

Angažovanje generatora i potrebe balansnih rezervi u prisustvu intermitentnih OIE: Studija slučaja elektroenergetskog sistema Srbije

Unit Commitment and Balancing Reserve Needs with Intermittent RES - Serbian Power System Case Study

Nenad Jovanović

LDK Consultants doo, Kralja Milana 17, Beograd, Srbija

Rezime - Intermitentna proizvodnja električne energije iz različitih obnovljivih izvora energije dodatno otežava angažovanje generatora (agregata) i planiranje rezervi na organizovanom dan-unapred tržištu električne energije. Konvencionalni modeli angažovanja generatora koji uključuju granice povećanja i smanjenja proizvodnje obično se predstavljaju stepenastim matematičkim funkcijama bez jasne razlike između snage i energije. Ovaj rad predstavlja studiju slučaja pristupa planiranju angažovanja generatora za slučaj elektroenergetskog sistema Srbije sa visokim instaliranim kapacitetom varijabilnim OIE, gde su potražnja i proizvodnja električne energije modelirani kao trenutne trajektorije snage. Proizvodnja generatora je modelirana linearnim funkcijama od jednog do drugog vremenskog intervala uzimajući u obzir stvarne putanje povećanja i smanjenja proizvodnje, čime se obezbeđuje efikasnije raspoređivanje rezervi, posebno tokom procesa uključenja i isključenja generatora. Za prikaz rasporeda rezervi pretpostavljaju se 10-minutni i 30-minutni mogući usponi generatora pri čemu su dužni da pruže sekundarne, tercijarne i rezerve u stanju mirovanja u zavisnosti od svojih tehničkih mogućnosti. Studija slučaja elektroenergetskog sistema Srbije predstavlja 24-časovno angažovanje generatora i raspored sekundarne i tercijarne rezerve naviše i naniže tokom vanrednih događaja kada se ne može iskoristiti fleksibilnost rezervi susednih elektroenergetskih sistema. Formulisanje optimizacionog matematičkog modela urađeno u softveru sistema opšteg algebarskog modeliranja GAMS, a optimizator CPLEX je korišćen u svrhu optimizacije problema.

Ključne reči – balansiranje, OIE, optimizacija, sekundarne i tercijarne rezerve

Abstract - Intermittent electricity generation of the various renewable energy sources sets additional burden on generation unit dispatching and reserve planning in day-ahead electricity market. The conventional unit commitment models which include rump-up and rump-down limits are usually presented with stepwise mathematical functions without clear distinction between power and energy. This paper presents a case study of generation unit dispatching planning approach for the case of Serbian power system with high installed variable RES capacity, where demand and generation are modelled as instantaneous power trajectories. Output of generation units is modelled with

piecewise-linear functions from one time interval to another, taking into account actual ramping trajectories thus providing more efficient reserve scheduling particularly during generators' start-up and shut-down processes. For the representation of reserve schedules, the 10-min and 30-min ramp capabilities of the generation units are assumed where they are obliged to provide secondary, tertiary and offline-tertiary reserves depending on their technical capabilities. The Serbian power system case study represents a 24-hour unit commitment planning and up/down secondary and tertiary reserve requirements during a scarcity event when reserve flexibility of neighbouring power systems cannot be utilised. Formulation of the optimisation mathematical model is performed via GAMS, the General Algebraic Modelling System, and CPLEX optimiser is used for problem optimisation purposes.

Index Terms – Balancing, Optimisation, RES, Secondary and tertiary reserves

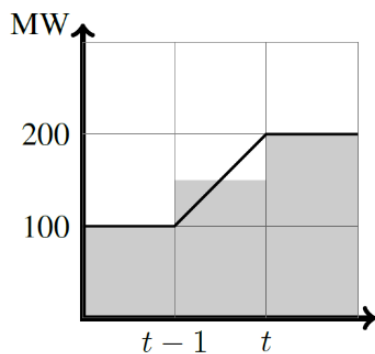
I UVOD

Angažovanje generatora (AG) je široko poznat problem kao najefikasniji metod za nedeljno i dnevno planiranje elektroenergetskih sistema [1] i koriste ga mnogi operateri prenosnog sistema operateri za rad i upravljanje tržištem [2]. Da bi se garantovao raspored angažovanja koji daje AG problem otporan na nepredviđene situacije (kao što su odstupanja od planirane potrošnje i neplaniran ispad generatora), potrebno je obezbediti dovoljno balansne rezerve kako bi se preostali generatori mogli ponovo iskoristiti u datom vremenskom periodu i nadoknadili gubitke proizvodnje električne energije. Sve veći prodor intermitentnih obnovljivih izvora energije (OIE) predstavlja veliki izazov za rešavanje problema AG modela. Uticaj stohastičnosti i intermitentnosti energije vetra može biti veoma jak uticaj na rad elektroenergetskog sistema (EES). Ova činjenica je motivisala istraživanje predstavljeno u [3] gde su formulisani stohastički modeli, koji pored tehničkih izazova poput [4] sagledavaju i finansijski rizik centralizovanog i liberalizovanog sistema u kojima konvencionalne elektrane [5] i hidro kapaciteti [6] planiraju svoj rad u prisustvu visokog udela OIE.

U tradicionalnim AG formulacijama, proizvodnja generatora je modelirana prosečnom proizvodnjom tokom zadatog

vremenskog intervala, što rezultira profilima energije u vidu stepenastih funkcija. Iako modeli sa vremenskim intervalom ispod jednog sata ili u realnom vremenu omogućuju ublažavanje ovog problema, neadekvatno angažovanje na dan-unapred tržištu može ostaviti sisteme nespremnim u realnom vremenu da se suoče sa mogućim neizvesnostima. Neki EES su iskusili kratkoročne vanredne događaje pri dovoljnim količinama balansnih rezervi u smislu kapaciteta napajanja, ali nedovoljnom sposobnošću angažovanja rezerve navise i naniže koje se tiču brzine promene izlazne snage generatora, kao na primeru nezavisnog prenosnog operatera srednjeg kontinenta Amerike (MISO) iz 2011. godine odgovornog za upravljanje prenosnom mrežom u 15 država Sjedinjenih Američkih Država i provinciji Manitoba u Kanadi [7].

S tim u vezi, veoma je važno naglasiti da planiranje ukupne balansne rezerve u MW mora biti uslovljeno i mogućnošću generatora da u zadatom intervalu garantuju i brzinu promene proizvodnje (*eng. ramp rates*) kao što ilustruje Slika 1. Primer sa pomenute slike pretpostavlja generator koji mora da poveća proizvodnju za 100 MW. Izlazna snaga generatora pre intervala t iznosi 150 MW pa konačnih 200 MW u intervalu t , osenčeno sivom bojom. Međutim, kao što je pokazano u [8], formulacija AG zasnovana na energiji ne modelira ispravno jedinične stope porasta proizvodnje električne energije, što znači da ne može garantovati validno predviđenu proizvodnju. Tokom stvarne putanje povećanja proizvodnje generatora od intervala $t-1$ do t (predstavljeno crnom linijom) vidi se prvo višak osenčenog dela trajektorije energije između 100 i 150 MW, a zatim manjak između 150 MW i 200 MW gde nedostaje osenčeni deo. Takođe, pošto je početno povećanje proizvodnje 50 MW (polovina mogućnosti povećanja proizvodnje generatora), pogrešno bi se smatralo da je na raspolaganju rezerva od dodatnih 50 MW preostale fleksibilnosti navise tokom celog intervala. Ovo je naročito izraženo u trenutku isključenja i isključenja generatora gde je zanemarena proizvodnja u rasponu od nultog do tehničkog minimuma i stvara potrebu za dodatnim rezervama naročito kod većih generatora čije vreme uključivanja i isključenja zahteva duži vremenski period.



