

Korišćenje alata za tržišno modelovanje pri analizi benefita po elektroenergetski sistem izgradnjom novog interkonektivnog dalekovoda

Use of market modeling tools in the analysis of benefits for the power system by building a new cross-border OHL

Srdan Bošković*

* Centar za razvoj, EMS AD

Abstrakt- Cilj ovog rada je predstavljanje alata za tržišno modelovanje Antares i ukazivanje na mogućnosti njegovog korišćenja pri tehno-ekonomskim analizama energetskih projekata. Tržišno modelovanje elektroenergetskog sistema predstavlja detaljno modelovanje generatorskih jedinica, potrošnje kao i interkonektivnih veza sa susedima u cilju izracunavanja ekonomski optimalnog dispečinga elektrana pri kome će ukupna potrošnja biti zadovoljena. U ovom radu će biti modelovana dva elektroenergetska sistema (u jednom postoji velika količina instalisanog kapaciteta obnovljivih izvora energije) povezana interkonektivnim dalekovodom. Biće analizirani benefiti ojačanja interkonekcije koji se oličavaju u mogućnosti povećanja iskorišćenja raspoložive obnovljive energije usled niske vrednosti potrošnje i nepostojanja sistema za skladištenje energije, kao i benefiti smanjenja emisije CO₂ usled mogućnosti plasiranja ekološki čiste energije u susedni elektroenergetski sistem preko povećanog interkonektivnog kapaciteta.

Ključne reči- Antares, tržišno modelovanje, integracija OIE, benefiti, CO₂ emisija

Abstract- The goal of this paper is to introduce the market modeling tool Antares and to point out possibilities of its utilisation in cost-benefit analysis of energy projects. Market modeling of power systems represents a detailed modeling of generating units, consumption and cross-border connections with neighboring systems in order to find economically optimal dispatching of power plants by which the total consumption will be satisfied. In this paper, two power systems connected by cross-border transmission lines will be modeled (in one of them there is a large amount of installed capacity of renewable energy sources). The benefits of reinforcing cross-border connection embodied in avoiding curtailment of available renewable energy due to low energy consumption and lack of energy storage systems will be analyzed, along with corresponding benefits of reduced CO₂ emissions due to the ability to transfer green energy

into neighboring power systems through increased cross-border capacity.

Index Terms- Antares, market modeling, CO₂ emissions, RES integration, benefits

I. UVOD

U ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) se u okviru desetogodišnjih planova razvoja evropskog prenosnog sistema vrši tehnoekonomska analiza interkonektivnih projekata [3]. Analiza podrazumeva procenu benefita projekata koji u suštini podrazumevaju smanjenje emisije CO₂ i integraciju obnovljivih izvora energije na prenosni sistem. U svrhu pomenutih analiza koriste se alati za tržišno modelovanje elektroenergetskog sistema. Francuski operator prenosnog sistema RTE je razvio besplatan softver Antares, čije će mogućnosti biti predstavljene u okviru ovog rada. Antares je razvijen od strane francuskog operatora prenosnog sistema RTE i od 2012. godine se koristi u ENTSO-E studijama kojima se određuju benefiti panevropskih projekata razvoja prenosne mreže, kao i adekvatnost proizvodnje elektroenergetskih sistema.

U ovom radu će biti modelovana dva elektroenergetska sistema (u jednom postoji velika količina instalisanog kapaciteta obnovljivih izvora energije) povezana interkonektivnim dalekovodom. Biće analizirani benefiti ojačanja interkonekcije koji se oličavaju u mogućnosti izbegavanja neiskorišćenja raspoložive obnovljive energije usled niske vrednosti potrošnje i nepostojanja sistema za skladištenje energije, kao i benefiti smanjenja emisije CO₂ usled mogućnosti plasiranja zelene energije u susedni elektroenergetski sistem preko povećanog interkonektivnog kapaciteta.

