

Modeliranje elektroenergetskog sustava uz trgovanje emisijama

Robert Pašicko, UNDP Hrvatska, Hrvatska, robert.pasicko@undp.org

Željko Tomšić, Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu, Hrvatska, zeljko.tomsic@fer.hr

Ivar Wangensteen, NTNU, Norveška, iw@elkraft.ntnu.no

SAŽETAK - Današnji elektroenergetski sustav (EES) obilježen je novim izazovima kao što su deregulacija, otvoreno tržište električne energije i energenata, konkurentnost proizvođača električne energije, te zahtjevima održivog razvoja i energetske sigurnosti. Stari centralizirani način planiranja EES više ne opisuje dobro uvjete na današnjim tržištima električne energije, gdje se proizvođači međusobno natječu kako u kratkoročnim operacijama tako i u dugoročnim investicijama. Za kvalitetno razumijevanje novonastalih okolnosti potrebna je optimizacija mnogobrojnih parametara i korištenje simulacijskih programskih alata koji pridonose razumijevanju rada EES-a i tržišta, te pomažu pri donošenju kvalitetnijih odluka.

Europska shema trgovanja emisijama (ETS) počela je s radom u 2005. godini na razini članica EU, i ograničava količinu CO₂ emisija iz industrije i energetskih postrojenja. Cijena tone CO₂ na tržištu povisuje proizvodne troškove električne energije iz elektrana na fosilna goriva te pridonosi povećanju konkurentnosti nisko ugljičnih tehnologija kao što su obnovljivi izvori energije, nuklearna energija, energetska učinkovitost ili zamjena ugljena plinom. Time se javlja potreba za modeliranjem utjecaja cijene emisijskih jedinica na cijenu električne energije, ukupnu količinu emisija u sustavu, prihode pojedinih elektrana te analizu opravdanosti zamjene goriva u postojećim elektranama ili investiranje u nove elektrane.

Ključne riječi: elektroenergetski sustav, planiranje rada elektroenergetskog sustava, planiranje proizvodnje, matematičko ekonomski model

I. ZAHTJEVI PRI MODELIRANJU I SIMULIRANJU RADA EES-A

Kvalitetno modeliranje stvarnog problema osnovica je svake simulacije. U modeliranju pojava iz stvarnog svijeta potrebno je pomiriti dvije suprotne težnje. S jedne strane, teži se modelu koji što preciznije i bolje opisuje pojavu u stvarnom svijetu, a s druge strane, ograničenja nastaju zbog upotrebljivosti rezultata i vremena potrebnog za provedbu proračuna.

Također, važno je ostvariti mogućnost izdvajanja promatranog čimbenika (primjerice ograničenja emisija na razini sustava) koji se tad može promatrati neovisno o ostalim čimbenicima. To se postiže uklanjanjem čimbenika koji unose veliku nesigurnost, primjerice kod promatranja utjecaja ograničenja emisija te nesigurnosti su proizvodnja iz hidroelektrana, uvoz električne energije ili kretanje cijena energenata. Svi ti čimbenici imaju prevelik utjecaj na ono što želimo promatrati, i da bi analiza bila valjana potrebno ih je izolirati. S druge

strane može se postaviti model na takav način da se istražuje utjecaj baš tih čimbenika (koje smo sad ograničili) na emisije, ali je opet i taj međudnos potrebno kvalitetno izolirati da bi ga se moglo promatrati.

I tu počinje razlika između matematičko-ekonomskih modela i simulatora. Pored dovoljne preciznosti u definiranju odnosa na tržištu i međudnosa između elektrana, simulator EES-a mora biti u stanju simulirati i tehnička ograničenja, primjerice pogonska ograničenja proizvodnih kapaciteta, profil potrošnje, dostupnost energenata ili ograničenja prijenosne mreže. Pritom je vrlo važno čim točnije modelirati tehnička ograničenja sustava, a da bi se to omogućilo ulazni podaci moraju biti visoke kvalitete. Tek uz kvalitetne ulazne podatke i adekvatno izrađen model, rezultati simulacije postaju prava potpora donošenju odluka.

Većina današnjih modela EES-a uključuje ekonomski opis analiziranog EES-a, bez detaljnijeg tehnološkog opisa rada sustava. Time su i sami rezultati često daleko od realnih zbog nemogućnosti opisivanja tehničkih ograničenja kao što su ograničenje prijenosnog sustava ili brzina porasta snage pojedine elektrane. Još jedan od zaključaka koji se nameće pri analizi dosadašnjih istraživanja je da su većinom modelirani uvjeti savršenog tržišta, što je na tržištima električne energije daleko od realnosti budući da su tržišta električne energije većinom koncentrirana i da veliki igrači na tržištu imaju tržišnu moć kojom utječu na cijenu i količinu proizvedene električne energije. Time se javlja potreba da se u modeliranje uključe i uvjeti nesavršenog tržišta.

