhe pastaj plani për zhvillimin e energjisë me koston më të ulët rillogaritet në bazë të parashikimit të rishikuar të kërkesës.



## Parashikimi i konsumit të energjisë (GWh)

**Parashikimi preliminar i kërkesës në rastin bazë.** Ky parashikim llogaritet nga modeli i kërkesës duke shfrytëzuar supozimet për rritje prej 4,5 për qind në vit në BPV, por pa rritje në çmimin e energjisë gjatë periudhës së planifikimit.<sup>68</sup> Sipas këtyre supozimeve, konsumi i energjisë në Kosovë do të rritet në mesatare prej 5,3 për qind në vit gjatë periudhës gjer në vitin 2025. Ky derivim është treguar në tabelën e shtojcës A.1. Parashikimi për çdo vit është treguar në tabelën e shtojcës A.6.

**Tabela e shtojcës A.1: Devijimi i parashikimit preliminar të kërkesës në rastin bazë**

viti	2010 aktual	2015 parashik	2020 parashik	2025 parashik
Konsumi aktual nga konsumatori në vitin 2010 duke përfshirë NTL (GWh)	4,591			
Konsumi aktual nga konsumatori në vitin 2010 duke përfshirë reduktimet (GWh)	4,762			
Parashikimi i konsumit të pakufizuar dhe pa reduktime të NTL sipas modelit të kërkesës (GWh)		6,341	8,444	11,244
<i>Rritja vjetore e konsumit</i>		5.9%	5.9%	5.9%
Humbjet teknike (përqindja e prodhimit)	16.6%	13.0%	10.0%	8.0%
Energjia bruto për furnizimin e konsumit të pakufizuar pa zvogëlim të NTL (GWh)	5,711	7,289	9,382	12,222
<i>Rritja vjetore e energjisë së prodhuar</i>		5.00%	5.2%	5.4%
NTL (përqindja e energjisë bruto – aktuale në vitin 2010)	20.0%	14.0%	5.0%	5.0%
NTL – energjia bruto (GWh)	1,101	1,020	469	611
Zvogëlimi i energjisë bruto përmes heqjes së NTL (GWh)	440	175	563	733
Zvogëlimi i konsumit përmes heqjes së NTL (GWh)	367	152	507	675
<b>Energjia bruto për furnizimin e konsumit të parashikuar dhe të pakufizuar me zvogëlim të planifikuar të NTL (GWh)</b>	5,271	7,114	8,819	11,488
<i>Rritja vjetore e furnizimit bruto të energjisë</i>		6.2%	4.4%	5.4%
Parashikimi i konsumit të pakufizuar me zvogëlim të planifikuar të NTL (GWh)	4,395	6,189	7,937	10,569

<sup>68</sup> Parashikimi nga FMN për rritjen reale të BPV-së për periudhën 2012 gjer 2016 është në mesatare 4,5 për qind (Raporti i FMN-së për shtetin numër 11/210, korrik 2011).

Kostoja ekonomike për Kosovën për furnizim të kësaj kërkesë të parashikuar është nxjerrë në kuptim të **Kostos Afatgjatë Mesatare Rritëse (KAMRr)** që është përkufizuar në dritaren e poshtme.

#### **Dritarja e shtojcës A.1: Përkufizimi i KAMRr-së**

KAMRr-ja është përpjesëtimi i 'vlerës së zbritur aktuale të rrjedhës së kostos rritëse të furnizimit' me 'vlerën e zbritur aktuale të rrjedhës së kostos rritëse të energjisë së furnizuar apo konsumuar'. Periudha e zbritjes zgjat nga viti i parë i periudhës së planifikimit (2011) gjer në vitin e fundit të periudhës (2050). Vlerat vjetore të shfrytëzuara për këtë periudhë janë kostot dhe vlerat e energjisë për vitin e fundit të periudhës së planifikimit (2025).

Shprehja "rritëse" i referohet rritjes në sasinë e energjisë së furnizuar apo kostove të shfaqura për tërë sistemin energjetik gjatë një viti gjatë periudhës së planifikimit në krahasim me energjinë e furnizuar apo kostot e shfaqura në vitin e parë të periudhës së planifikimit.

Shfrytëzimi i kostos rritëse pasqyron parimin e shfrytëzimit të kostove aktuale të pazotuarra dhe beneficionet në analizën ekonomike. Shpenzimet e kaluara dhe të tashme të zotuarra dhe përfitimet nga to nuk janë përfshirë në këtë analizë.

Për analizë ekonomike, shkalla e shfrytëzuar e zbritjes është kostoja e llogaritur e mundësisë së kapitali në Kosovë, që supozohet të jetë 10 për qind.

KAMRr-ja për rastin preliminar bazë në fazën e parë të kësaj analize llogaritet se është 0,080 € për kWh që dërgohet nga centrali gjenerues në rrjetin energjetik (shih tabelën me titullin "Nxjerrja e LRAIC për planin Linjit + ER në bazë të parashikimit preliminar të kërkesës në rastin bazë dhe kostot ekonomike për Kosovën" që gjendet në fund të kësaj shtojce).

Kjo llogaritje e kostos ekonomike të furnizimit krahasohet me tarifën mesatare të ngarkuar në vitin 2010, siç përshkruhet më sipër. Prandaj LRAIC duhet të konvertohet në kosto ekuivalente për kWh të faturuar.

- Duke supozuar nivelin aktual të humbjeve teknike në vitin 2010 prej 16,6 për qind të energjisë totale që dërgohet në rrjetin energjetik dhe te konsumatorët<sup>69</sup>, dhe duke inkorporuar një tolerancë të pranueshme rreth ekonomizimit prej 5% për humbjet joteknike që furnizuesi i energjisë duhet t'i mbulojë nga të hyrat e faturuara, kjo kosto ekonomike e furnizimit është ekuivalent me 0,103 € për kWh të faturuar.

<sup>69</sup> Ky nivel prej 16,6 për qind bazohet në të dhënat e siguruar nga KEK-u për humbjet totale teknike në rrjet si proporcion i konsumit të gjithëmbarshtëm bruto në terminologjinë e KEK-ut në vitin 2010 që është ekuivalent me energjinë e gjithëmbarshtëm të furnizuar në sistemin energjetik. Ndryshe, këto humbje mund të shprehen si proporcion i konsumit bruto të KEK-ut në rrjet, në të cilin rast humbjet e gjithëmbarshtëm teknike kapin 20,1 për qind.

- Sipas KEK-ut, në vitin 2010 ata kishin faturuar 201,3 milionë € për tërë konsumin e faturuar prej 3,496 GWh që tregon se tarifa mesatare e KEK-ut ishte 0.0576 € për kWh të faturuar.
- KAMRR-ja i llogaritur prandaj është 78 për qind më i lartë sesa tarifa mesatare në vitin 2010.

Ky dallim mund të plotësohet me një rritje vjetore prej 4,2 për qind në nivelin e tarifës mesatare, duke filluar në vitin 2012 që vazhdon gjer në vitin 2025 në bazë të përshtimit të mësipërm. Këto çmime pasqyrojnë kostot ekonomike me qëllim të nxjerrjes së kërkesës efikase në aspektin ekonomik. Ato nuk pasqyrojnë kostot financiare apo tarifën e nevojshme për të rikuperuar kostot financiare që dallojnë nga kostot ekonomike.