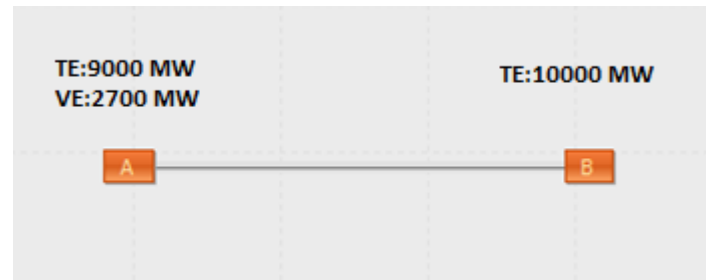
II. PRIMENE ANTARES

Antares je alat za tržišno modelovanje elektroenergetskog sistema na bazi probabilitike koji može imati sledeće primene:

- 1) Analiza adekvatnosti proizvodnog elektroenergetskog sistema u smislu zadovoljenja potrošnje u svakom trenutku na bazi probabilitike. Probabilistička analiza adekvatnosti se sprovodi pokretanjem simulacija računanja ekonomskog dispečinga svih raspoloživih elektrana u nekoliko stotina Monte Karlo godina. Monte Karlo godina predstavlja kombinaciju različitih vremenskih serija potrošnje, proizvodnje termoelektrana i proizvodnje obnovljivih izvora energije (vetroelektrane i solarne elektrane). Različite vremenske serije potrošnje podrazumevaju osetljivost potrošnje na vremenske prilike u toku godine (normalna i hladna godina), dok različite vremenske serije OIE podrazumevaju varijabilnost brzine vetra i iradijacije u toku godine. U Antaresu je moguće predstaviti i interkonektivne veze između susednih prenosnih sistema na kojima je definisan prenosni kapacitet (NTC – net transfer capacity).
- 2) Tehnoekonomska analiza izgradnje novih interkonektivnih kapaciteta, odnosno ojačavanja postojećih interkonektivnih kapaciteta. U okviru ove analize se određuju sledeći benefiti projekta:
 - Povećanje socio-ekonomske dobrobiti koje podrazumeva smanjene troškove proizvodnje električne energije (benefit po potrošače)
 - Integracija obnovljivih izvora energije koja podrazumeva smanjenje neiskorišćenja obnovljive energije usled nemogućnosti plasiranja energije u prenosnu mrežu
 - Smanjenje emisije CO₂
 - Povećanje stepena sigurnosti napajanja celokupnog elektroenergetskog sistema
- 3) Proračun ekonomski optimalnog dispečinga svih elektrana u sistemu, kao i razmene sa susedima na satnom nivou. Navedeni rezultati se mogu koristiti kao ulazni podaci za izradu mrežnih modela sistema u kojima se mogu uraditi proračun tokova snaga, proračun naponskih prilika, kao i razni drugi proračuni.
- 4) Proračun perspektivnih cena električne energije. Ovaj proračun je moguće uraditi samo u slučaju poznavanja ekonomskih cena proizvodnje električne energije svih termoelektrana i nuklearnih elektrana u sistemu, kao i u susednim elektroenergetskim sistemima.

III. ULAZNE PRETPOSTAVKE PRI PRAVLJENJU TRŽIŠNOG MODELA I PRORAČUN BENEFITA USLED IZGRDNJE NOVOG INTERKONEKTIVNOG DALEKOVODA

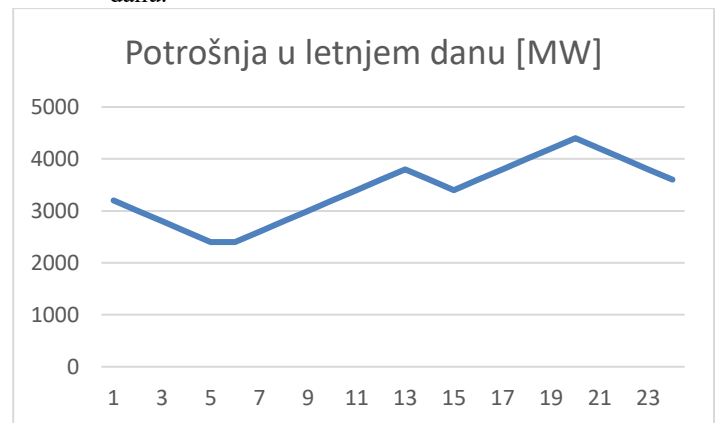
U okviru ovog rada biće analiziran prost slučaj kada su dve oblasti povezane interkonektivnim dalekovodom kapaciteta 1500 MW (Slika 1).