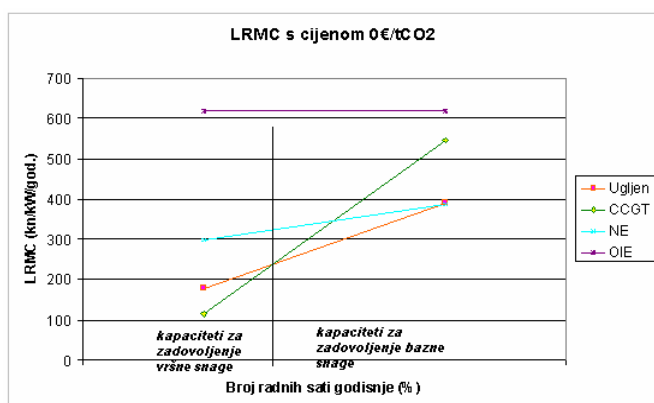
II. KORIŠTENJE MATEMATIČKO EKONOMSKIH MODELA U PLANIRANJU EES-A

Da bi se međusobno mogla usporediti cijena proizvodnje električne energije iz različitih tehnologija, razvijen je matematičko ekonomski model koji istražuje utjecaj ulaznih parametara (kao što je cijena investicije, cijena goriva, varijabilni i fiksni trošak elektrane, cijena emisijskih prava i slično) na kratkoročne (u daljnjem tekstu SRMC) i dugoročne granične troškove (u daljnjem tekstu LRMC) proizvodnje električne energije. O kretanju SRMC-a ovisi odluka o promjeni goriva u postojećoj elektrani i promjeni voznog reda u radu sustava (vozni red se sklapa tako da se između već postojećih biraju elektrane s najmanjim kratkoročnim graničnim troškovima). O dugoročnim graničnim troškovima pak ovisi investicijska odluka o gradnji novih elektrana. Dok SRMC uključuju cijenu goriva i varijabilne troškove

proizvodnje, LPMC elektrane uključuje cijenu goriva, varijabilne troškove, fiksne troškove i investicijski trošak. Model pretpostavlja aukcijski način raspodjele emisijskih prava (pri kojem bi svih 100% emisijskih prava elektrana trebala kupiti, odnosno platiti).

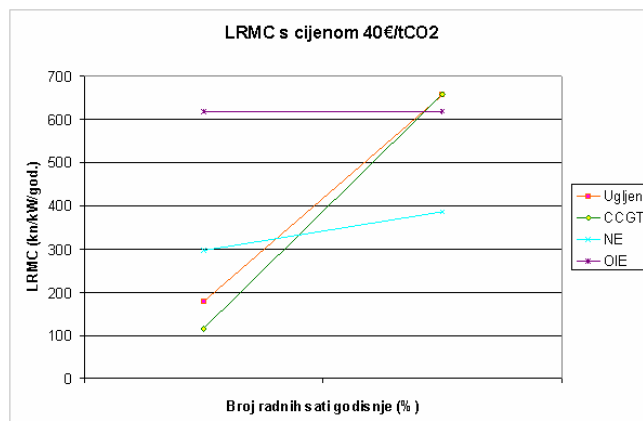
Tabela 1 Parametri korišteni pri modeliranju kratkoročnih i dugoročnih graničnih troškova

		Ugljen	CCGT	OIE	NE
Cijena goriva pri elektrani	€/GJ	3.12	8.57		1.00
Termički stupanj učinkovitosti	%	43.50	55.00		40.00
Heat Rate	GJ/MWh	8.28	6.55		9.00
Cijena goriva	€/MWh	25.82	56.09		9.00
Varijabilni trošak	€/MWh	3.00	2.50		3.00
Emisijski faktor	tCO ₂ /MWh	0.81	0.37	0.00	0.00
Godišnji fiksni trošak	€/kWgod	40.00	20.00	30.00	100.00
Fiksni trošak	€/MWh	5.00	5.00	13.69	12.50
Cijena investicije	€/kW	1600	800	1400	2400
Vijek eksploatacije	god	30	20	25	40
Interes na uloženi kapital	%	10	10	10	10
Investicijski trošak	€/MWh	19.38	10.73	70.40	28.01
LPMC	€/MWh	53.20	74.32	84.09	52.51
	kn/MWh	391.03	546.29	618.06	385.95