Prandaj **parashikimi ekonomik i kërkesës në rastin bazë** rezulton me 4,2 për qind rritje vjetore të çmimit të energjisë dhe elasticitet të çmimit të kërkesës barazi me -0,2, i kombinuar me vlerën prej +1,31 për elasticitetin në të ardhura dhe rritje vjetore në BPV-në reale prej 4,5 për qind gjatë periudhës së planifikimit. Tabela e shtojcës A.2 tregon se si del parashikimi ekonomik i kërkesës së rastit bazë, sipas metodologjisë së shfrytëzuar më sipër. Tabela në shtojcën A.1 tregon se si del ky parashikim. Parashikimi për çdo vit është treguar në tabelën e shtojcës A.7.

**Tabela e shtojcës A.2: Devijimi i parashikimit ekonomik të kërkesës në rastin bazë**

viti	2010 aktual	2015 parashi	2020 parashi	2025 parashi
Konsumi aktual në vitin 2010, duke përfshirë NTL (GWh)	4,591			
Konsumi aktual në vitin 2010, duke përfshirë reduktimet (GWh)	4,762			
Parashikimi i shfrytëzimit të pakufizuar pa reduktime të NTL sipas modelit të kërkesës (GWh)		5,043	7,859	10,055
<i>Rritja vjetore e konsumit</i>		5.22%	5.1%	5.1%
Humbjet teknike (për qindja e prodhimit)	16.6%	13.0%	10.0%	8.0%
Energjia bruto për furnizimin e konsumit të pakufizuar pa zvogëlim të NTL (GWh)	5,711	7,060	8,732	10,930
<i>Rritja vjetore e energjisë së prodhuar</i>		4.33%	4.34%	4.59%
NTL (për qindja e energjisë bruto – aktuale në vitin 2010)	20%	14%	5%	5%
NTL – energjia bruto (GWh)	1,101	988	437	546
Zvogëlimi i energjisë bruto përmes heqjes së NTL (GWh)	440	169	524	656
Zvogëlim në konsum përmes heqjes së NTL (GWh)	367	147	472	603
<b>Energjia bruto për furnizimin e konsumit të parashikuar dhe të pakufizuar me zvogëlim të planifikuar të NTL (GWh)</b>	5,271	6,890	8,208	10,274

<i>Rritja vjetore e furnizimit me energji bruto</i>		5.51%	3.56%	4.59%
Konsumi i parashikuar me zvogëlim të planifikuar të NTL (GWh)	4,395	5,994	7,387	9,452

Efekti i paraqitjes së elasticitetit të çmimit të kërkesës është reduktimi i energjisë bruto të parashikuar për vitin 2010 prej 8,819 GWh në 8,208 GWh, apo 6.93 për qind i të parës. Reduktimi korrespondues në vitin 2025 është nga 11,488 GWh në 10,274 GWh, apo 10.57 për qind i shumës së parë. Nën këtë rast bazë, kërkohet parashikimi i rritjes së mesatares në 4,6 për qind në vit nga viti 2010 gjer në vitin 2025.

Rasti i ndjeshmërisë për krahasim të planeve të furnizimit me energji kryhet në parashikimin e ulët ekonomik të kërkesës, në të cilin rritja e parashikimit në BPV ulet në 3,0 për qind në vit nga 4,5 për qind në vit që është shfrytëzuar në rastin bazë. Kjo rritje e ulët e BPV-së kombinohet me rritjen e çmimit që shfrytëzohet për rastin bazë për të prodhuar këtë rast të ulët. Tabela e shtojcës A.3 paraqet derivimin e parashikimit të kërkesës në rastin e ulët. Parashikimi për çdo vit është treguar në tabelën e shtojcës A.7.

**Tabela e shtojcës A.3: Devijimi i parashikimit ekonomik të kërkesës në rastin e ulët**

	viti	2010 actual	2015 forecas	2020 forecas	2025 forecas
Konsumi aktual në vitin 2010, duke përfshirë NTL (GWh)		4,762			
Konsumi aktual në vitin 2010, duke përfshirë reduktimet (GWh)		4,762			
Konsumi i parashikuar dhe i pakufizuar pa zvogëlim të NTL sipas modelit të kërkesës (GWh)			5,818	6,774	7,886
<i>Rritja vjetore e konsumit</i>			4.09%	3.09%	3.09%
Humbjet teknike (për qindja e prodhimit)		16.6%	13.0%	10.0%	8.0%
Energjia bruto për furnizimin e konsumit të pakufizuar pa zvogëlim të NTL (GWh)		5,711	6,687	7,526	8,572
<i>Rritja vjetore e energjisë së prodhuar</i>			3.21%	2.39%	2.64%
NTL (për qindja e energjisë bruto – aktuale në vitin 2010)		20%	14%	5%	5%
NTL – energjia bruto (GWh)		1,101	936	376	429
Zvogëlimi i energjisë bruto përmes heqjes së NTL (GWh)		440	160	452	514
Zvogëlimi i konsumit përmes heqjes së NTL (GWh)		367	140	406	473
<b>Energjia bruto për furnizimin e konsumit të pakufizuar me zvogëlim të planifikuar të NTL (GWh)</b>		5,271	6,527	7,075	8,058
<i>Rritja vjetore e furnizimit bruto me energji</i>			4.37%	1.62%	2.64%
Parashikimi i konsumit të pakufizuar me zvogëlim të planifikuar të NTL (GWh)		4,395	5,678	6,367	7,413

Nëse rritja e BPV-së ulet në 3 për qind në vit, efekti i arritur është reduktimi i energjisë bruto të parashikuar për vitin 2020 prej 8,208 GWh në 7,075 GWh, apo 13,8 për qind i të parës. Reduktimi korrespondues në vitin 2025 është nga 10,274 GWh në 8,058 GWh, apo 21,6 për qind i shumës së parë. Sipas këtij rasti të parashikimit të ulët, kërkesa parashikohet të rritet mesatarisht 2,9 për qind në vit nga viti 2010 gjer në vitin 2025. Tabela e shtojcës A.4 përmbledh këto tri raste të parashikimit të kërkesës.

**Tabela e shtojcës A.4: Përmbledhje e rasteve të parashikimit të kërkesës për energji**

	<b>Parashikimi i furnizimit bruto të energjisë i konsumit të pakufizuar me zvogëlim të planifikuar të humbjeve joteknike (GWh)</b>				
	<b>viti</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
		<b>aktual</b>	<b>parashikim</b>	<b>parashikim</b>	<b>parashikim</b>
Parashikimi preliminar për rastin e kërkesës bazë		5,271	7,114	8,819	11,488
<i>rritja vjetore e furnizimit bruto me energji</i>			6.18%	4.39%	5.43%
Parashikimi i kërkesës për rastin ekonomik bazë		5,271	6,890	8,208	10,274
<i>rritja vjetore e energjisë bruto të furnizuar</i>			5.51%	3.56%	4.59%
Parashikimi i kërkesës për rastin ekonomik bazë të ulët		5,271	6,527	7,075	8,058
<i>rritja vjetore e furnizimit bruto me energji</i>			4.37%	1.62%	2.64%

Tabelat e shtojcës A.6 gjer në tabelën A.8 tregojnë parashikimet e kërkesës për çdo vit për rastin bazë preliminar, rastin bazë ekonomik dhe rastin e ulët bazë ekonomik