Slika 1. Primer AG formulacije trajektorije energije i snage

Iz razloga opisanog problema potrebno je napraviti jasnu razliku između bloka energije (Slika 1, osenčeno sivom bojom) i trajektorije snage (Slika 1, označena crnom linijom). U ovom radu modelirana je AG formulacija predložena u [9], koja uključuje eksplicitne delimične linearne trajektorije snage generatora čime se pažljivo modeliraju stope proizvodnje

generatora (*eng. ramp rates*) i osigurava izvodljivost planirane proizvodnje i fleksibilnost zadate rezerve. Sa eksplicitnim putanjama snage moguće je garantovati da postoji dovoljno rezervi u bilo kom trenutku za pokrivanje ispada generatora ili drugih poremećaja.

Studija slučaja na primeru celog EES Srbije predstavljena je u ovom radu sa visokim nivoom detalja kratkoročnog planiranja. Predstavljen je rad EES sa realnim projekcijama potrošnje na dan 29. januar 2022. godine kao i ukupna proizvodnja vetroelektrana sa trenutnim instaliranim kapacitetom od 373 MW na prenosnoj mreži. Za ilustraciju rada EES sa većim udelom proizvodnje iz vetroelektrana predstavljena je varijanta studije gde je postojeća proizvodnja vetroelektrana uvećana 5 puta. Rezerve za nepredviđene situacije mogu biti konstantne u toku sata, kao za formulaciju zasnovanu na energiji, ili mogu biti vremenski promenljive. S obzirom da se analizira kratkoročno planiranje, rezerve se definišu kao vrednosti potrebne na kraju svakog sata i linearno variraju u roku od nekoliko sati, stvarajući kontinuiranu putanju linearne rezerve slično profilu snage. Zanemarivanje ograničenja prenosa omogućava konstrukciju jednostavnih primera, koji se koriste da ilustruju svojstva AG formulacije zasnovanoj na trajektoriji snage, pa je prenosni sistem Republike Srbije predstavljen kao izolovani sistem sa jednim mrežnim čvorištem.

Pored navedenih izazova u matematičkoj formulaciji problema angažovanja generatora i planiranja rezervi, sve je veća upotreba komercijalnih modela koji nemaju mogućnost promene osnovne formulacije već tzv. štelovanje dodatnih parametara što ne omogućuje rešavanje problema u potpunosti. Zato primena softverskih paketa poput GAMS-a (*eng. the General Algebraic Modelling System*) [10] dobija sve više na značaju poput [11]. Cela studija slučaja u ovom radu modelirana je u GAMS softveru koji predstavlja sistem opšteg algebarskog modeliranja koji omogućava primenu optimizacionih algoritama ili optimizatora uključujući i komercijalne algoritme poput CPLEX-a [12] koji je primenjen za rešavanje ove studije. Ostatak rada je predstavljen na sledeći način: odeljak II opisuje osnovne prednosti matematičke formulacije modela, odeljak III opisuje detalje EES Republike Srbije koji su korišćeni u ovoj studiji slučaja, u odeljku IV su predstavljeni rezultati tri scenarija i odeljak V iznosi glavne zaključke ovog rada i predstavlja potencijalna poboljšanja modela.

II AG FORMULACIJA MODELA

Model predstavljen u ovom radu se bazira na matematičkoj formulaciji i jednačinama iz naučnog rada [9]. Iz razloga kompleksnosti matematičke formulacije koja uključuje preko 40 jednačina i nejednačina ovaj odeljak predstavlja ključne prednosti AG formulacije na bazi trajektorije snage, tj. trenutne putanje potrošnje. Glavna prednost ovog pristupa je u tome što omogućava planiranje veoma precizne balansne rezerve jer njihovo izračunavanje uzima u obzir trajektoriju trenutne snage u toku jednog sata i sposobnost brzine promene proizvodnje (*eng. ramp rate*). U ovom odeljku su predstavljene glavne prednosti AG formulacije poput:

- detaljne trajektorije snage pri uključivanju i isključenju generatora (opseg između nultog do tehničkog minimuma),

- detaljnog ograničenja brzine promene proizvodnje generatora sa potrebama rezerve.

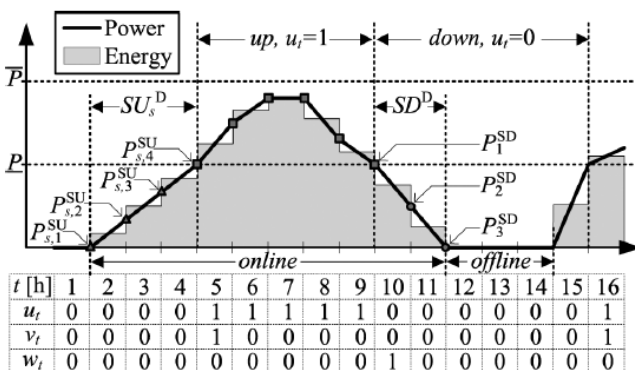
Cilj problema odnosno ciljna funkcija (eng. *objective function*) AG formulacije je minimizacija ukupnih troškova EES koji su definisani kao zbir različitih stavki troškova proizvodnje električne energije i obezbeđivanja balansnih rezervi. Fleksibilnost koju pruža svaki generator tokom zadatog vremenskog intervala t zavisi od njegove izlazne snage tokom prethodnog vremenskog intervala $t-1$ i od njegove mogućnosti brzine promene proizvodnje. Primenjene su i različite vrste balansnih rezervi: sekundarna rezerva naviše i naniže (10-minutni interval), tercijarna rezerva (30-minutni interval) i tercijarna rezerva naviše generatora koji su u stanju mirovanja (rezerve generatora van pogona).

Prednosti predložene AG formulacije sumira Tabela 1 a za detaljniju matematičku formulaciju pogledati (7)–(14) i (21)–(45) iz [9] u okviru drugog odeljka (eng. *II. PROPOSED APPROACH*).