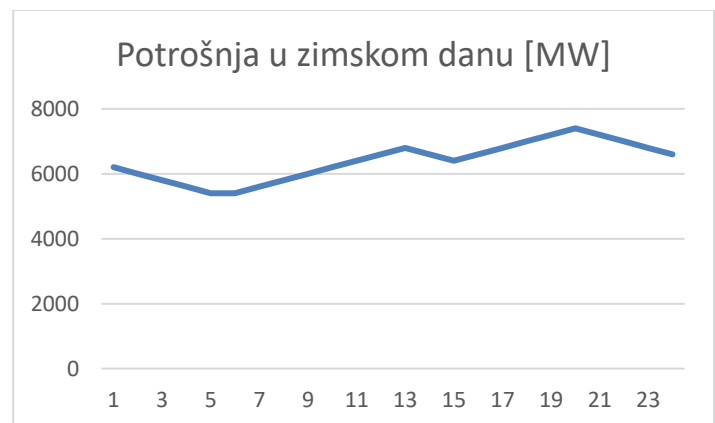
Slika 1: Analizirani tržišni model

U sistemu sa Slike 1, modelovano je sledeće stanje:

- Potrošnja je u oblasti A modelovana tako da vršna potrošnja ne prelazi 7400 MW. Uzeto je u obzir postojanje podnevnog, kao i večernjeg pika potrošnje, kao i značajan pad potrošnje u toku noći. Na Slikama 2 i 3 je prikazana potrošnja u letnjem, odnosno zimskom danu.



Slika 2: Potrošnja u letnjem danu



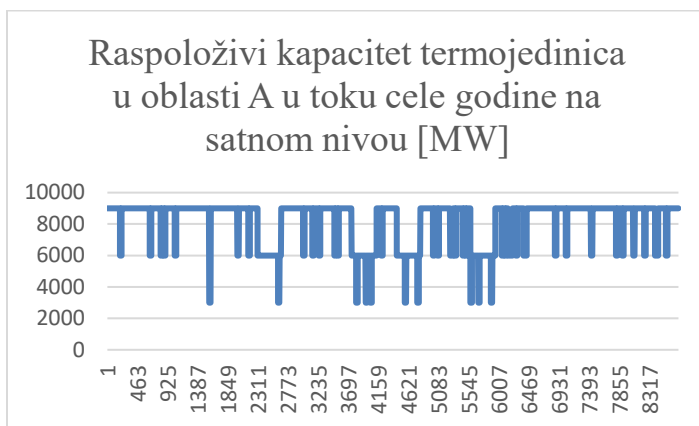
Slika 3: Potrošnja u zimskom danu

Potrošnja u oblasti B je modelovana kao konstantna potrošnja od 5000 MW.

- Proizvodnja je u oblasti A modelovana na sledeći način.