**Tabela e shtojcës A.5: Devijimi i KAMRr për planin të linjtit + ER bazuar ne parashikimin preliminar të kërkesës për rastin bazë dhe kostot ekonomike për Kosovën**

Viti	Kostojo Termike (a)				Kostojo e en. ripërterishme (a)						Totali	Energjia e derguar (MWh)		Rritjet vjetore bazuar nga 2011	
	Linjiti i Ri	Kosova A	Kosova B	Hidro Më të vjetra	Zhur	Hidro të vogla	Era	Bio-gas	Bio-mass	Import et		Kostoja	Energjia		
(€ Millions)											(€ milion)		(GWh)		
2011	0.00	55.04	72.86	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	96.20	227.90	5,928,217	0.0	0.0	
2012	0.00	55.04	74.24	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	116.38	249.46	6,230,170	21.6	302.0	
2013	334.99	55.05	75.36	3.79	57.40	22.97	0.00	0.00	0.00	137.93	687.49	6,535,777	459.6	607.6	
2014	279.16	55.05	76.13	3.79	57.40	22.97	11.70	0.00	0.00	160.76	666.96	6,840,160	439.1	911.9	
2015	223.33	55.05	76.88	3.79	57.40	22.97	23.40	0.00	0.00	181.09	643.91	7,114,288	416.0	1,186.1	
2016	223.33	55.05	277.53	3.79	57.40	25.73	35.10	0.00	0.00	183.47	861.40	7,390,082	633.5	1,461.9	
2017	151.30	55.05	231.19	3.79	64.43	2.76	46.97	0.00	0.00	10.51	566.00	7,675,738	338.1	1,747.5	
2018	102.22	0.00	49.98	3.79	7.03	2.76	47.31	0.00	0.00	83.17	296.27	7,971,538	68.4	2,043.3	
2019	102.47	0.00	74.88	3.79	7.03	2.76	47.82	0.00	0.00	11.94	250.68	8,384,806	22.8	2,456.6	
2020	102.70	0.00	79.61	3.79	7.03	2.76	41.77	0.00	0.00	21.91	259.56	8,819,897	31.7	2,891.7	
2021	102.92	0.00	84.04	3.79	7.03	2.76	30.91	0.00	19.70	36.82	287.96	9,298,503	60.1	3,370.3	
2022	103.11	0.00	87.85	3.79	7.03	2.76	20.22	56.84	19.70	56.53	357.82	9,803,272	129.9	3,875.1	
2023	103.23	0.00	91.01	3.79	7.03	2.76	9.50	56.84	22.06	78.88	375.11	10,335,644	147.2	4,407.4	
2024	103.17	0.00	91.83	3.79	7.03	2.76	5.35	68.78	2.36	93.69	378.76	10,897,136	150.9	4,968.9	
2025	103.33	0.00	95.43	3.79	7.03	2.76	6.00	11.94	2.36	129.22	361.85	11,489,350	134.0	5,561.1	
PV @ 10% deri 2025 nga periudha tjeter 2026-2050 në kostot totale të 2025:											€ 3,284.6	Milion	€ 1,216.0	50,478.6	
Note a: Ndertimit, karburantit dhe kostot operative															
PV @ 10% deri 2011 nga kostoja totale 2012-2025 plus periudha ne vazhdim:											€ 4,316.52	Milion	€ 2,142.48	26,636.77	
													<b>LRAIC @10% =</b>	<b>€ 0.080</b>	<b>/kWh të dërguar</b>

Tabela e shtojces A.6.: Devijimet vit pas vitit të parashikimit preliminar të kërkesës për rastin bazë

Parashikimi preliminar i kërkesës për rastin bazë	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Aktual	Parashikim														
Konsumi aktual në 2010 përfshirë humbjet jo teknike (GWh)	4591															
Konsumi aktual në 2010 përfshirë reduktimet (GWh)	4762															
Norma e projektuar e rritjës reale të BPV (%)		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Ndryshimi i projektuar i ndryshimit të cmimit mesatar të energji. Elektrike të faturuar (%)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Parashikimi i konsumit perfundimtar pa zvogëlimin e humbjeve jo-teknike në modelin e kërkesës (GWh)		5043	5340	5655	5988	6341	6715	7111	7530	7974	8444	8942	9469	10027	10618	11244
<i>Rritja vjetore e konsumit perfundimtar (%)</i>						5.9					5.9					5.9
Humbjet teknike (% e gjenerimit)	16.6	15.0	14.5	14.0	13.5	13.0	12.4	11.8	11.2	10.6	10.0	9.6	9.2	8.8	8.4	8.0
Energjia bruto për konsum perfundimtar pa zvogëlimin e humbjeve jo - teknike (GWh)	5711	5933	6246	6575	6923	7289	7665	8062	8480	8919	9382	9891	10428	10994	11592	12222
<i>Rritja vjetore e energjisë së gjeneruar (%)</i>						5.0%					5.2%					5.4%
Humbjet jo-teknike (% të energji. Bruto – aktuale në 2010)	20.0	20.0	20.0	20.0	17.0	14.0	11.0	8.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Humbjet jo – teknike (GWh)	1101	1187	1249	1315	1177	1020	843	645	424	446	469	495	521	550	580	611
Reduktimi i energji. Bruto duke reduktuar humbjet jo-teknike (GWh)	440	0	0	0	83	175	276	387	509	535	563	593	626	660	696	733
Reduktimi i konsumit duke i reduktuar humbjet jo-teknike (GWh)	367	0	0	0	72	152	242	341	452	478	507	537	568	602	637	675
<b>Parashikimi i furnizimit me energji. Bruto me reduktimet e planifikuara në humbjet jo-teknike (GWh)</b>	<b>5271</b>	<b>5933</b>	<b>6246</b>	<b>6575</b>	<b>6840</b>	<b>7114</b>	<b>7389</b>	<b>7675</b>	<b>7971</b>	<b>8384</b>	<b>8819</b>	<b>9298</b>	<b>9803</b>	<b>10335</b>	<b>10896</b>	<b>11488</b>
<i>Rritja vjetore e furnizimit me energji bruto</i>						6.18					4.39					5.43
Parashikimi i konsumit perfundimtarë me reduktimet e planifikuara në humbjet jo – teknike (GWh)	4395	5043	5340	5655	5916	6189	6473	6769	7078	7495	7937	8405	8901	9425	9981	10569

Tabela e shtojces A.7.: Devijimet vit pas vitit të parashikimit preliminar të kërkesës për rastin ekonomik bazë