Tabela 1. Pregled prednosti detaljne AG formulacije

optimizacija energije i rezerve	da
troškovi uključenja	3 opcije
trajektorija pokretanja generatora	3 opcije
trajektorija isključenja generatora	3 opcije
brzina promene proizvodnje generatora u pogonu	6 opcija
obrtne rezerve	4 opcije
rezerve u stanju mirovanja	2 opcije

A. Dimenzionisanje ukupne proizvodnje generatora



Slika 2. Detaljne trajektorije uključenja i isključenja¹

Jedna od najvećih doprinosa ovog modela je uzimanje u obzir ukupne proizvodnje generatora uključujući vreme uključenja i isključenja tokom koga generator radi u oblasti od nultog do tehničkog minimuma, koji ilustruje Slika 2. Energija je osenčena sivom bojom, a crnom linijom je predstavljena trajektorija snage. U tradicionalnim AG formulacijama izlazna snaga generatora je ograničena tehničkim minimumom (oznaka \underline{P}) i maksimalnom proizvodnjom (oznaka \bar{P}), predstavljeno na slici od vremenskog

intervala $t=5$ do $t=9$. Za ukupnu proizvodnju potrebno je dodati i vreme trajanja uključenja generatora, oznaka SU (eng. *start-up*), i isključenja generatora, oznaka SD (eng. *shut-down*), koje traju u periodu od $t=2$ do $t=4$ i od $t=10$ do $t=11$, respektivno. Binarna promenljiva u ukazuje na režim rada generatora, koja pri vrednosti 1 predstavlja rad između \underline{P} i \bar{P} , i kod vrednosti 0 ukazuje na isključen generator međutim proizvodnja od nultog do tehničkog minimuma je uzeta u obzir. Dodatne binarne varijable v i w uzimaju respektivno vrednost 1 i 0 pri uključenju, tj. 0 i 1 pri isključenju generatora.

B. Dimenzionisanje ograničenja promene brine proizvodnje generatora

Istovremeno raspoređivanje sekundarnih i tercijarnih rezervi ne može preći granice brzine povećanja proizvodnje generatora. Sledeća ograničenja obezbeđuju da generator radi u granicama potrebe tercijarne rezerve naviše od 30 minuta

$$\frac{1}{2}p_{gt} - \frac{1}{2}p_{g,t-1} + r_{gt}^{3+} \leq 30RU_{gt}^{30'}$$

i obezbeđen je rad u okviru ograničenja sekundarne rezerve naviše od 10 minuta

$$\frac{1}{6}p_{gt} - \frac{1}{6}p_{g,t-1} + r_{gt}^{2+} + \frac{1}{2}r_{gt}^{3+} \leq 10RU_{gt}^{10'}$$

gde su: p_{gt} proizvodnja iznad tehničkog minimuma, r_{gt}^{2+} rezervisan kapacitet sekundarne rezerve naviše generatora, r_{gt}^{3+} rezervisan kapacitet tercijarne rezerve naviše i RU_{gt} mogućnost povećanja proizvodnje tokom intervala t . Obrnutom logikom se dimenzionišu sekundarna i tercijarna rezerva naniže. Postavljanje vremenskog intervala od 10 minuta za angažovanje sekundarne rezerve, umesto podrazumevanih 15 minuta, garantuje dodatnu spremnost održanja stabilnosti sistema usled nemogućnosti korišćenja fleksibilnosti interkonektivne prenosne mreže.

III OPIS ULAZNIH PARAMETARA I PRETPOSTAVKI

A. Ulazni podaci kapaciteta generatora

Ova studija obuhvata visok nivo detaljnog modeliranja svih generatora u značajnijih elektrana JP „Elektroprivreda Srbije“ koje predstavljaju ukupno 62 agregata iz 21 elektrane:

- 18 generatora iz 6 termoelektrana,
- 41 generatora iz 13 hidroelektrana i
- 3 generatora iz 2 termoelektrane-toplane.

U studiju nisu uključene male elektrane nezavisnih proizvođača, solarne i vetroelektrane priključene na distributivni sistem, čiji kapacitet može biti zanemaren za potrebe ove studije. S obzirom na nivo detalja modeliranih generatora, Tabela 2 sumira ukupan instalirani kapacitet generatora po tipu elektrana.

Tabela 2. Instalirani kapacitet elektrana

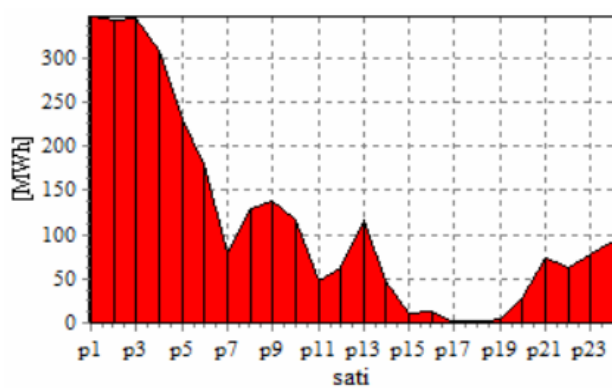
Tip elektrane	Instalirani kapacitet
Termoelektrane (TE)	4371 MW
Hidroelektrane (HE)	3007 MW
Termoelektrane-toplane (TE-TO)	305 MW

¹ Slika preuzeta iz naučnog rada [9]

Za potrebe proizvodnje električne energije uzet je u obzir i profil

proizvodnje svih vetroelektrana na dan 29. januar 2022. godine kao ulazni podatak (Slika 3).

Karakteristike svakog od generatora su bazirane na osnovu javno dostupnih informacija poput internet stranice JP „Elektroprivreda Srbije“ [13], platforme ENTSOE za transparentnost podataka [14], platforme AD „Elektromreža Srbije“ (EMS) za transparentnost [15], podataka dostupnih putem EMS-ove aplikacije *Energy Flux v3.0* [16], ENTSOE izveštaj srednjoročne prognoze adekvatnosti za 2020. godinu [17], izveštaja Agencije za Energetiku Republike Srbije [18] i objavljenih publikacija poput [19] koja detaljno opisuje angažovanje sva 4 generatora HE Zvornik sa uvidom u tehnički minimumom i ispuštanje biološkog minimuma. Podaci koji se tiču troškova rada generatora su pretpostavljeni na osnovu studije [20] pa samim tim se u rezultatima ne predstavlja informacija vezana za troškove rada EES i ona je van okvira ove studije slučaja.



Slika 3. Profil proizvodnje vetroelektrana 29. januar 2022.

Kada je u pitanju potreba za balansnim rezervama, odnosno sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti i rezerve u stanju mirovanja (u daljem testu: sekundarne i tercijarne rezerve), generatori su klasifikovani u zavisnosti od svojih tehničkih mogućnosti objavljeni u [21] i [22]. Shodno tome, rad u sekundarnoj rezervi je pripisan elektrana sa njihovim brojem generatora i maksimalan opsezima koje predstavlja Tabela 3.