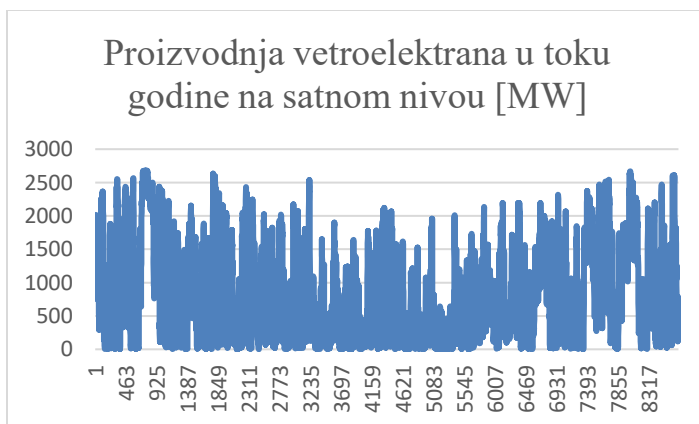
Broj termojedinica	3
Instalisana snaga termojedinica	3000 MW
Tehnički minimum termojedinica	1800 MW
Emisija CO ₂ termojedinice[1]	0.36 t/MWh

Uzeto je da postoji mogućnost remonta termojedinica u toku leta (maksimalno jedna jedinica sme biti u remontu), kao i mogućnost ispada termojedinica u toku cele godine. U Antaresu postoji generator vremenskih serija koji računa raspoloživost termojedinica u svakom satu uzimajući u obzir verovatnoću prinudnih i planiranih ispada termojedinica. Na Slici 4 se može videti raspoloživi kapacitet termoelektrana u oblasti A tokom cele godine.



Slika 4: Raspoloživi kapacitet termojedinica u oblasti A u toku cele godine na satnom nivou

Osim proizvodnog kapaciteta u termoelektranama, u oblasti A postoje i vetroelektrane ukupnog instalisanog kapaciteta od 2700 MW. Sa WEB stranice renewables.ninja [2] preuzeta je vremenska serija proizvodnje vetroelektrana za zadatu instalisanu snagu (Slika 5).



Slika 5: Proizvodnja vetroelektrana u toku godine na satnom nivou

U oblasti B je modelovana termoelektrana sledećih karakteristika:

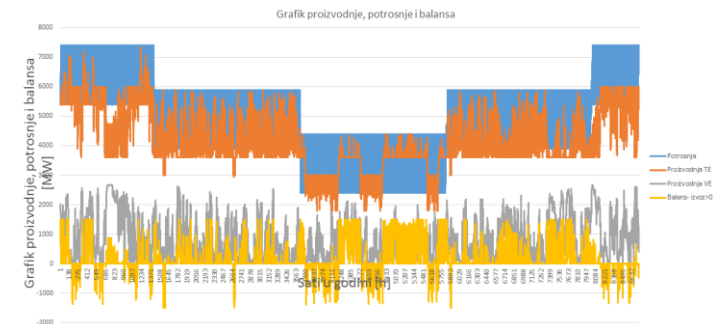
Broj termojedinica	1
Instalisana snaga termojedinica	10000 MW
Tehnički minimum termojedinica	0 MW
Emisija CO ₂ termojedinice[1]	0.36 t/MWh

U oblasti B je uzeto da je tehnički minimum termojedinica 0 MW zbog potrebe da u oblasti B uvek postoji deo kapaciteta termoelektrana koji može biti zamenjen uvozom jeftinije obnovljive energije iz oblasti A. Ideja je da se posmatraju problemi u oblasti A, dok bi oblast B predstavljala sistem u kome je potrošnja uvek zadovoljena i u kome uvek postoji kapacitet za podršku oblasti A u slučajevima manjka električne energije.

- Oblasti A i B su povezane interkonektivnim dalekovodom kapaciteta 1500 MW.

Nakon sprovedene simulacije dobijen je ekonomski dispečing termoelektrana u oblastima A i B na satnom nivou, kao i razmena između oblasti A i B na satnom nivou.

Na Slici 6 se može videti grafik proizvodnje, potrošnje, i razmene sa oblašću B oblasti A na satnom nivou.