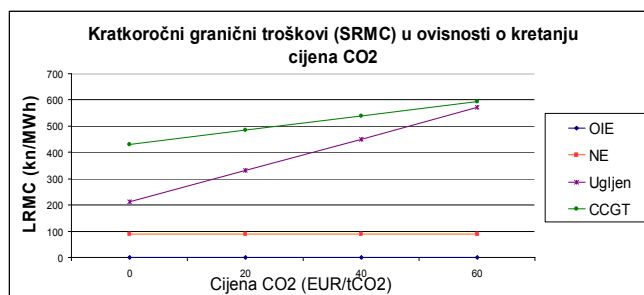


Slika 1 Kretanje dugoročnih graničnih troškova elektrana (izraženih po instaliranoj snazi, kn/kWgod), u ovisnosti o postotku radnih sati elektrane godišnje (Plant Factor)

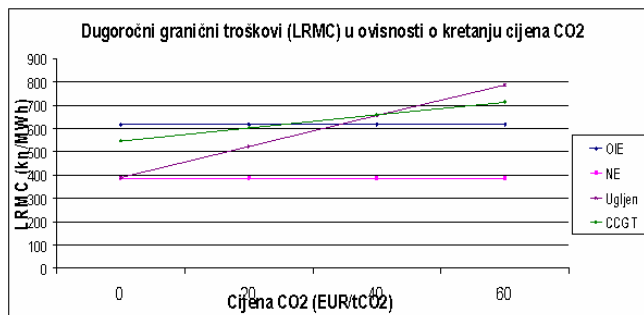
Na gornjoj slici prikazano je kretanje LPMC-a u ovisnosti o postotku radnih sati elektrane godišnje. Pomoću točke u kojoj se sreću krivulje LPMC plinskih i ugljenih elektrana određuje se optimalan broj radnih sati godišnje za pojedinu elektranu, odnosno koje elektrane se koriste za pokrivanje baznog a koje za pokrivanje vršnog opterećenja. Za investicijske troškove i cijene energenata korišteni su iznosi navedeni u tabeli 1. Kako kod OIE (koji su ovdje aproksimirani vjetroelektranama) ne postoje varijabilni troškovi ni troškovi goriva, njihovi dugoročni granični troškovi prikazani su kao pravac na slikama 2 i 3.



Slika 2 Kretanje LPMC krivulja pri cijeni emisija od 40 €/tCO₂, (izraženih po instaliranoj snazi, kn/kWgod), u ovisnosti o postotku radnih sati elektrane godišnje



Slika 3 Kretanje kratkoročnih graničnih troškova (SRMC) izraženih po jedinici proizvedene energije (kn/MWhgod) kod različitih proizvodnih kapaciteta

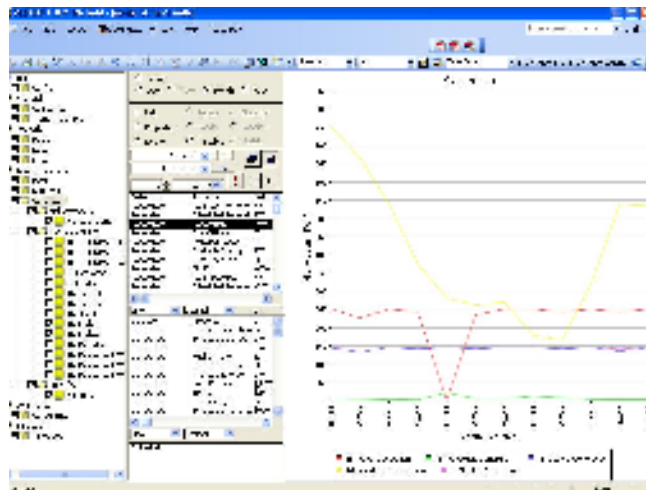


Slika 4 Kretanje dugoročnih graničnih troškova (LRMC) izraženih po jedinici proizvedene energije (kn/MWhgod) kod različitih proizvodnih kapaciteta

Zbog cijene fosilnog goriva i rasta cijene emisijskih prava, obnovljivi izvori energije (OIE) dugoročno su konkurentnija tehnologija od ugljena i plina nakon cijene emisijskih prava od 33 €/tCO₂. Nuklearna tehnologija najisplativija je za gradnju pri ovim parametrima. CCGT postaje konkurentniji od ugljena pri cijeni od 40 €/tCO₂.

Metodologije i modeli uobičajeno korišteni za modeliranje i simuliranje rada EES i tržišta električne energije su:

- U PLEXOS-ovom objektnom modelu definicijom klase opisano je kojim zbirkama objekti pojedine klase mogu pripadati, kojim zbirkama moraju pripadati i kako objekti djeluju prema objektima istog ili različitih tipova. Uz elemente elektroenergetskog sustava, u PLEXOS-u su i dijelovi samog simulacijskog postupka modelirani odgovarajućim objektima. Ukupno je preko 30 klasa u objektnom modelu.