Tabela 3. Elektrane koje pružaju usluge sekundarne rezerve

Naziv elektrane	Kapacitet rezerve
HE Đerdap 1	6 x 100 MW
HE Bistrica	2 x 25 MW
HE Bajina Bašta	4 x 30 MW
RHE Bajina Bašta	2 x 100 MW
TE Nikola Tesla A3-A6	3 x 30 MW

U tercijarnu rezervu uzete su sposobnosti rada svih generatora sa njihovim brzinama promene proizvodnje aktivne energije kako bi se oslobodila sekundarna rezerva ili potpomogla stabilnost EES usled mogućih većih poremećaja. Pored pružanja rezerve generatora koji su u pogonu, uzeta je u obzir i rezerva generatora, koji nisu u pogonu (rezerva u stanju mirovanja) a koji mogu biti upotrebljeni za dovođenje EES u stanje kakvo je bilo pre poremećaja.

Veoma je bitno napomenuti da je prikupljanje podataka tehničkih karakteristika svih generatora u EES Srbije jedan

veoma zahtevan i kompleksan proces i da je potrebna veća transparentnost podataka u cilju poboljšanja kvaliteta istraživačkih aktivnosti vezano za elektroenergetiku u Republici Srbiji.

B. Pretpostavke rada EES

Za što preciznije i detaljnije predstavljanje kratkoročnog plana rada EES Republike Srbije, uzet je u obzir obavezni režim rada generatora termoelektrana TE Nikola Tesla A1 i A2, kao i TE Kostolac A1 i A2, koje zbog snabdevanja toplotnom energijom tokom zimske sezone moraju biti stalno u pogonu. To podrazumeva da model nema opciju isključenja ovih generatora već im može prilagoditi izlaznu snagu u zadatom vremenskom intervalu. Dodatno je smanjena izlazna snaga svih generatora termoelektrana u proseku za oko 8% radi predstavljanja energije koja je utrošena za sopstvenu potrošnju.

Rad hidroelektrana je ograničen na oko 30% ukupne dnevne proizvodnje kako model ne bi koristio ukupan instaliran kapacitet usled minimizacije ukupnih troškova proizvodnje. Za svaki od generatora određena je maksimalna energija (izražena u MWh) koja može biti proizvedena za period od 24 časa. Na taj način dobija se realnija slika proizvodnje i angažovanja generatora hidroelektrana, naročito pri vršnoj potrošnji.

Kao što je opisano u uvodnom odeljku, rezerve se specificiraju prema vrednosti snage na kraju svakog sata i linearno variraju u roku od nekoliko sati, stvarajući kontinuiranu putanju linearne rezerve slično profilu snage. Tako da je za potrebe sekundarne rezerve uzet opseg od 104 MW do 131 MW i za potrebe tercijarne rezerve opseg od 209 MW do 260 MW podjednako za naviše i naniže u zavisnosti od profila opterećenja. Ove vrednosti su iskazane kao udeo od 2,5% i 5% od ukupnog opterećenja respektivno za sekundarnu i tercijarnu balansnu rezervu. Kod primera većeg udela OIE, ti procenti su povećani na 4% i 8%, što u trenucima vršnog opterećenja predstavlja ukupne balansne rezerve od 631 MW.

IV REZULTATI STUDIJE SLUČAJA

Ovaj odeljak proučava problem angažovanja generatora i planiranje balansnih rezervi iz perspektive EES Republike Srbije u periodu od 24 sata. Kao reprezentativni primer uzet je dan 29. januar 2022. godine (subota) koji je karakterističan po tome što je proizvodnja električne energije iz vetroelektrana na najvišem nivou u trenutku kada potrošnja električne energije opada tokom jutarnjih sati. Predstavljeni su rezultati studije za 3 scenarija:

- referentni scenario - reprodukcija proizvodnje 29. januara 2022. godine,
- scenario isključenja najvećeg generatora - analiza rada EES pri isključenju TE Nikola Tesla B1,
- scenario sa visokim udelom OIE - predstavljanje fleksibilnosti rada EES sa pet puta većom penetracijom OIE u odnosu na referentni scenario.

A. Referentni scenario

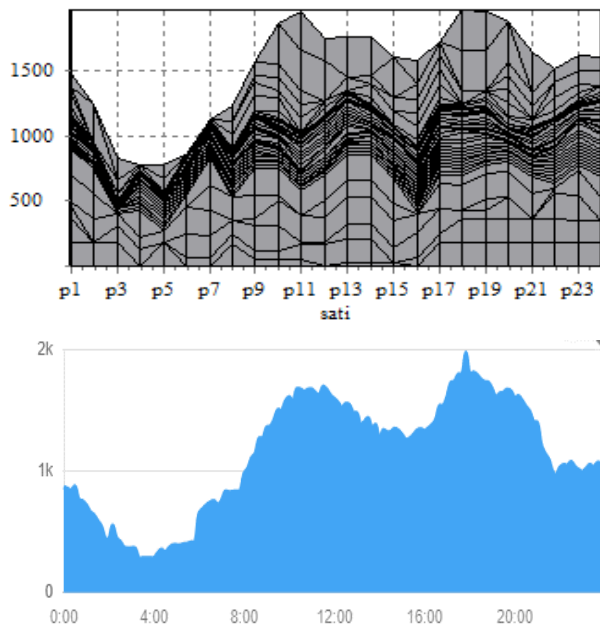
Reprodukcija proizvodnje na osnovu realnih podataka za dan 29. januar 2022. godine služi za testiranje i baždarenje modela po pitanju fleksibilne proizvodnje koja se u EES Republike Srbije najviše zasniva na hidro potencijalima. Ovaj scenario ima za cilj da prikaže presek proizvodnje na osnovu raspoloživih kapaciteta

i ne pokušava da oslika identičnu proizvodnju iz realnosti, jer nisu uzete u obzir realno stanje hidrozervori, uvoz, izvoz, nedostupnost rada određenih generatora kao i pojedini mali kapaciteti.

Tabela 4 predstavlja ukupnu dnevnu proizvedenu električnu energiju iz hidro i termoelektrana, na osnovu koje se vidi znatno veća potreba proizvodnje električne energije u odnosu na stvarnu realizaciju kako bi se namirile potrebe dnevne potrošnje bez potrebe za uvozom. Bitan parametar koji je baždaren ovim scenarijom je odnos udela proizvodnje dveju tehnologija gde je приметно odstupanje manje od 1%.