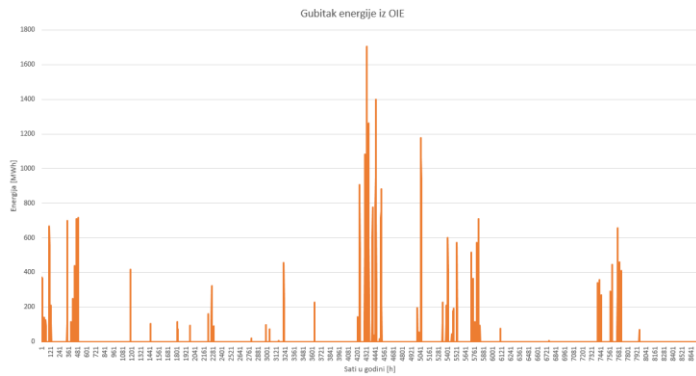


Slika 6: Grafik proizvodnje, potrošnje, i razmene sa oblašću B oblasti A

Na Slici 6 se može videti da će tokom većeg dela godine oblast A izvoziti električnu energiju u oblast B, osim u dva slučaja:

- tokom leta kada je mala proizvodnja vetroelektrana i kada su termojedinice u remontu.
- tokom zime kada je velika potrošnja električne energije, pri prinudnom ispadu termoelektrana i kada je mala proizvodnja iz vetroelektrana

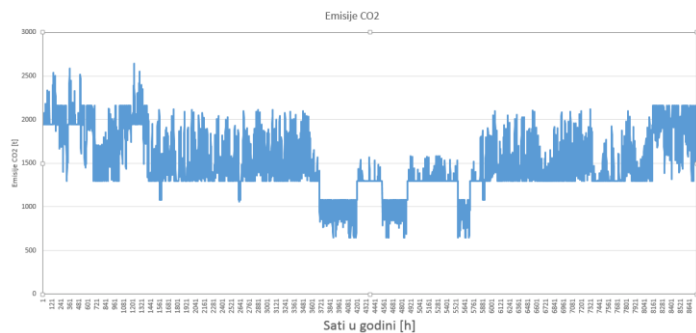
Na Slici 7 je prikazan grafik neiskorišćene energije iz OIE na satnom nivou u oblasti A usled nemogućnosti plasiranja energije.



Slika 7: Grafik gubitaka energije iz OIE u oblasti A usled nemogućnosti plasiranja energije

Na slici 7 se može videti da je najveća neiskorišćena energija u letnjem periodu noću pri maloj potrošnji, i velikoj proizvodnji iz vetroelektrana.

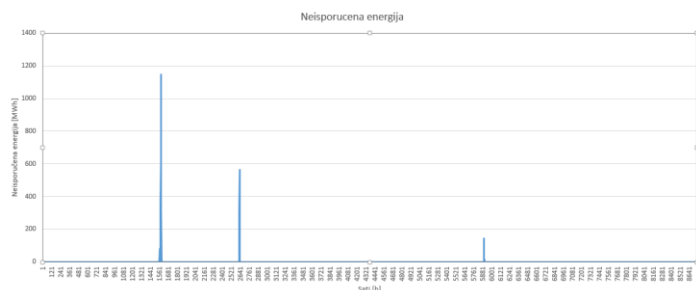
Emisija CO₂ u oblasti A je prikazana na Slici 8.



Slika 8: Emisija CO₂ u oblasti A

Emisija CO₂ u oblasti A je usko povezana sa proizvodnjom iz termoelektrana i ona je značajno veća u zimskom periodu u odnosu na letnji zbog veće zimske potrošnje.

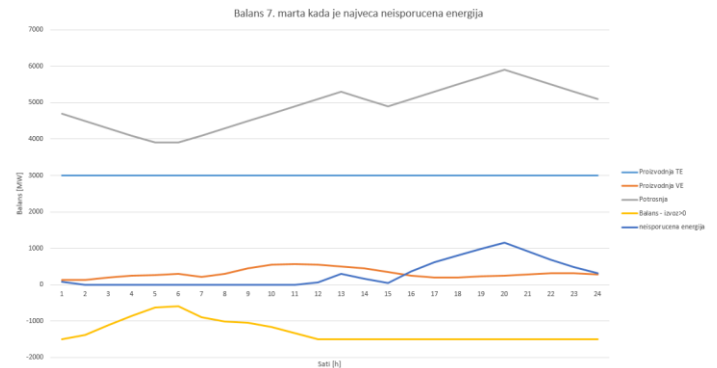
Neisporučena energija na satnom nivou u oblasti A se može videti na Slici 9.