Sučelje za pregledavanje podataka je zasnovano na sučelju Microsoft Accessa, kao i sučelje za unos podataka. Pored zapisivanja podataka u bazu podataka, PLEXOS podržava i zapis u tekstualne datoteke, no za pregled se koristi isto sučelje. Rezultate simulacija moguće je vrlo jednostavno prikazati grafički, a pregled je moguć po više vremenskih razina (od satne do godišnje). Također, razina informacija koje će se spremi u izlaznu bazu podataka može se detaljno konfigurirati.

Osnovna proizvodna jedinica u PLEXOS-u je generator. Međutim, generator predstavlja i tržišnog sudionika koji nudi određenu količinu energije na tržištu, a ne samo stvarni proizvodni kapacitet. Generator je u ovom smislu proizvođač ili dobavljač energije, a ne samo stroj koji pretvara mehaničku energiju u električnu. U tom se smislu pojam generator ovdje razlikuje od uobičajenog poimanja tog pojma.

Category	Measure	Value	Unit
General	Basic Salary	15.5	%
General	Min. Salary	20	%
General	Max. Salary	8	%
General	Fixed Fee	-0.004	\$/hr
General	Fixed Fee	10	\$/hr
General	WHL Charge	6.50	\$/hr
General	Fixed Charge	200	\$/hr
General	Fixed Charge	100	\$/hr
General	Fixed Charge	30	\$/hr

Prijenosna mreža utječe na rezultate simulacije emisija svojim ograničenjima i gubicima koji se u njoj pojavljuju. Stoga je i ispravno modeliranje prijenosne mreže od velikog značaja za dobivanje kvalitetnih rezultata. Ovisno o željenoj razini detaljnog modeliranja mreže, može se koristiti regionalni model ili model koji uključuje čvorišta stvarne prijenosne mreže. Kod modeliranja potpune mreže koriste se realni parametri vodova i ostale opreme, primjerice impedancije i prijenosne moći vodova, dok se u regionalnom modelu postavlja jedno čvorište kojim se prikazuje pojedino

područje opterećenja i ekvivalentni interkonekcijski vodovi među područjima.



Slika 7 Primjer regionalnog modeliranja mreže u simulatoru (simuliranje scenarija dobre povezanosti s regijom)

Prijenosna mreža u PLEXOS-u modelirana je skupom objekata klasa čvorišta i vodova. Na čvorišta te mreže vežu se generatori, prijenosni vodovi i transformatori. Uneseni podaci o prijenosnoj mreži prvenstveno se koriste u proračunima tokova snaga. Ovisno o željenoj razini detalja i veličini problema, koristi se stvarni, odnosno regionalni model mreže. U stvarnom modelu prikazuju se sva čvorišta i vodovi prijenosne mreže, a u regionalnom, uslijed prevelikog broja čvorišta, koriste se samo ekvivalentna čvorišta, po jedno za svako odabrano područje opterećenja, te ekvivalentni vodovi među čvorištima (Slika 7).

V. OSTALE APROKSIMACIJE KORIŠTENE U MODELU

Jedan od bitnih aspekata kod simuliranja rada elektroenergetskog sustava je mogućnost izoliranog promatranja željenog čimbenika na rad bilo sustava u cjelini bilo nekih njegovih elemenata (kao što je primjerice utjecaj troškova trgovanja emisijama, promjena cijena energenata i slično). Da bi se to moglo postići, od velike je važnosti izolirati sve čimbenike koji unosenjem veće količine nesigurnosti to onemogućuju. No, moguće je pažljivim modeliranjem postaviti model na takav način da se istražuje utjecaj baš tih čimbenika na emisije, ali je taj međudodnos opet potrebno kvalitetno izolirati da bi ga se moglo promatrati.

Iz dobivenih rezultata može se vidjeti koliko određene aproksimacije utječu na sam ishod simulacije, što dalje ostavlja mogućnost za izradu naprednijih modela koji će bolje približiti model stvarnom sustavu kojeg predstavlja. Neke od ključnih aproksimacija koje smo koristili u našem modelu su:

Hidroelektrane

Problem optimalnog uključivanja hidroelektrana u pogon daleko je složeniji od određivanja optimalnog pogona termoelektrana. Problem nastaje pošto kod hidroelektrana nije očito kolika je „cijena goriva“ u hidroelektrani. Postavlja se pitanje kolika je vrijednost vode ili energetskog ekvivalenta potencijalne energije vode u akumulacijama hidroelektrana? Određivanje vrijednosti vode (eng. water value) je, pored fizičkih veličina (stanja akumulacije, pritoka, temperatura zraka, godišnjeg doba i slično) usko vezano uz usporedbu s cijenom električne energije na tržištu. Uzevši u obzir navedene poteškoće pri definiranju hidroelektrana, sve hidroelektrane prikazane su kao jedna virtualna hidroelektrana ukupne snage 2000 MW, a njihova satna proizvodnja prikazana je po stvarnim vrijednostima u referentnoj 2003. godini.