Tabela 4. Dnevna proizvodnja hidroenergije i termoeenergije

	Energija [MWh]	Udeo ukupne proizvodnje [%]
Model		
Hidroenergija	35.962	30,89
Termoenergija	77.610	66,66
Stvarna realizacija		
Hidroenergija	27.894	30
Termoenergija	59.411	66,3



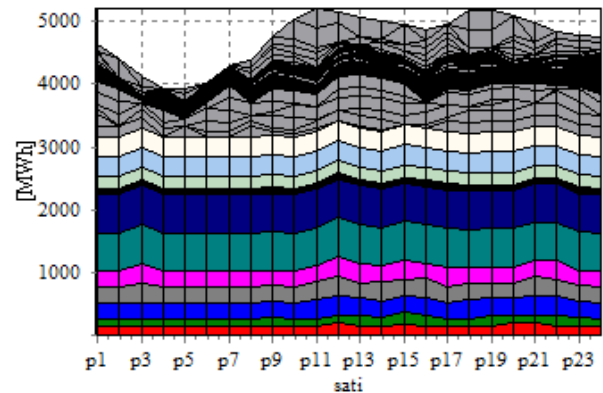
Slika 4. Hidro proizvodnja u MWh kao rezultat modela (gornja slika) i realna realizacija u GWh sa *Energy Flux*-a (donja slika²)

Slika 4 predstavlja detaljnije baždarenje modela i upoređuje proizvodnju iz hidroelektrana koja je dobijena kao izlazni podatak iz modela i stvarna realizacija. U gornjem delu slike je rezultat modela u vidu jednočasovne proizvodnje svih hidro generatora u pogonu i u donjem delu slike je 10-minutna proizvodnja koja je ostvarena tokom pomenutog dana i predstavljena na osnovu grafika sa aplikacije *Energy Flux*. Dobijen profil proizvodnje hidroelektrana ukazuje na dobru

² Uslikano sa aplikacije *Energy Flux* [16] dana 29. januara 2022.

usaglašenost fleksibilnosti proizvodnje sa realnim slučajem, koja omogućuje efikasno praćenje profila potrošnje.

Rad svih generatora u referentnom scenariju predstavlja Slika 5. Generatori hidroelektrana prikazani su sivom bojom, a termoelektrane ostalim bojama sledećim redosledom odozdo ka gore: TE Nikola Tesla A1-A2, A4-A6, TE Nikola Tesla B1-B2, TE Kostolac A1-A2 i Kostolac B1 i B2. Proizvodnja vetroelektrana (Slika 3) je ulazni podatak i njome se ne može upravljati tako da nije uzeta u razmatranje i analizu.

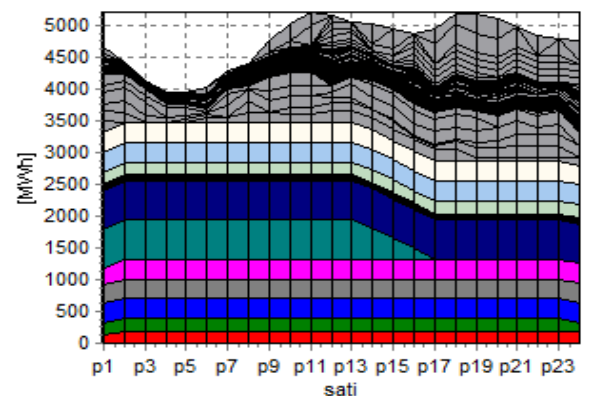


Slika 5. Rad svih generatora u referentnom scenariju

Potrebe balansne rezerve su u ovom slučaju podmirene iz hidroelektrana i to:

- sekundarne rezerve naniže: generatori Đerdapa 1 i Bajine Bašte,
- sekundarne rezerve naviše: generatori Đerdapa 1,
- tercijarne rezerve naniže: generatori Đerdapa 1 i Vrla 2-4,
- tercijarne rezerve naviše: generatori Đerdapa 1 i 2.

B. Scenario isključenja najvećeg generatora



Slika 6. Rad generatora pri isključenju TENT B1

U ovom scenariju predstavljena je jedna od prednosti modela a to je ukupna proizvodnja generatora sa trajektorijama uključenja i isključenja (za detaljno objašnjenje pogledati odeljak II, Slika 2). Kao najveći generator odabran je TE Nikola Tesla B1 (TENT B1) instalirane snage 650 MW i zadato je isključenje u vremenu $t=15$ (binarna varijabla $w_{15,TENT B1}=1$) kao ulazni podatak modela.

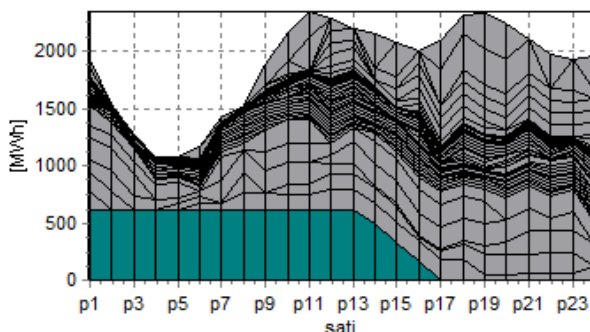
Radi ilustracije vreme isključenja ovog generatora je podešeno na 3 sata (parametar vremena isključenja generatora $SD=3$). S obzirom da model radi sa perspektivom perfektne informacije o planiranom isključenju pomenutog generatora, model odlučuje da angažuje veću izlaznu snagu svih termo generatora od 2. do 13. sata na ukupno 3.476 MWh satne proizvodnje (Slika 6) u odnosu na referentni scenario gde je satna proizvodnja iznosila 3217 MWh.

Ograničena proizvodnja iz hidroelektrana je najviše uticala na ovakav način rada termoelektrana, takođe i dodatna mogućnost povećanja proizvodnje bez angažovanja dodatnih termo generatora. Na ovaj način održan je isti udeo ukupne proizvodnje hidro i termo kapaciteta (Tabela 5).

Tabela 5. Ukupna proizvodnja hidro i termoelektrana u odnosu na referentni scenario

	Energija [MWh]	Udeo ukupne proizvodnje [%]
Referentni scenario		
Hydroenergija	35.962	30,89
Termoenergija	77.610	66,66
Scenario isključenja TENT B1		
Hydroenergija	36.105	31,01
Termoenergija	77,467	66,54

S obzirom da je rad termo generatora održan na njihovoj maksimalnoj snazi nakon 13. sata, rad EES pri gašenju TENT B1 treba fokusirati na analizi trajektorije isključenja i prilagođavanja rada hidroelektrana. Slika 7 prikazuje smanjenje proizvodnje TENT B1 (označeno tamno zelenom bojom) od maksimalne snage tokom $t=13$ do tehničkog minimuma tokom $t=14$. U vremenskom intervalu $t=15$ zadato je isključenje generatora i u tom trenutku proizvodnja je na 2/3 tehničkog minimuma, da bi tokom $t=16$ dostigla 1/3 i na kraju bio potpuno van pogona u satu $t=17$. Nedostatak energije koju bi TENT B1 proizvodio je najviše pokriven iz reverzibilne HE Bajina Bašta sa oba generatora i HE Đerdap 1 sa svoja tri generatora. Ovo je veoma važna prednost modela u planiranju rada, jer u slučaju tradicionalnih AG formulacija koje u jednom trenutku isključuju generator sa tehničkog minimuma rada. U slučaju modeliranja EES Republike Srbije to bi predstavljalo gubitak od preko 450 MW što u određenom delu dana može biti i preko 10% ukupne proizvodnje.



Slika 7. Trajektorija isključenja TENT B1

Angažovanje generatora TENT B1 putem logičkih binarnih varijabli predstavlja Tabela 6 za period dva sata pre i posle isključenja. Jasno se vidi da je binarna varijabla koja definiše status pogona generatora $u_{TENT B1}$ imala vrednost 1 dok je TENT B1 bio uključen, a zatim preuzela vrednost 0 nakon što je određeno isključenje binarnom varijablom $w_{TENT B1}$ od trenutka $t=15$. Binarna varijabla koja određuje uključivanje generatora $v_{TENT B1}$ je ostala nepromenjena jer se generator više nije vraćao u pogon.