Slika 9: Neisporučena energija na satnom nivou u oblasti A

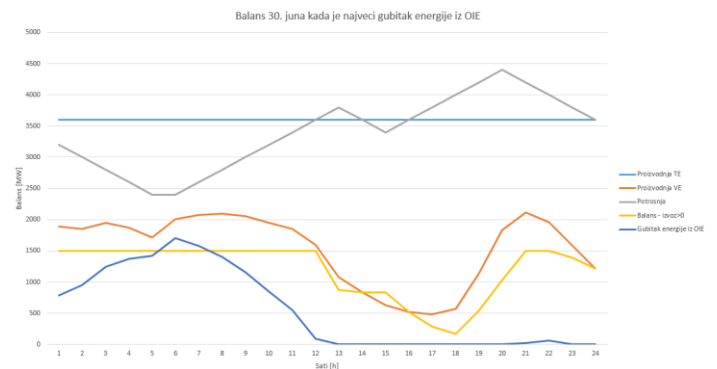
Do neisporučivanja električne energije dolazi u slučaju kombinacije sledećih faktora: nemogućnost uvoza električne energije preko interkonekcija (maksimalno opterećenje), nerasploživost termoejedinica usled ispada, visoka potrošnja i mala proizvodnje iz vetroelektrana.

Biće detaljno analizirane situacije u kojima je zabeležena najveća neisporučena energija potrošnji, kao i situacija kada je bilo najveće neiskorišćenje energije iz obnovljivih izvora energije.



Slika 9: Balans oblasti A 7. marta kada je bila najveća neisporučena energija

Na slici 9 se može videti da je najveća neisporučena energija potrošnji bila 7. marta u večernjim satima pri maksimalnim vrednostima potrošnje, raspoloživosti samo jedne termoejedinice, niske raspoloživosti vetroelektrana kao i maksimalnog uvoza iz oblasti B. Očigledno je da za potpuno zadovoljenje konzuma nedostaje još 1200 MW interkonektivnog kapaciteta uz uslov da je moguće da se tolika količina energije uveze iz oblasti B.

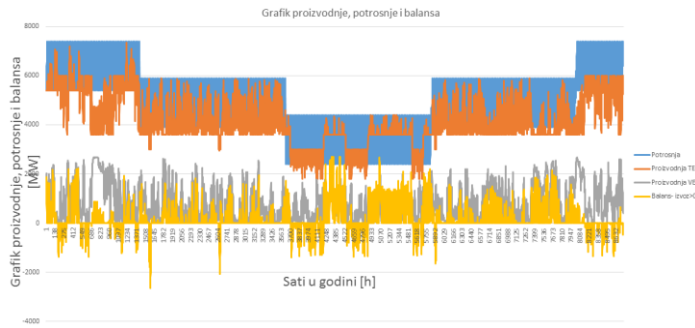


Slika 10: Balans oblasti A 30. juna kada su bili najveći gubici energije iz OIE

Na slici 10 se može videti da je najveća neiskorišćena energija iz OIE bila u jutarnjim satima 30. juna pri minimalnim vrednostima potrošnje, raspoloživosti dve termoejedinice na tehničkom minimumu proizvodnje, visoke raspoloživosti vetroelektrana kao i maksimalnog izvoza u oblast B.

Nakon ove analize urađen je proračun ekonomskog dispečinga u oblastima A i B pri izgradnji novog interkonektivnog dalekovoda kapaciteta 1200 MW (NTC-a).