Parashikimi i kërkesës për rastin ekonomik bazë	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Aktual	Parashikim														
Konsumi aktual në 2010 përfshirë humbjet jo teknike (GWh)	4591															
Konsumi aktual në 2010 përfshirë reduktimet (GWh)	4762															
Norma e projektuar e rritjes reale të BPV (%)		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Ndryshimi i projektuar i ndryshimit të çmimit mesatar të energji. elektrike të faturuar (%)			4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Parashikimi i konsumit perfundimtar pa zvogëlimin e humbjeve jo-teknike në modelin e kërkesës (GWh)		5043	5298	5565	5846	6142	6452	6778	7121	7481	7859	8256	8673	9111	9572	10055
<i>Rritja vjetore e konsumit perfundimtar (%)</i>						5.2					5.1					5.1
Humbjet teknike (% e gjenerimit)	16.6	15.0	14.5	14.0	13.5	13.0	12.4	11.8	11.2	10.6	10.0	9.6	9.2	8.8	8.4	8.0
Energjia bruto për konsum perfundimtar pa zvogëlimin e humbjeve jo - teknike (GWh)	5711	5933	6196	6471	6759	7060	7366	7685	8019	8368	8732	9132	9552	9990	10449	10930
<i>Rritja vjetore e energjisë së gjeneruar (%)</i>						4.3					4.3					4.6
Humbjet jo-teknike (% të energji. Bruto – aktuale në 2010)	20.0	20.0	20.0	20.0	17.0	14.0	11.0	8.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Humbjet jo – teknike (GWh)	1101	1187	1239	1294	1149	988	810	615	401	418	437	457	478	500	522	546
Reduktimi i energji. Bruto duke reduktuar humbjet jo-teknike (GWh)	440	0	0	0	81	169	265	369	481	502	524	548	573	599	627	656
Reduktimi i konsumit duke i reduktuar humbjet jo-teknike (GWh)	367	0	0	0	70	147	232	325	427	449	472	495	520	547	574	603
<b>Parashikimi i furnizimit me energji. Bruto me reduktimet e planifikuara në humbjet jo-teknike (GWh)</b>	5271	5933	6196	6471	6678	6890	7100	7316	7538	7866	8208	8584	8979	9391	9822	10274
<i>Rritja vjetore e furnizimit me energji bruto</i>						5.51					3.56					4.59
Parashikimi i konsumit perfundimtarë me reduktimet e planifikuara në humbjet jo – teknike (GWh)	4395	5043	5298	5565	5776	5994	6220	6453	6694	7032	7387	7760	8153	8564	8997	9452



Tabela e shtojces A.8.: Devijimet vit pas vitit të parashikimit preliminar të kërkesës për rastin e ulët ekonomik bazë

Parashikimi i kërkesës për rastin e ulët ekonomik bazë	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Actual	Forecast														
Konsumi aktual në 2010 përfshirë humbjet jo teknike (GWh)	4591															
Konsumi aktual në 2010 përfshirë reduktimet (GWh)	4762															
Norma e projektuar e rritjes reale të BPV (%)		4.6	4.6	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Ndryshimi i projektuar i ndryshimit të cmimit mesatar të energji. Elektrike të faturuar (%)			4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Parashikimi i konsumit perfundimtar pa zvogëlimin e humbjeve jo-teknike në modelin e kërkesës (GWh)		5049	5311	5475	5644	5818	5998	6183	6374	6571	6774	6983	7198	7421	7650	7886
<i>Rritja vjetore e konsumit perfundimtar (%)</i>						4.1					3.1					3.1
Humbjet teknike (% e gjenerimit)	16.6	15.0	14.5	14.0	13.5	13.0	12.4	11.8	11.2	10.6	10.0	9.6	9.2	8.8	8.4	8.0
Energjia bruto për konsum perfundimtar pa zvogëlimin e humbjeve jo - teknike (GWh)	5711	5940	6211	6366	6525	6687	6847	7010	7178	7350	7526	7724	7928	8137	8351	8572
<i>Rritja vjetore e energjisë së gjeneruar (%)</i>						3.2					2.4					2.6
Humbjet jo-teknike (% të energji. Bruto – aktuale në 2010)	20.0	20.0	20.0	20.0	17.0	14.0	11.0	8.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Humbjet jo – teknike (GWh)	1101	1188	1242	1273	1109	936	753	561	359	367	376	386	396	407	418	429
Reduktimi i energji. Bruto duke reduktuar humbjet jo-teknike (GWh)	440	0	0	0	78	160	246	336	431	441	452	463	476	488	501	514
Reduktimi i konsumit duke i reduktuar humbjet jo-teknike (GWh)	367	0	0	0	68	140	216	297	382	394	406	419	432	445	459	473
<b>Parashikimi i furnizimit me ndergj. Bruto me reduktimet e planifikuara në humbjet jo-teknike (GWh)</b>	5271	5940	6211	6366	6446	6527	6600	6674	6747	6909	7075	7261	7452	7649	7850	8058
<i>Rritja vjetore e furnizimit me ndergj. bruto</i>						4.4					1.6					2.6
Parashikimi i konsumit perfundimtarë me reduktimet e planifikuara në humbjet jo – teknike (GWh)	4395	5049	5311	5475	5576	5678	5782	5886	5991	6176	6367	6564	6767	6975	7191	7413

## Shtojca B. Supozimet shtesë të përdorura në vlerësimet e kostos

**Error! Reference source not found.** përmban listën e burimeve të përdorura si bazë për supozimet mbi kostot e impiantit dhe karakteristikat e operimit.

**Tabela e shtojcës B.1: Supozimet specifike të përdorura për kostot e impiantit të ri dhe karakteristikat e operimit**

	Burimi	Supozimet
<b>Linjiti</b>	Vlersimi i Kosoves B - PWC	Kostoja kapitale, operative dhe e karburantit
	PWC/PB	Efikasiteti i termocentralit
<b>Hidro Zhur</b>	Rishikimi i studimit të fizibilitetit nga Eletroprojekt (2009) për MEM	Të gjitha supozimet
<b>Ripërtëritshme (Pa Zhur)</b>	Mercados (2010)	Të gjitha supozimet
CCGT (gazi natural)	Vlerësimet e azhuruara të ndërtimit të termocentralit dhe kostot operative. Tabela 1. Departamenti për Energji SHBA, Administrata për informata për energji. 2010	Kostot operative dhe të miëmbajtjes
	Studim mbi cmimet e pajisjeve në sektorin e energjisë. Banka Botërore/ESMAP. 2008.	Kostoja kapitale
	IMF Cmimet e mallrave primare (2011) ( <a href="http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx">http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx</a> (Table 3))	Kostot e karburanteve
CCGT (Vaj karubranti i lehtë)	Bazuar ne supozimet per gaz natyral CCGT. Pa përfshirë karburantet, kostot operative të termocentralit janë rritur për 20 përqind për të arritur tek kostoja e termocentralit me karburant vaji. Kostot kapitale të njejta janë përdorur.	Të gjitha supozimet përveç koston së karburantit
	Rishikim i indeksit "Global Bunker", 2011	Kostot e karburantit
Te gjitha termocentralet	ECOSENSE modeli sipas përmbledhjes në Dokumentin e vlerësimit të projektit të Bankës Boterore për Projektin e asistencës teknike të energjisë me linjit, nga 13 Shtatori, 2006 (Reporti Nr. 35430-XK)	Normat e emisioneve (globale dhe lokale), dhe kostoja

## **Shtojca C. Qasja për modelimin e furnizimit**

Një databazë (Microsoft Access) është krijuar për të simuluar dispeqimin e sistemit elektrik të Kosovës për të mbuluar kërkesën. Modeli ka simuluar dispeqimin për çdo orë të termocentraleve për të mbuluar kërkesën nga 2010 deri 2025.