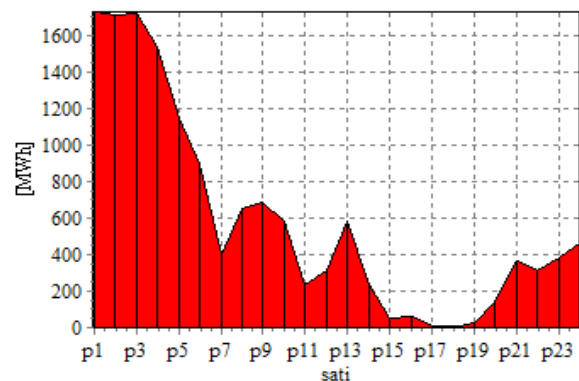
Tabela 6. Angažovanje generatora TENT B1

t	13	14	15	16	17
$u_{TENT B1}$	1	1	0	0	0
$v_{TENT B1}$	0	0	0	0	0
$w_{TENT B1}$	0	0	1	0	0

Bitno je napomenuti da su sekundarne i tercijarne rezerve podmirene istim generatorima hidroelektrana kao i u referentnom scenariju uz nešto izmenjene izlazne snage.

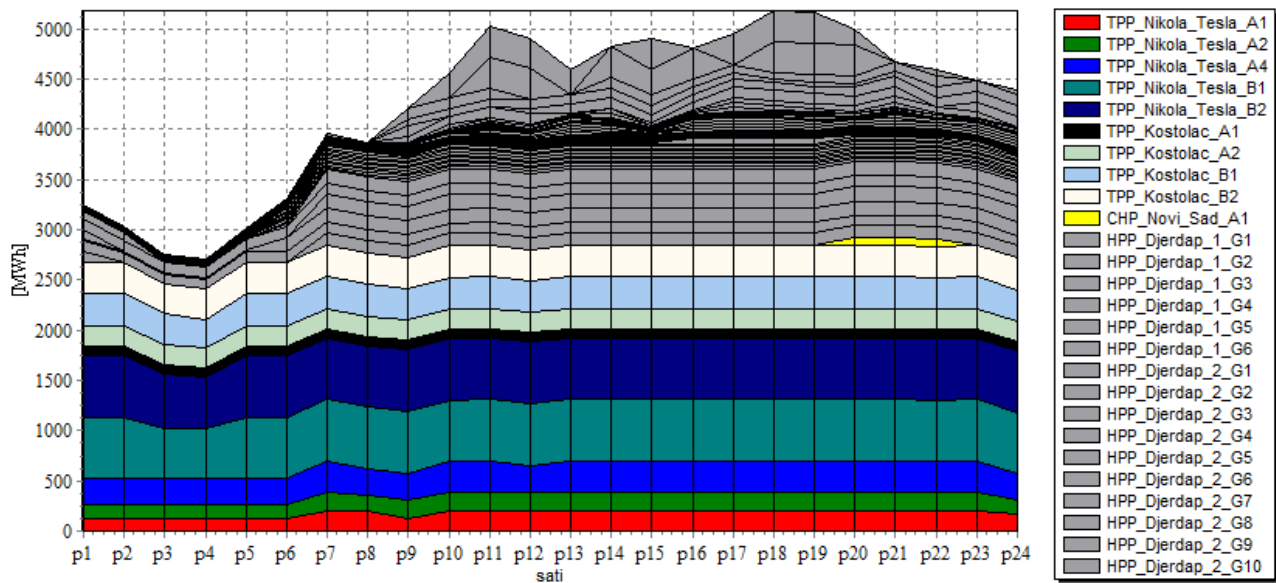
C. Scenario sa visokim udelom intermitentnih OIE

Trenutni instalirani kapacitet intermitentnih OIE u EES Republike Srbije pripadaju vetroelektranama i oni povezani su na prenosnu mrežu iznose 373 MW, što trenutno ne predstavlja veliki izazov pri balansiranju. U predstojećim godinama očekuje se znatno veći rast pa je s tim u vezi pretpostavljen kapacitet koji je 5 puta veći od postojećeg, ukupno 1865 MW. Na osnovu profila proizvodnje 29. januara 2022. godine (pogledati odeljak III, Slika 3) pretpostavljena je moguća projekcija proizvodnje vetroelektrana sa mogućim ekstremom u vremenskom intervalu $t=18$ gde nije predviđena proizvodnja, tj. iznosi 0 MWh. Slika 8 predstavlja projekciju proizvodnje visokog udela OIE u ovom scenariju gde je vršna proizvodnja stabilna tokom prva tri sata i u proseku iznosi 1725 MWh na satnom nivou u trenutku kada ukupna potrošnja električne energije pada za 515 MW, tačnije sa 4991 MW tokom $t=1$ na 4476 MW tokom $t=3$.



Slika 8. Projektovana proizvodnja visokog udela OIE

Ovakva projekcija proizvodnje vetroelektrana ima znatan uticaj na rad tradicionalnih generatora u jutarnjim satima kada opada potrošnja, hidroelektrane znatno smanjuju svoju proizvodnju a termoelektrane rade na svojim tehničkim minimumima. Slika 9 prikazuje rad svih angažovanih generatora termo i hidroelektrana pri visokom udelu OIE. Hidroelektrane su predstavljene sivom bojom, a termoelektrane ostalim bojama kao na legendi slike.



Slika 9. Rad angažovanih generatora pri visokom udelu intermitentnih OIE

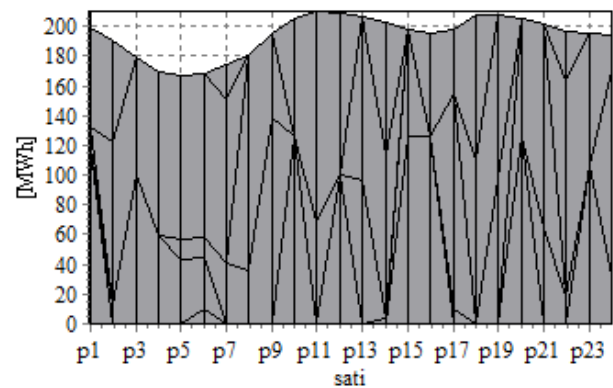
U odnosu na referentni scenario generatori TE Nikola Tesla A5-A6 nisu angažovani i zanimljivo je videti da je generator TE-TO Novi Sad A1 (označen žutom bojom na slici) angažovan tokom vršne potrošnje u periodu od $t=20$ do $t=21$. Dodatne razlike proizvodnje u poređenju sa referentnim scenarijom su sledeće:

- Rad hidroelektrana do intervala $t=5$ je uglavnom baziran na generatorima HE Đerdap 1, ostali koji su angažovani rade na nivou svog biološkog minimuma. U referentnom scenariju su bili angažovani i generatori HE Đerdap 2, HE i reverzibilna HE Bajina Bašta.
- Ukupna proizvodnja hidroelektrana tokom $t=3$ i $t=4$ je svedena na samo 296 MWh na satnom nivou za razliku od 653 MWh i 774 MW respektivno u referentnom scenariju.
- Velika penetracija vetroelektrana je dodatno spustila proizvodnju TENT B1-B2 na svoje tehničke minimume kao i manji pad proizvodnje TE Kostolac B1-B2 u odnosu na referentni scenario kada su generatori termoelektrana radili sa skoro konstantnom izlaznom snagom.
- Zabeležen je pad proizvodnje hidroelektrana u odnosu na referentni scenario za 4,11% (1467 MWh manje) i pad proizvodnje termoelektrana za 14,13% (10936 MWh manje).