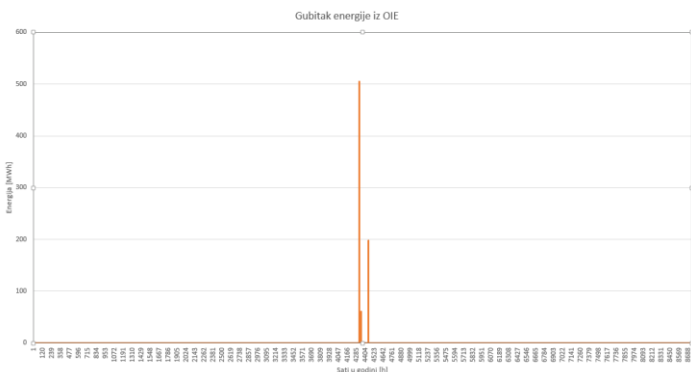
Na Slici 11 se može videti grafik proizvodnje, potrošnje, i razmene sa oblašću B oblasti A na satnom nivou.



Slika 11: Grafik proizvodnje, potrošnje, i razmene sa oblašću B oblasti A

Na Slici 11 se može videti da je veći deo vremena balans oblasti A veći deo vremena isti kao i u slučaju pre pojačanja interkonekcije između oblasti A i B. Jedine razlike se javljaju u slučaju manjka odnosno viška električne energije u oblasti A. Ne dolazi do promene proizvodnje termoelektrana u oblasti A zato što je ulazna pretpostavka bila da je cena proizvodnje električne energije u termoelektranama u oblastima A i B ista.

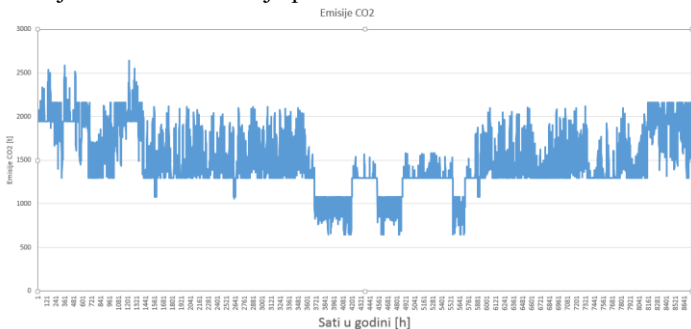
Na Slici 12 je prikazan grafik neiskorišćene energije iz OIE na satnom nivou u oblasti A usled nemogućnosti plasiranja energije.



Slika 12: Grafik gubitaka energije iz OIE u oblasti A usled nemogućnosti plasiranja energije

Na slici 12 se može videti da su gubici energije iz OIE znatno manji nakon izgradnje nove interkonekcije između oblasti A i B.

Emisija CO₂ u oblasti A je prikazana na Slici 13.



Slika 13: Emisija CO₂ u oblasti A

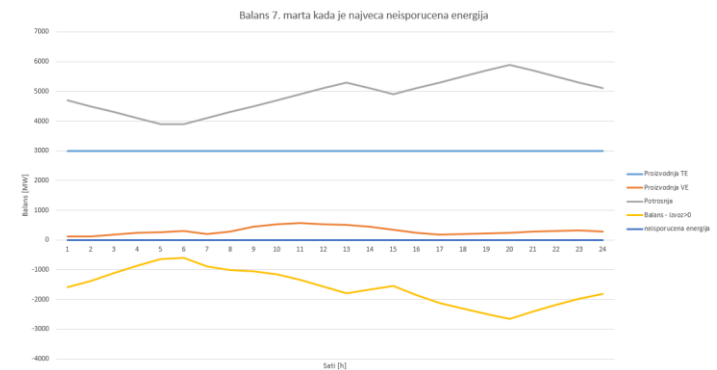
Neisporučena energija na satnom nivou u oblasti A se može videti na Slici 14.