Prijenosna mreža – modelirana je samo najvažnijim prijenosnim vodovima (400kV), što predstavlja određenu aproksimaciju kako se tokovi snaga iz modela mogu znatno razlikovati od stvarnih tokova snaga. Jedini ispravan način za praćenje tokova snaga bilo bi modeliranje kompletne mreže (vodova na nižim naponskim razinama) sa svim mrežnim ograničenjima (iako je i tu riječ o aproksimaciji), no takav model tražio bi puno veće zahtjeve a vrijeme simuliranja bi se znatno produljilo.

Modeliranje potrošača – također je vezano za modeliranje prijenosne mreže. U modelu je potrošnja prikazana tekstualnom datotekom koja sadrži stvarne satne vrijednosti u godini za koju se radi simulacija, a taj iznos potrošnje je dalje raspoređen po čvorovima definiranjem omjera.

Uvoz ili izvoz električne energije – ima velik utjecaj na ostale parametre u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, a ovisi o drugim čimbenicima kao što su hidrološki uvjeti, cijena goriva i slično. Kako bi se bolje promatrali odnosi između proizvodnih kapaciteta iz hrvatskog sustava, uklanja se utjecaj uvoza i izvoza ili se ispituje njegov utjecaj mijenjanjem primjerice cijene ili količine uvezene ili izvezeno energije. Time se mijenja struktura u domaćoj proizvodnji.

Faktori emisije termoelektrana – govore o količini emitiranog ugljik-dioksida po proizvedenoj jedinici energije (kg/MWh). Neke termoelektrane koriste više od jednog goriva (primjerice plin u ljetnom a ekstra lako loživo ulje u zimskom razdoblju), no iznos proizvedene energije i količina emisije za pojedino gorivo nije poznato, korišten je jedinstven faktor emisije (koji odgovara ukupnoj godišnjoj količini emisija po ukupnoj godišnjoj proizvodnji elektrane).

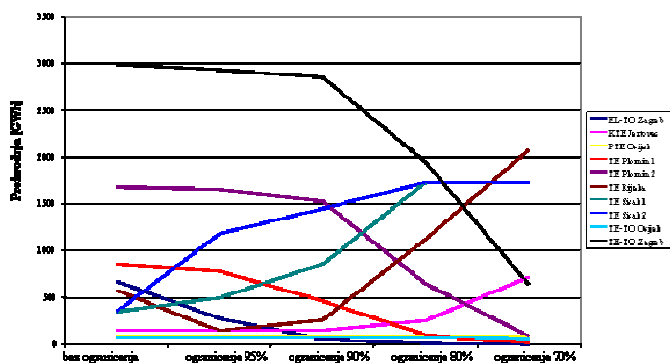
VI. SCENARIJI SIMULIRANI U PLEXOS-U

Scenariji prikazani u ovom radu zamišljeni su tako da služe za ilustraciju problema kao što su primjerice ograničenje emisija, trgovanje emisijama, utjecaj stohastičke prirode vjetra na proizvodnju iz vjetroelektrana ili razlika u cijeni proizvodnje između nuklearnog i plinsko-obnovljivog scenarija. Dobiveni rezultati optimiranja nisu namijenjeni definiranju planova razvoja, već služe kao primjer analiziranja različitih utjecaja na promatrane izlazne veličine kao što su cijena proizvedene električne energije, proizvodnja po elektranama ili na razini sustava, promjena kretanja

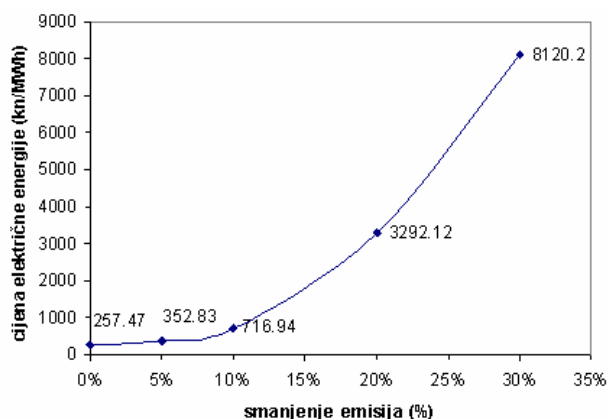
kratkoročnih graničnih troškova kod uključene cijene emisijskih prava i slično.