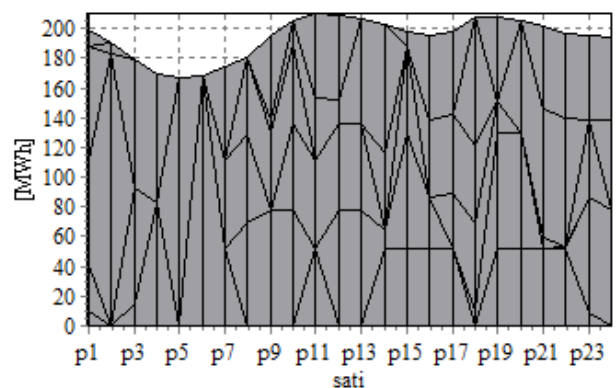
Pored uticaja OIE na pomenuto poniranje termoelektrana u jutarnjim satima, na takav tok proizvodnje je uticao i metod AG formulacije koji u istom trenutku planira dispečiranje, planiranje kapaciteta balansnih rezervi kao i ograničenja brzine promene proizvodnje generatora. U suprotnom, termoelektrane su mogle nesmetano nastaviti svoju proizvodnju uz smanjenu proizvodnju hidroelektrana što bi dovelo do nedovoljnog podmirivanja potreba balansnih rezervi.

Ključno je naglasiti da je i pri visokim udelom OIE zadovoljena potreba proizvodnje električne energije i planiranje sekundarnih i tercijarnih rezervi, kako u vidu kapaciteta tako i u vidu brzine promene proizvodnje generatora. U ovom scenariju vetroelektrane čine 12,26% u ukupnoj potrošnji, sa minimalnim udelom od 0% u intervalu $t=18$ i maksimalnim udelom od

38,54% tokom $t=3$. Potrebe za sekundarnim rezervama nadole (Slika 10) i nagore (Slika 11) iskazane kao udeo od 4% od ukupnog opterećenja i podmirene su generatorima HE Đerdap 1 i generatorom HE Bajina Bašta.



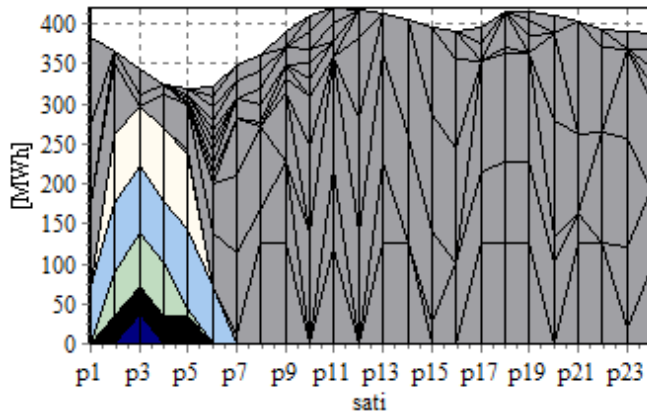
Slika 10. Potrebe sekundarne rezerve nadole



Slika 11. Potrebe sekundarne rezerve nagore

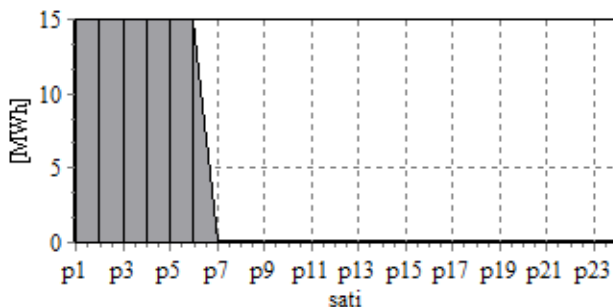
Potrebe tercijarne rezerve nadole i nagore su iskazane kao udeo od 8% od ukupnog opterećenja. Tercijarne rezerve nadole su u

prvih par sati (od $t=1$ do $t=6$) bile podmirene generatorima TE Nikola Tesla B2, TE Kostolac A1-A2 i B1-B2 (Slika 12, označeno respektivno teget, crnom, zelenom, svetlo plavom i belom bojom). U odnosu na referentni scenario kada su generatori HE Đerdap 1 i Vrla 2-4 bili jedini koji su podmirivali ove potrebe, u ovom scenariju su pored termoelektrana bili potrebni i svi generatori HE Đerdap 1 i 2 u određenim intervalima nakon $t=6$ (označeni sivom bojom).



Slika 12. Potrebe tercijarne rezerve nadole

Tercijarnu rezervu nadole potpomaže i rezerva u stanju mirovanja (Slika 13) koju u ovom slučaju čini generator HE Bistrica G1 u periodu od od $t=1$ do $t=7$ zbog proizvodnje na svom biološkom minimum.



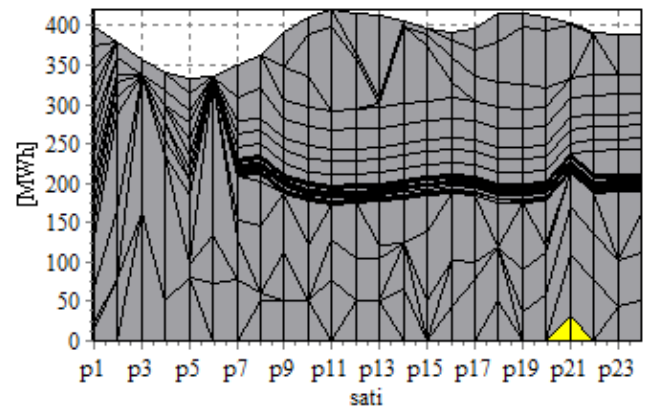
Slika 13. Tercijarna rezerva nadole u stanju mirovanja

Tercijarna rezerva nagore je podmirena uglavnom generatorima hidroelektranama (Slika 14, označeno sivom bojom) i TE-TO Novi Sad A1 (Slika 14, označeno žutom bojom) u različitim intervalima i to:

- 6 generatora HE Đerdap 1
- 10 generatora HE Đerdap 2
- HE Vrla 1-4
- 2 generatora HE Pirot
- 4 generatora HE Bajina Bašta
- TE-TO Novi Sad A samo tokom $t=21$

Potrebe za angažovanjem reverzibilne HE Bajina Bašta viđene su samo u generatorskom režimu rada tokom vršnog opterećenja. Za podmirenje potreba rezervi reverzibilna elektrana nije bila preporučena ni u generatorskom ni u pumpnom režimu rada, zbog dovoljne fleksibilnosti celokupnog EES i zbog tehničkih i finansijskih karakteristika reverzibilne hidroelektrane. Naravno, ovaj rezultat ne podrazumeva da u praksi ne postoji velika

potreba ovako fleksibilne elektrane, naročito usled nedostupnosti pojedinih generatora drugih elektrana a posebno u slučaju još veće penetracije intermitentnih OIE od pretpostavljenih u ovoj studiji slučaja.