### **Krijimi i lakores së kërkesës**

Një lakore e kërkesës së secilës orë është përdorur nga KOSTT si bazë për formën preliminare të ngarkesës. Kërkesa e secilës orë të secilës ditë në secilin vit është shumëzuar me parashikimin e rritjes së konsumit për energji elektrike (duke përdorur metodologjinë e përshkruar në shtojcën A) deri në vitin 2015. Me fjalë tjera, forma e ngarkesës dhe faktorët e ngarkesës janë supozuar të mbesin të pandryshuara deri 2015. Lakorja e ngarkesës është riformësuar për periudhën parashikuese 2015 për të reflektuar faktin se parashikimi 2010-2015 tregon një rritje më të vogël të ngarkesës maksimale se sa në gjenerimin bruto.

Ngarkesa maksimale (Peak) dhe konsumi i energjisë elektrike janë supozuar të rriten me të njëjtin ritëm nga 2015 deri 2025. Forma e ngarkesës për vitin 2015 është përdorur nga 2015-2025. Sa për periudhën 2010 deri 2014, kërkesa në secilën orë të secilës ditë të secilit vit është shumëzuar me rritjen e konsumit të parashikuar të energjisë elektrike.

### **Krijimi i lakores së furnizimit**

Lakorja e furnizimit është krijuar duke përdorur impiantet në shtojcën Tabela C.1 dhe shtojcën Tabela C.2. Shtojca Tabela C.1 tregon impiantet ekzistuese në sistem në vitin 2010. Shtojca Tabela C.2 tregon impiantet e shtuara pas 2010, dhe data e tyre e hyrjes dhe daljes gjatë periudhës së planifikimit (me fjalë të tjera, afatin kohor të mbuluar nga modeli). Faktorët maksimal të shfrytëzimit janë zgjedhur në bazë të specifikimeve të njohura teknike të impianteve (shih Shtojcën B për referenca).

Siç tregon Tabela Shtojca C.1, kapaciteti i erës është shtuar, me kalimin e kohës, në shtatë inkremente. Kapaciteti i transmisionit është rritur gradualisht me përfundimin e linjave të reja të transmisionit drejt Shqipërisë (në 2013) dhe drejt Maqedonisë (në 2019).

**Tabela e shtojcës C.1: Burimet ekzistuese te furnizimit në 2010**

<b>Emri i impiantit</b>	<b>Kapaciteti i varur (MW Neto)</b>	<b>Faktori maksimal i shfrytëzimit<sup>70</sup></b>	<b>Viti i parë i operimit (në periudhën e planifikuar)</b>	<b>Viti i fundit i operimit (në periudhën e planifikuar)</b>
Hidrot e vogla ekzistuese (Ujmani, Lumbardhi, dhe të tjera)	42.07	0.36	2010	2025
Kosova B para rehabilitimit	500	0.75	2010	2017
Kosova A	230 <sup>71</sup>	0.86	2010	2017
Kapciteti i transmisionit ndër kufitar	510	NA	2010	2012

<sup>70</sup> Ky është kufizimi që është vendosur për prodhimin e cdo impianti, gjatë cdo ore, për arsye të përcaktimit të nivelit të gjenerimit vjetor i cili është konsistent me kapacitetin e varur neto të impiantit (siç është definuar në pjesën 2). Ky kufizim është aplikuar vetëm për gjenerim, jo për disponueshmëri gjatë periudhave të kërkesës maksimale.

<sup>71</sup> Kapaciteti neto është 345 MW, mirëpo për shkak se Kosova A3 dhe A4 nuk mund të operojnë në të njëjtën kohë, një shifër më e vogël është përdorur.

**Tabela e shtojcës C.2: Shtesat në sistemin e Kosovës pas 2010**

Emri i impiantit	Kapaciteti i varur (MW Neto)	Faktori maksimal i shfrytëzimit <sup>72</sup>	Viti i parë i operimit (në periudhën e planifikuar)	Viti i fundit i operimit (në periudhën e planifikuar)
Biogazi	67	0.60	2024	2025
Biomasa	18	0.65	2023	2025
Kapaciteti i transmisionit ndër-kufitar 2013-2018	910	NA	2013	2018
Kapaciteti i transmisionit ndër-kufitar pas 2018	1435	NA	2019	2025
Kosova B pas rehabilitimit	598 <sup>73</sup>	0.86	2019	2025
Kosova B gjatë rehabilitimit	300	0.75	2017	2018
CCGT të reja (alternative ndaj vajit apo linjtit)	560	0.89	2017	2025
Të reja me karburante vaji (alternative ndaj gazit apo linjtit)	560	0.89	2017	2025

<sup>72</sup> Ky është kufizimi që është vendosur në prodhim të cdo impianti, gjatë cdo ore, për arsye të përcaktimit të nivelit të gjenerimit vjetor i cili është konsistent me kapacitetin e varur neto të impiantit (siç është definuar në pjesën 2). Ky kufizim është aplikuar vetëm për gjenerim, jo për disponueshmëri gjate periudhave të kërkuesës maksimale.

<sup>73</sup> Kapaciteti neto pritet të jetë 618, por Desulfurizimi i Gazit pritet të zvogëlojë kapacitetin e cdo njësie mesatarisht për rreth 10 MW.

Emri i impiantit	Kapaciteti i varur (MW Neto)	Faktori maksimal i shfrytëzimit <sup>72</sup>	Viti i parë i operimit (në periudhën e planifikuar)	Viti i fundit i operimit (në periudhën e planifikuar)
Impianti i ri i linjtit (alternativndaj vajit dhe gazit)	560	0.89	2017	2025
Hidro te vogla	60	0.53	2016	2025
Era1	40	0.25	2017	2025
Era2	40	0.25	2018	2025
Era3	40	0.25	2019	2025
Era4	40	0.25	2020	2025
Era5	40	0.25	2021	2025
Era6	40	0.25	2022	2025
Era7	17	0.25	2023	2025
Zhur	305	0.16	2017	2025

### Kufizime të tjera operative

Disa gjeneratorë të energjisë të ripërtëritshme kanë pasur kufizime sezonale apo të shpërndarjes të cilat u reflektuan edhe në model:

- Sezonaliteti i hidrove të vogla. Dispeçimi i impianteve të vogla hidroelektrike (supozohet se do të fillojnë me punë në 2016) gjatë vitit është formuar në bazë të vlerësimeve të hyrjeve mujore të hidrove të vogla të identifikuar nga studimi i 2006-ës nga DANIDA. <sup>74</sup>
- Kreditë e kapaciteteve për kërkesën maksimale vjetore në sistem. Një kredi kapaciteti është shprehje e kontributit të pritur të një gjeneratori për të përmbushur kërkesën maksimale. Impianteve nga era u është caktuar kredi kapaciteti prej 10 për qind, që do të thotë se, gjatë pikut të sistemit vjetor, vetëm 10 për qind e kapacitetit të instaluar të erës mund të supozohet të jetë në

<sup>74</sup> Albanian Association of Energy and Environment for Sustainable Development (AAEESD), *Prefeasibility Study for Identification of Water Resources and Their Utilisation Through Small Hydro Power Plant on Kosovo: Final Report*, May 2006

dispozicion për të plotësuar kërkesën maksimale. Për hidro të vogla është caktuar kredi kapaciteti prej 53 për qind, e cila është e barabartë me faktorin e tyre të ngarkesës së sistemit dhe përafërsisht e barabartë me disponueshmërinë e hidrocentraleve të vogla gjatë muajve në të cilat ndodh kërkesa vjetore maksimale e Kosovës. Për të gjitha impiantet e tjera është caktuar kredi kapaciteti prej 100 për qind.<sup>75</sup>

**Appendix Table C.1: Dispeqimi mujor i hidrocentraleve të vogla**

<b>Muaji</b>	<b>MW i kapacitetit të hidrove të vogla që është i disponueshëm për secilën orë gjatë muajit.</b>
Janar	28.45
Shkurt	36.31
Mars	34.74
Prill	55.16
Maj	60.00
Qershor	41.20
Korrik	16.88
Gusht	8.88
Shtator	11.85
Tetor	16.32
Nentor	25.06
Dhjetor	27.54

<sup>75</sup> Për shkak se ka kapacitet substancial të deponimit, për impiantin e Zhurit po ashtu është caktuar kredi kapaciteti prej 100 përqind, por për shkak të disponueshmërinë së ulët është supozuar se mund të shërbejë vetëm për ngarkesën maksimale (16 përqindshin më të lartë të orëve të kërkesës gjatë secilit vit).