Slika 14: Neisporučena energija na satnom nivou u oblasti A

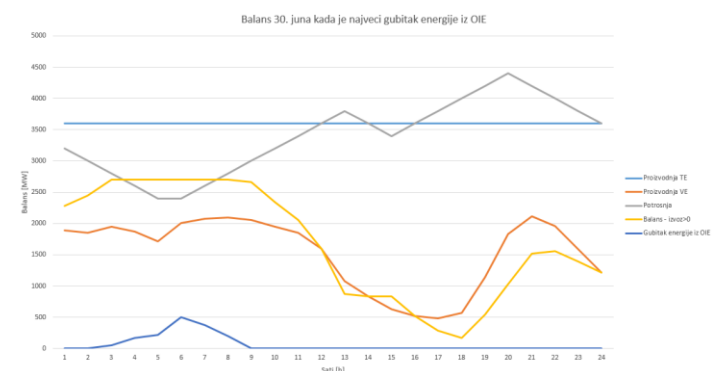
Nakon izgradnje dodatne interkonekcije nema problema sa neisporučenom energijom u oblasti A.

Na sledećim slikama je prikazan balans oblasti A u kritičnim danima nakon izgradnje interkonektivnog dalekovoda.



Slika 15: Balans oblasti A 7. marta kada je bila najveća neisporučena energija

Na slici 15 se može videti da se nakon izgradnje novog interkonektivnog dalekovoda nedostajuća energija može uvesti preko dodatnog interkonektivnog dalekovoda.



Slika 16: Balans oblasti A 30. juna kada su bili najveći gubici energije iz OIE

Na slici 16 se može videti da su gubici energije iz OIE znatno manji usled mogućnosti dodatnog izvoza električne energije preko dodatnog interkonektivnog kapaciteta.

Urađena je uporedna analiza gubitaka energije iz OIE i emisije CO₂ pre i nakon izgradnje dodatnog interkonektivnog kapaciteta.

	Oblast	emisija CO ₂ [t]	Gubici energije iz OIE usled nemogućnosti plasiranja energije u sistem [MWh]	Neisporučena energija [MWh]
Pre proširenja interkonekcije	A	13224802	106093	9453
	B	15224562	0	0
	Suma	28449364	106093	9453
nakon proširenja interkonekcije	A	13224802	1937	0
	B	15190469	0	0
	Suma	28415271	1937	0

Tabela 1: Rezultati proračuna

IV. ZAKLJUČAK

Iz Tabele 1 može se videti da izgradnjom novog interkonektivnog kapaciteta od 1200 MW dolazi do smanjenja emisija CO₂ kao i do smanjenja gubitaka energije iz OIE u oblastima A i B.

Cilj ovog rada je bila prezentacija mogućnosti primene alata Antares pri tehnokonomskoj analizi benefita povećanja interkonektivnih kapaciteta. Rezultati analiza u velikoj meri zavise od tržišnog modela na kome se rade analize.

Postoje projekti koji mogu dovesti do povećanja emisije CO₂ i do smanjenja gubitaka energije iz OIE. Taj slučaj bi se desio kada bi u oblasti A postojao veliki broj jeftine termoelektrane na lignit sa velikom emisijom CO₂ i veliki broj vetroelektrana, dok bi u oblasti B postojale skupe gasne elektrane sa malom emisijom CO₂. Povećanje interkonektivnog kapaciteta između ove dve oblasti bi doveo do smanjenih gubitaka energije iz OIE u oblasti A, ali bi takođe doveo do povećanja emisije CO₂ u oblasti A usled povećanog izvoza jeftinije energije iz termoelektrana na lignit u oblast B.

Mogućnosti Antaresa za proračun raznoraznih tržišnih parametara su velike, i kvalitet rezultata prvenstveno zavisi od kvaliteta ulaznih podataka i kvaliteta samog tržišnog modela.

LITERATURA

- [1] https://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index_e.php
- [2] <https://www.renewables.ninja/>
- [3] ENTSO-E, "2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects"

AUTORI

Prvi autor – Srđan Bošković, mast. inž. el. i rač, EMS AD, srdjan.boskovic@ems.rs