VII. SCENARIJ S OGRANIČENJEM UKUPNE RAZINE EMISIJA NA RAZINI SUSTAVA

Ograničenje emisija nametnuto je na ukupnu količinu emisija koju sustav emitira. Istraženo je nekoliko slučajeva ograničenja – 95, 90, 80, 70% od ukupne količine emisija (zabilježene u baznom scenariju). Smanjenje ukupne dopuštene količine emisija koja smije biti emitirana u okoliš dovodi do mijenjanja voznog reda – elektrane koje emitiraju manje CO₂ po jedinici proizvedene energije povećavaju proizvodnju, a one sa većim faktorom emitiranja po jedinici energije smanjuju proizvodnju. To direktno utječe na cijenu električne energije jer u prvi plan dolaze elektrane iz kojih je proizvodnja skuplja, tako da pri ograničenju emisija od 10% cijena proizvedene električne energije raste sa 257,47 na 716,94 kn/MWh (Slika 9). Model koji je simuliran rađen je prema podacima o hrvatskom elektroenergetskom sustavu iz 2003. godine.



Slika 8 Utjecaj ograničenja emisija na razini sustava na promjenu voznog reda elektrana



Slika 9 Utjecaj ograničenja emisija na cijenu proizvedene električne energije

VIII. SIMULIRANJE UTJECAJA IZGRADNJE NUKLEARNE ELEKTRANE U HRVATSKOM EES-U NA EMISIJE

Na osnovi scenarija iz Energetske strategije, kreirana su dva slučaja – s nuklearnom elektranom (BIJELI) i bez nuklearne elektrane (PLAVI) i istraženo je kako izgradnja nuklearne elektrane utječe na količinu emisija CO₂ i cijenu električne energije. Promatrano razdoblje je 2020-2025. godine, pri čemu su za potrebe 2020. godine korišteni podaci iz Energetske strategije (za vršnu snagu, potražnju, izgrađene kapacitete). Da se isključi nesigurnost koju nosi hidrologija (proizvodnja iz hidroelektrana i time cijena električne energije u sustavu) njihova proizvodnja je modelirana s P50 (50% vjerojatnosti ostvarenja prosječne godišnje proizvodnje). Da bi se isključila nesigurnost koju nosi proizvodnja iz stohastičkih obnovljivih izvora energije (OIE) kao što je vjetroenergija, svi OIE su prilikom modeliranja prikazani kao jedna elektrana konstantnog fiksnog output-a. Električna potrošnja je modelirana po satnim vrijednostima. Scenariji koji su modelirani ne podrazumijevaju uvoz ili izvoz električne energije, nego je sva energija proizvedena unutar EES-a. Stare elektrane koje izlaze iz sustava do 2020. godine iznose 1130 MW.

Tabela 2 Porast vršne snage i potražnje u razdoblju 2020.-2025.

	2020	2021	2022	2023	2024	Annual increase
Peak load (MW)	4767	4838.5	4911.1	4984.7	5059.5	1.5 %
Energy consumption (PJ)	29.24	29.82	30.42	31.03	31.65	2 %

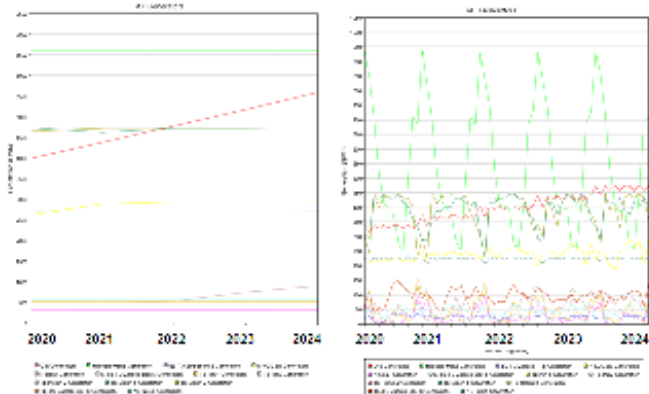
Tabela 3 Instalirani novi kapaciteti do 2020.

Facility/Unit/Part of plant	Nominal power on generator, MW	Foreseeable year for entry into operation
TE-TO Zagreb unit L	100	2009
TPP Sisak unit C	250	2012
TPP GAS 1	400	2013
TPP COAL 1	600	2015
NUCLEAR 1	1000	2020
(CHP) COGENERATION	Progressive yearly increasing by 30 MW, additional total 300 MW	2011-2020
HPP other	Progressive yearly increasing by 50 MW, total 300 MW	2015 – 2020
Renewable	1545 MW Renewables with production of 4000 GWh in 2020 - 154 MW progressive annual growth	2011 – 2020