## **Dispeqimi i furnizimit për të mbuluar kërkesën**

Impiantet zakonisht janë dispequar sipas rritjes së kostos së ndryshueshme (impiantet me kosto më të ulët të ndryshueshme janë dispequar të parat; impiantet me kostot më të larta të ndryshueshme të fundit). Megjithatë, gjenerimit të ripërtërishëm i është dhënë përparësi mbi gjenerimin termik (dispeqohet para gjenerimit termik), nën supozimin se gjeneratorët e energjisë së ripërtërishme do të kenë tarifa stimuluese gjë që i jep KOSTT-it nxitje për dispeqimin e tyre të parë pa marrë parasysh koston.

Për secilën orë e secilën ditë të periudhës së planifikimit, impiantet që ishin në shërbim gjatë atij viti dhe sezoni, janë shtuar në lakoren e furnizimit deri sa furnizimi e ka arritur kërkesën.

Disponueshmëria e kapacitetit për të përmbushur kërkesat vjetore maksimale të sistemit është llogaritur veçmas, duke zbatuar kufizimet operative shtesë, të shpjeguara më lartë për gjeneratorët e energjisë së ripërtërishme. Kapaciteti në dispozicion nga cilido impiant për të përmbushur kërkesën maksimale është supozuar të jetë i barabartë me kapacitetin e varur neto të treguar në Shtojcën Tabela C.2.



## Shtojca D. Llogaritjet e Vlerës së Tanishme (PV) të opsioneve të gjenerimit sipas rastit bazë

Tabela e shtojcës D.1: Vlera e Tanishme e planit Linjit+ER (Rasti Bazë)

Viti	Termike				Ripërtëritshme					Importet	Kostoja totale (€ milion)
	Linjiti	Kos A	Kos B	më të vjetra, Hidro	Zhur	Hidro të vogla	Era	Biogaz	Biomasa		
2011	0.00	90.62	132.90	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	107.26	334.56
2012	0.00	92.11	137.81	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	126.63	360.34
2013	334.99	93.66	142.50	3.79	57.40	22.97	0.00	0.00	0.00	147.48	802.79
2014	279.16	95.27	146.66	3.79	57.40	22.97	11.70	0.00	0.00	168.01	784.97
2015	223.33	96.96	151.02	3.79	57.40	22.97	23.40	0.00	0.00	186.37	765.24
2016	223.33	98.71	354.01	3.79	57.40	25.73	35.10	0.00	0.00	184.45	982.52
2017	228.80	100.53	242.35	3.79	64.43	2.76	46.97	0.00	0.00	4.97	694.62
2018	192.51	0.00	83.12	3.79	7.03	2.76	47.31	0.00	0.00	65.26	401.78
2019	196.79	0.00	122.82	3.79	7.03	2.76	47.82	0.00	0.00	3.84	384.84
2020	201.21	0.00	133.46	3.79	7.03	2.76	41.77	0.00	0.00	8.38	398.40
2021	204.58	0.00	144.67	3.79	7.03	2.76	30.91	0.00	19.70	15.81	429.25
2022	208.03	0.00	155.50	3.79	7.03	2.76	20.22	56.84	19.70	26.65	500.51
2023	211.37	0.00	164.37	3.79	7.03	2.76	9.50	56.84	22.06	39.46	517.19
2024	214.10	0.00	167.49	3.79	7.03	2.76	5.35	68.78	2.36	47.08	518.74
2025	218.14	0.00	179.50	3.79	7.03	2.76	6.00	11.94	2.36	71.60	503.11
						PV @ 10% deri 2025 nga periudha tjetër 2026-2050 në kostot totale të 2025:					4,566.8
						<b>PV @ 10% deri 2011 nga kostoja totale 2012-2025 plus periudha në vazhdim:</b>					<b>5,542.01</b>

**Tabela e shtojcës D.2. Vlera e tanishme e planit Gaz+ER**

<u>Viti</u>	<u>Termike</u>				<u>Ripërtëritshme</u>					<u>Importet</u>	<u>Kostoja totale (€ milion)</u>
	<u>Gaz</u>	<u>Kos A</u>	<u>Kos B</u>	<u>më të vjetra,Hidro</u>	<u>Zhur</u>	<u>Hidro të vogla</u>	<u>Era</u>	<u>Biogaz</u>	<u>Biomasa</u>		
2011	0.00	90.62	132.90	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	107.26	334.56
2012	0.00	92.11	137.81	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	126.63	360.34
2013	0.00	93.66	142.50	3.79	57.40	22.97	0.00	0.00	0.00	147.48	467.80
2014	174.77	95.27	146.66	3.79	57.40	22.97	11.70	0.00	0.00	168.01	680.58
2015	174.77	96.96	151.02	3.79	57.40	22.97	23.40	0.00	0.00	186.37	716.69
2016	174.77	98.71	354.01	3.79	57.40	25.73	35.10	0.00	0.00	184.45	933.97
2017	337.79	100.53	242.35	3.79	64.43	2.76	46.97	0.00	0.00	4.97	803.61
2018	308.43	0.00	83.12	3.79	7.03	2.76	47.31	0.00	0.00	65.26	517.69
2019	310.56	0.00	122.82	3.79	7.03	2.76	47.82	0.00	0.00	3.84	498.62
2020	312.72	0.00	133.46	3.79	7.03	2.76	41.77	0.00	0.00	8.38	509.90
2021	314.52	0.00	144.67	3.79	7.03	2.76	30.91	0.00	19.70	15.81	539.19
2022	316.31	0.00	155.50	3.79	7.03	2.76	20.22	56.84	19.70	26.65	608.80
2023	317.82	0.00	164.37	3.79	7.03	2.76	9.50	56.84	22.06	39.46	623.64
2024	318.25	0.00	167.49	3.79	7.03	2.76	5.35	68.78	2.36	47.08	622.89
2025	320.61	0.00	179.50	3.79	7.03	2.76	6.00	11.94	2.36	71.60	605.58
						PV @ 10% deri 2025 nga periudha tjetër 2026-2050 në kostot totale të 2025:					5,496.91
						<b>PV @ 10% deri 2011 nga kostoja totale 2012-2025 plus periudha ne vazhdim:</b>					<b>5,738.87</b>

**Tabela e shtojcës D.3: Vlera e tanishme e planit karburant vaji +ER**

<u>Viti</u>	<u>Termike</u>				<u>Ripërtëritshme</u>					<u>Importet</u>	<u>Kostoja totale (€ milion)</u>
	<u>Karburant vaji</u>	<u>Kos A</u>	<u>Kos B</u>	<u>më të vjetra, Hidro</u>	<u>Zhur</u>	<u>Hidro të vogla</u>	<u>Era</u>	<u>Biogaz</u>	<u>Biomasa</u>		
2011	0.00	90.62	132.90	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	107.26	334.56
2012	0.00	92.11	137.81	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	126.63	360.34
2013	0.00	93.66	142.50	3.79	57.40	22.97	0.00	0.00	0.00	147.48	467.80
2014	144.23	95.27	146.66	3.79	57.40	22.97	11.70	0.00	0.00	168.01	650.04
2015	144.23	96.96	151.02	3.79	57.40	22.97	23.40	0.00	0.00	186.37	686.15
2016	144.23	98.71	354.01	3.79	57.40	25.73	35.10	0.00	0.00	184.45	903.43
2017	612.26	100.53	242.35	3.79	64.43	2.76	46.97	0.00	0.00	4.97	1,078.07
2018	622.34	0.00	83.12	3.79	7.03	2.76	47.31	0.00	0.00	65.26	831.61
2019	625.97	0.00	122.82	3.79	7.03	2.76	47.82	0.00	0.00	3.84	814.02
2020	629.60	0.00	133.46	3.79	7.03	2.76	41.77	0.00	0.00	8.38	826.79
2021	632.72	0.00	144.67	3.79	7.03	2.76	30.91	0.00	19.70	15.81	857.39
2022	635.80	0.00	155.5	3.79	7.03	2.76	20.22	56.84	19.70	26.65	928.28

			0									
2023	638.28	0.00	164.37	3.79	7.03	2.76	9.50	56.84	22.06	39.46	944.11	
2024	638.57	0.00	167.49	3.79	7.03	2.76	5.35	68.78	2.36	47.08	943.20	
2025	642.73	0.00	179.50	3.79	7.03	2.76	6.00	11.94	2.36	71.60	927.71	
											PV @ 10% deri 2025 nga periudha tjeter 2026-2050 në kostot totale të 2025:	8,420.83
											<b>PV @ 10% deri 2011 nga kostoja totale 2012-2025 plus periudha ne vazhdim:</b>	<b>7,487.99</b>

## Shtojca E. Parashikimi I gjenerimit sipas impiantit

Tabela e shtojcës E.1: Parashikimi i Gjenerimit—Termike+Er, rasti bazë ekonomik i Kërkesës

Viti	Kosova A	Kosova B	Impianti i ri Termik	Hidrot ekzistuese	Zhur	Hidrot e vogla	Era	Biogaz	Biomasa	Importet	Totali i Dispequar	Deficit/ Suficit
	(GWh)											
2010	1,732	2,717	-	140	-	-	-	-	-	681	5,271	(0.22)
2011	1,733	2,924	-	140	-	-	-	-	-	1,132	5,928	(4.86)
2012	1,733	2,980	-	140	-	-	-	-	-	1,331	6,183	(13.21)
2013	1,733	3,026	-	140	-	-	-	-	-	1,543	6,442	(30.16)
2014	1,733	3,056	-	140	-	-	-	-	-	1,749	6,678	(0.00)
2015	1,733	3,087	-	140	-	-	-	-	-	1,931	6,891	(0.00)
2016	1,733	3,063	-	140	-	264	-	-	-	1,902	7,101	(0.00)
2017	1,733	731	3,885	140	426	264	88	-	-	51	7,317	0.00
2018	-	1,590	4,278	140	426	264	175	-	-	666	7,538	0.00
2019	-	2,446	4,289	140	426	264	263	-	-	39	7,866	0.00
2020	-	2,644	4,299	140	426	264	350	-	-	85	8,209	0.00
2021	-	2,848	4,310	140	426	264	438	-	-	159	8,585	0.00
2022	-	3,036	4,321	140	426	264	526	-	-	267	8,979	0.00
2023	-	3,176	4,326	140	426	264	563	-	102	394	9,392	0.00
2024	-	3,191	4,317	140	426	264	563	352	102	468	9,823	0.00
2025	-	3,386	4,334	140	426	264	563	352	102	708	10,275	0.00

**Tabela e shtojcës E.2: Parashikimi i gjenerimit—Termik+ER, rasti ekonomik i ulët i kërkesës**

Viti	Kosova A	Kosova B	Impianti i ri Termik	Hidrot ekzistuese	Zhur	Hidrot e vogla	Era	Biogaz	Biomasa	Importet	Totali i Dispequar	Deficit/Suficit
	(GWh)											
2010	1,732	2,717	-	140	-	-	-	-	-	681	5,271	(0.22)
2011	1,733	2,925	-	140	-	-	-	-	-	1,137	5,935	(5.02)
2012	1,733	2,983	-	140	-	-	-	-	-	1,343	6,198	(14.02)
2013	1,733	3,011	-	140	-	-	-	-	-	1,461	6,344	(22.14)
2014	1,733	3,025	-	140	-	-	-	-	-	1,549	6,447	(0.00)
2015	1,733	3,042	-	140	-	-	-	-	-	1,613	6,527	(0.00)
2016	1,733	2,994	-	140	-	264	-	-	-	1,470	6,601	(0.00)
2017	1,733	369	3,654	140	426	264	88	-	-	1	6,674	0.00
2018	-	1,297	4,209	140	426	264	175	-	-	237	6,748	0.00
2019	-	1,606	4,211	140	426	264	263	-	-	0	6,909	0.00
2020	-	1,682	4,213	140	426	264	350	-	-	0	7,075	0.00
2021	-	1,776	4,217	140	426	264	438	-	-	1	7,261	0.00
2022	-	1,875	4,221	140	426	264	526	-	-	1	7,453	0.00
2023	-	1,935	4,217	140	426	264	563	-	102	2	7,649	0.00
2024	-	1,824	4,178	140	426	264	563	352	102	2	7,851	0.00
2025	-	2,005	4,199	140	426	264	563	352	102	7	8,058	0.00

## Shtojca F. Tarifat e energjisë elektrike në Kosovë në vitin 2010

Tabela e shtojcës F.1: Tarifat aktuale të energjisë elektrike në Kosovë

Grupi tarifor	Niveli i tensionit të furnizimit	Elementi tarifor	Njësia	Koha gjatë ditës	Tarifat e sezonës së lartë	Tarifat e sezonës së ulët
0	110 kV	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		83.83	
		Fuqia e angazhuar	Eurocentë/kWh		5.59	5.59
		Energjia Aktive (P)	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	6.49	1.92
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	2.7	1.58
		Energjia reaktive (Q)	Eurocentë/kVArh		0	0
1	35 kV	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		11.08	
		Fuqia e angazhuar	Eurocentë/kWh		5.81	5.81
		Energjia Aktive (P)	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	6.79	2.94
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	3.59	2.65
		Energjia reaktive (Q)	Eurocentë/kVArh		0.66	0.66
2	10 kV	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		4.58	
		Fuqia e angazhuar	Eurocentë/kWh		5.01	5.01
		Energjia Aktive (P)	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	7.61	3.39
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	4.1	3.09
		Energjia reaktive (Q)	Eurocentë/kVArh		0.66	0.66
3	0.4 kV Kategoria I (Konsumatorët e mëdhenjë të energjisë reaktive)	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		2.58	
		Fuqia e angazhuar	Eurocentë/kWh		2.91	2.91
		Energjia Aktive (P)	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	8.45	4.69
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	5.33	4.43
		Energjia reaktive (Q)	Eurocentë/kVArh		0.66	0.66