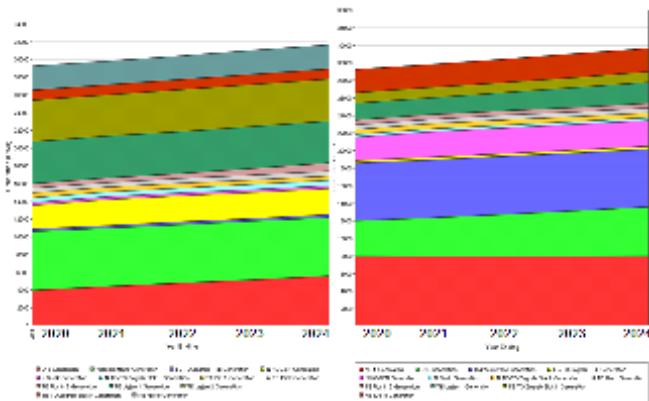
Razlika između Bijelog i Plavog scenarija je sljedeća: umjesto nuklearne elektrane od 1000 MW koju Bijeli scenarij predviđa izgrađenu 2020. godine, Plavi scenarij predviđa dodatnih 600 MW iz ugljena izgrađenih 2019. godine i 400 MW iz plina izgrađene 2020. Sve ostale isto je u oba scenarija. Novi kapaciteti koji ulaze u razdoblje 2020-2025 također su jednaki u oba scenarija:

- Dodatnih 154 MW novih OIE godišnje instaliranih do 2025

- Dodatnih 30 MW nove kogeneracije godišnje instalirane do 2025

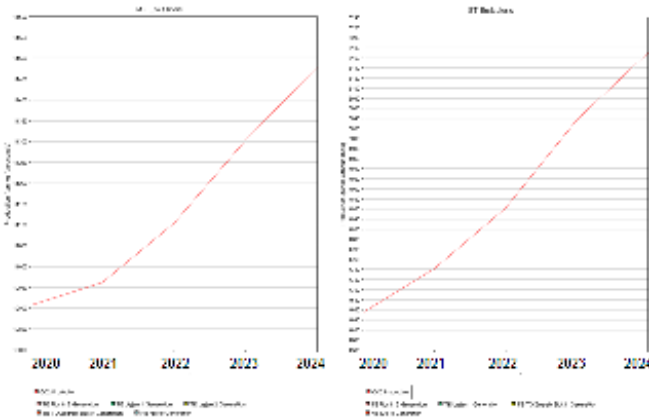


Slika 10 Proizvodnja u Plavom scenariju – godišnje i mjesečne vrijednosti po elektranama za period 2020-2025



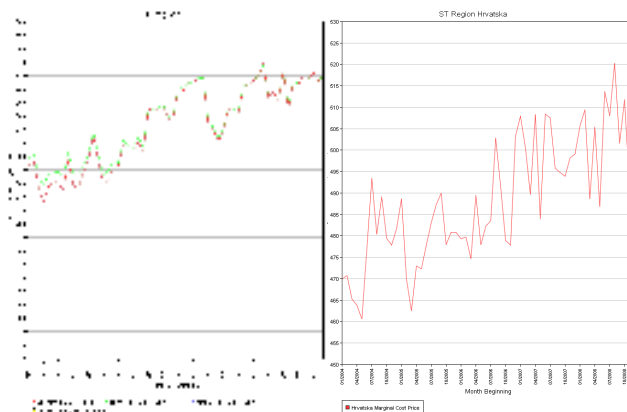
Slika 11 Usporedba godišnje proizvodnje u Plavom i Bijelom scenariju za period 2020-2025

Na gornjoj slici, za Plavi scenarij (lijeva strana), crvena površina predstavlja OIE a zelena HE, dok za Bijeli scenarij crvena površina predstavlja novu nuklearnu elektranu koja proizvodi najveći udio energije u sustavu zajedno s OIE (zelena) i HE (plava površina).



Slika 12 Usporedba godišnjeg porasta emisija u Plavom i Bijelom scenariju za period 2020-2025

Razlika u emisijama u dva promatrana scenarija vidljiva je na gornjoj slici – emisije u Plavom scenariju (lijevo) kreću se od 10.9 MtCO₂ u 2020. do 11.5 MtCO₂ krajem 2024. Emisije u Bijelom scenariju su mnogo manje - 4.6 MtCO₂ u 2020 do 5.2 MtCO₂ krajem 2024. To znači da nuklearni scenarij pridonosi smanjenju emisija od 6.5 MtCO₂ što trenutno predstavlja 22 % hrvatskog Kyoto cilja.



Slika 13 Usporedba cijene električne energije u Plavom scenariju za period 2020-2025. Na lijevoj strani je slučaj uz 0 €/tCO₂ (cijena električne energije od 260-440 kn/MWh) dok je na desnoj strani slučaj uz 40 €/tCO₂ (cijena električne energije iznosi 460-520 kn/MWh)

IX. OBAVEZE SMANJENJA EMISIJA U HRVATSKOJ

Odbor za usklađenost s odredbama Kyoto Protokola (UN Kyoto Protocol Compliance Committee) nedavno je zabranio Hrvatskoj trgovanje emisijama dok iz emisijske bilance u Inicijalnom izvještaju [11] ne ukloni 3,5 MtCO₂. Sporni iznos od 3,5 MtCO₂ prethodno je prihvaćen na Konvenciji stranaka u Nairobiju 2006. godine, ali ne i kasnije od već navedenog tijela. Time hrvatski Kyoto cilj iznosi 29,777 MtCO₂ dok su ukupne emisije u 2007. godini iznosile 32,385 MtCO₂ [12], što znači da su već u 2007. godini hrvatske emisije stakleničkih plinova bile 2,6 milijuna tona iznad ciljeva prihvaćenih Kyoto protokolom. Ukoliko se te emisije ne smanje do 2012. godine, Hrvatska će ih morati kupiti na međunarodnom tržištu (uz cijenu od početka 2010. godine od 12 €/toni radi se o preko 30 milijuna € godišnje).

X. ZAKLJUČAK

Kako bi se ispravno procijenili utjecaji različitih parametara na rad ili planiranje elektroenergetskih sustava, potrebno je te parametre prikazati i međusobno usporediti u modelu. Ovisno o potrebi model može biti jednostavan, matematičko ekonomski, koji uključuje tek usporedbu primjerice kratkoročnih i dugoročnih graničnih troškova proizvodnje. Rastom zahtjevnosti, modeli se prikazuju i modeliraju uz pomoć simulatora elektroenergetskog sustava, gdje je kasnije moguće ispitati utjecaje raznih čimbenika na

rad sustava (kao što su ograničenje emisija, veći udio obnovljivih izvora, nuklearni ili plinski scenarij, kretanje cijene goriva ili hidrometeorološki uvjeti).

Usporedbom dobivenih rezultata po simuliranim scenarijima i njihovom međusobnom analizom moguće je definirati optimalnu mješavinu proizvodnih kapaciteta i optimalnu strategiju nastupa na tržištu. Jedan od najznačajnijih i najrazvijenijih simulatora danas je proizvod australske tvrtke Drayton Analytics nazvan Plexos for Power Systems. Ovaj je alat korišten prilikom simuliranja rada hrvatskog elektroenergetskog sustava, što je izloženo u ovom radu.

Rezultati prikazani u ovom članku pokazuju kako bez nuklearne elektrane hrvatski EES ne zadovoljava Kyoto cilj (dok će cilj u Post-kyoto razdoblju odnosno nakon 2013 biti još stroži pristupanjem EU). Nuklearna elektrana pridonijela bi godišnjem smanjenju emisija od prosječnih 6.5 MtCO₂ što je 22% hrvatskog Kyoto cilja.

LITERATURA

- [1] Mosek ApS: *MOSEK, optimizations tool manual*, Denmark 2002.
- [2] Drayton Analytics: *Knowledge base*, www.plexos.info
- [3] Slavko Krajcar, Ivan Andročec, Dražen Jakšić, Hrvoje Keko.: *Analiza hrvatskog tržišta električne energije uporabom simulatora tržišta*, Studija, FER, travanj 2006.
- [4] Nenad Debrecin, Dražen Jakšić, Tea Kovačević.: *Trgovanje emisijama i tržište emisija – utjecaj na planiranje razvoja i rad elektroenergetskog sustava*, Studija, FER, siječanj 2006.
- [5] Julia Reinaud: *Emissions Trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector*, IEA Information Paper, s Interneta, <http://www.iea.org/textbase/papers/2003/cop9invdec.pdf>, 17. svibanj 2006.
- [6] Robert Pašičko, Nenad Debrecin, Alfredo Višković: *Simuliranjem do optimalne mješavine proizvodnih kapaciteta u hrvatskom elektroenergetskom sustavu*, Savjetovanje HRO Hydro 2007, Šibenik 2007.
- [7] Robert Pašičko, Andreas Tuerk, Zeljko Tomšić: *Use of biomass in Croatia: options for CO₂ mitigation*, World Renewable Energy Congress, Glasgow, Scotland 2007.
- [8] The World Bank: *Update of Generation Investment Study, Final Report*, Washington, Belgrade, January 31, 2007.
- [9] Vestas i Emerging energy research: *Comparative Costs of Energy Coal, CCGT, Wind*, listopad 2006.
- [10] Tuerk Andreas i ostali; "Needs and challenges in implementing key directives – EU Emissions Trading Directive (2003/87/EC)", *Bioenergy NoE*; 15. prosinac 2006
- [11] UNFCCC, Compliance Committee: 2009., dostupno na: http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/compliance/enforcement_branch/application/pdf/cc-2009-1-8_croatia_eb_final_decision.pdf
- [12] Ministarstvo zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva: *National Inventory Report 2009, Submission to the UNFCCC and the Kyoto Protocol*, 2009