Grupi tarifor	Niveli i tensionit të furnizimit	Elementi tarifor	Njësia	Koha gjatë ditës	Tarifat e sezonës së lartë	Tarifat e sezonës së ulët
4	0.4 kV Kategoria II	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		2.92	
		Energjia Aktive	Eurocentë/kWh	Tarifë e vetme	10.41	6.73
				Tarifë e lartë	12.53	8.21
		Energjia Aktive (P)	Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	6.26	4.1
5	0.4 kV (shtëpiak, 2 vlerësh)	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		2.08	
		Energjia aktive (P) për konsum:				
		<200 kWh/muaj	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	4.64	3.33
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	2.33	1.66
		200-600 kWh/muaj	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	6.43	4.6
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	3.22	2.31
		>600 kWh/muaj	Eurocentë/kWh	Tarifë e lartë	9.33	6.68
			Eurocentë/kWh	Tarifë e ulët	4.66	3.35
6	0.4 kV (shtëpiak 1- vlerësh)	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		2.08	
		Energjia aktive (P) për konsum				
		<200 kWh/muaj	Eurocentë/kWh	Tarifë e vetme	4.14	2.96
		200-600 kWh/muaj	Eurocentë/kWh	Tarifë e vetme	5.73	4.1
		>600 kWh/muaj	Eurocentë/kWh	Tarifë e vetme	8.31	5.96
7	0.4 kV (shtëpiak pa matës)	Konsumi i Vlerësuar<200 kWh/muaj	Euro/konsumator/muaj		21.5	
		Konsumi i Vlerësuar200-600 kWh/muaj	Euro/konsumator/muaj		38.92	
		Konsumi i Vlerësuar>600 kWh/muaj	Euro/konsumator/muaj		65.58	
8	Ndriçim publik	Tarifa fikse e konsumatorit	Euro/konsumator/muaj		2.92	
		Energjia aktive (P) për konsum:	Eurocentë/kWh	Tarifë e vetme	8.42	8.42

Burimi: Zyra e Rregulatorit për Energji, Kosovë



## **Shtojca G. Studimet e rishikuara për këtë Raport**

- Albanian Association of Energy and Environment for Sustainable Development (AAEESD), Prefeasibility Study for Identification of Water Resources and Their Utilisation Through Small Hydro Power Plant on Kosovo: Final Report, May 2006.
- Alliance to Save Energy, International Resource Group. Energy Community Stocktaking on Energy Efficiency. Prepared for the USAID South European Energy Market Support Program. May, 2008.
- Buchenrieder, Menderes Ibra. Analysis of Renewable Energy and Its Impact on Rural Development in Kosovo. Prepared for the AgriPolicy project. November, 2009.
- Buckheit, Bruce C. Affordable Electricity for Kosovo? A Review of World Bank Group Cost Estimates for New Lignite-fired Plants in Kosovo. Prepared for the Sierra Club and the Kosovar Institute for Policy Research and Development. October, 2011.
- CESI, EIMV, Ramboll Oil and Gas, and Rheinbraun Engineering Und Wasser GMBH (consortium), Energy Sector Technical Assistance Project (ESTAP) Kosovo, Final report, June 2002
- Economic Consulting Associates/Penspen/Energy Institute Hrvoje Pozar, South East Europe: Regional Gasification Study (Draft Final Report), October 2007
- Electricity Emission Factors Review. Produced by consultants MWH for the European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), 2009.
- Energy Regulatory Office, Fourth Electricity Tariff Review – 2010, Review of Comments, ERO's response and proposal, March 2010
- Energy Regulatory Office, Statement of Security of Supply for Kosovo (Electricity, Natural Gas and Oil), July 2011
- Energy Regulatory Office. Annual Report. 2009.
- European Commission Liaison Office to Kosovo, Lot No. 4 Assessment Study of Renewable Energy Resources in Kosovo, main report, July 2008
- Friedrich Ebert Stiftung and Riinvest. An Alternative Approach for Energy. Briefing Paper. June, 2011.
- Ibishi, Avdush. Capstone Project - Priorities for Privatization of Kosovo's Electricity Distribution Network and Supply. American University in Kosovo - Master of Science Degree Program in Professional Studies with Service Management and Infrastructure Development Concentration. May, 2010.
- IMF, Country Report No. 11/210, July 2011
- Infrastructure Project Facility Technical Assistance Window (IPF TA) Western Balkans: Feasibility Study Report. Prepared by consultants COWI and IPF for the Ministry of Mining and Energy, Termokos, KEK and the Energy Regulatory Office (ERO). June, 2011.
- Kalkum, Bernd. Improvement of District Heating in Kosovo. Energy & Utility Consulting. Prepared for the Kreditanstalt fuer Wiederaufbau, under the Project: Verbesserung von Fernwärmesystemen (number 26492).

KOSTT, Generation Adequacy Plan (2009-15), October 2008

KOSTT, Generation sizing in view of the technical and commercial requirements of Kosovo Power system, February 2010

KOSTT, Long-term Energy Balance for Kosovo 2009-2018, August 2008

KOSTT, Transmission Development Plan (2010-19), May 2010

Mercados Energy Markets International, Kosovo - Regulatory Framework for RES Procedures and Methodology for RES Electricity Pricing: Task 1 Report, May 2009

Ministry of Economic Development, Kosovo Energy Efficiency Plan (KEEP) 2010-2018, April 2011

Ministry of Energy and Mining and Elektroprojekt Consulting Engineers, Review of HPP Zhur Feasibility Study, October 2008 (presentation)

Ministry of Energy and Mining, Department of Strategy and Development. Forecast of Energy Demand in Kosovo for the period 2007-2016. Prepared for UNMIK.

Ministry of Energy and Mining, Energy Strategy of the Republic of Kosovo for the Period 2009-2018, September 2009

Ministry of Energy and Mining, Statement of Security of Supply for Kosovo, June 2010

NEK UMWELTTECHNIK AG. Wind Resource Assessment for Kosovo. Final Report. November, 2010.

Parsons Brinckerhoff and PriceWaterhouseCoopers, Lignite Power Technical Assistance Project Generation Planning and Unit Sizing Report, March 2010

Parsons Brinckerhoff and PriceWaterhouseCoopers, Lignite Power Technical Assistance Project Unit Sizing Report, April 2010

Pöyry, CESI and DECON (consortium), Studies to Support the Development of new Generation Capacities and Related Transmission, Prepared for Kosovo UNMIK, November 2007

PwC Consortium, Regional Balkans Infrastructure Study – Electricity (REBIS) and Generation Investment Study (GIS), December 2004 and update in January 2007.

Sinani, Nezir and Agron Demi. “Energy Projects in Kosovo”. Kosovar Institute for Policy Research and Development (KIPRED), Forum for Civic Initiatives (FIQ), and GAP Institute. August, 2011.

South East Europe Consultants Ltd., Development of Power Generation in the South East Europe - Update of Generation Investment Study, January 2007.