Slika 14. Potrebe tercijarne rezerve nagore

V ZAKLJUČAK

Ovaj rad opisuje formulaciju i implementaciju studije slučaja pristupa planiranju angažovanja generatora elektroenergetskog sistema (EES) Republike Srbije sa visokom udelom intermitentnim obnovljivim izvorima energije, gde je proizvodnja generatora modelirana u vidu trenutne trajektorije snage. Model ima za cilj da sa visokim nivoom detalja predstavi kratkoročni rad EES kako bi preciznije analizirao problemom angažovanja generatora i planiranja potrebnih balansnih rezervi, kao što je uticaj sve veće penetracije intermitentnih OIE ali i mogućih poremećaja u radu.

Da bi se ilustrovale mogućnosti i prednosti modela, izvršena je optimizacija korišćenjem istorijskih podataka za slučaj Republike Srbije. Poređenje između realne proizvodnje i simulacije ukazuje na prilično dobro slaganje rada EES i rezultata modela. Dodatne simulacije su takođe sprovedene da bi se procenio uticaj povećanja udela intermitentnih OIE. Rezultati pokazuju da postoji dovoljno tehničke fleksibilnosti za balansiranje značajne količine intermitentnih obnovljivih izvora energije (do 5 puta više od postojeće penetracije). Za scenarije veće penetracije OIE nije bilo potrebe za dodatnom fleksibilnošću kroz korišćenje kapaciteta reverzibilne elektrane u generatorskom i režimu pumpe.

Budući rad bi mogao biti nastavljen dopunom matematičke formulacije kako bi model pokrio poboljšanja koja obuhvataju: uključivanje predstavljanja potreba sekundarne i tercijarne rezerve kroz zadovoljavanje N-1 kriterijuma, detaljno predstavljanje CO₂ emisija i dodavanje stohastičkih karakteristika.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Autor ovog rada se zahvaljuje kompaniji LDK Consultants na finansiranju ove studije slučaja i korisnim komentarima i smernicama kolega koje su bile uključene u reviziju ovog rada.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Padhy, N. P. Unit commitment-a bibliographical survey, IEEE Transactions

- on Power Systems, Vol. 19, pp. 1196–205, 2004.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821611>
- [2] Baldick, R., Helman, U., Hobbs, B.F., O'Neill, R.P. Design of Efficient Generation Markets, Proceedings of the IEEE, Vol. 93, No. 11, pp. 1998-2012, 2005. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2005.857484>
- [3] Jovanovic, N. *Electricity markets operation planning with risk-averse agents: Stochastic decomposition and equilibrium*, Delft University of Technology, Delft, 2019. <https://doi.org/10.4233/UUID:B8DF286A-FCBB-486F-90AF-4BEBAC135BDE>
- [4] Morales-España, G., Correa-Posada, C. M., Ramos, A. Tight and Compact MIP Formulation of Configuration-Based Combined-Cycle Units, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 2, pp. 1350-1359, 2016. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2425833>
- [5] Jovanović, N., García-González, J., Barquín, J., Cerisola, S. Electricity market short-term risk management via risk-adjusted probability measures, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 11, pp. 2599-2607, 2017. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1731>
- [6] Jovanović, N., García-González, J., Cerisola, S., Barquín, J. Impact of Risk Aversion on the Operation of Hydroelectric Reservoirs in the Presence of Renewable Energy Sources, Energies, Vol. 11, No. 6, pp. 1389-1409, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11061389>
- [7] Navid, N., Rosenwald, G., Chatterjee, D., Ramp Capability for Load Following in the MISO Markets, MISO Market Development and Analysis, Technical Report 2011.
- [8] Morales-España, G., Ramírez-Elizondo, L., Hobbs, B.F. Hidden power system inflexibilities imposed by traditional unit commitment formulations, Applied Energy, Vol. 191, pp. 223-38, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.089>
- [9] Morales-España, G., Ramos, A., García-González, J. An MIP Formulation for Joint Market-Clearing of Energy and Reserves Based on Ramp Scheduling, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 1, pp. 476-488, 2014. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2259601>
- [10] GAMS Home Page n.d., <https://www.gams.com/> [pristupljeno 15.03.2022]
- [11] Nikitović, L., Čalasan, M., Mujović, S., Drinčić, F. Primjena programa GAMS u svrhu optimizacije troškova proizvodnje električne energije, Energija, Ekonomija, Ekologija, Vol. 20, No. 1-2, pp. 275-279, 2018.
- [12] IBM. IBM ILOG CPLEX Optimizer. CPLEX Optimizer 2022, <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer> [pristupljeno 15.03.2022]
- [13] EPS. Proizvodni kapaciteti JP „Elektroprivreda Srbije“ 2022, <http://www.eps.rs/lat/Stranice/Kapaciteti-EiEn.aspx> [pristupljeno 15.03.2022]
- [14] ENTSOE Transparency Platform 2022, <https://transparency.entsoe.eu/> [pristupljeno 15.03.2022]
- [15] Platforma EMS AD za transparentnost 2022, <https://transparency.ems.rs/index.php?lang=sr> [pristupljeno 15.03.2022]
- [16] Energy Flux v3.0 2022, <https://ems.energyflux.rs/#/dashboard> [pristupljeno 15.03.2022]
- [17] ENTSO-E. Mid-term Adequacy Forecast 2020 Edition. 2021. [pristupljeno 15.03.2022]
- [18] Agencija za energetiku Republike Srbije. Izveštaji 2022. <http://aers.rs/Index.asp?l=1&a=53> [pristupljeno 18.03.2022]
- [19] Milić, S. Analiza režima rada hidroelektrana, Energija, Ekonomija, Ekologija, Vol. 14, No. 1-2, pp. 188-193, 2012.
- [20] EKC, EHIP. *Assessment of the Impact of High Levels of Decarbonization and Clean Energy on the Electricity Market and Network Operation in Southeast Europe*, 2021. <https://usea.org/sites/default/files/SEE%20Decarbonization%20in%202030%20-%20EMI%20FINAL%20REPORT%20-%202022%20DEC%202021.pdf> [pristupljeno 25.03.2022]
- [21] Radović, G., Popović, D., Kovačević, P., Ivanović, M., Minić, S., Bogdanović, S., Ćirić, Z., Džepčeski, D., Arnautović, D. Primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti i primarna regulacija napona u EPS-u, Zbornik radova Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Vol. 20, pp. 179-200, 2010. <http://www.zbornik-eint.org/wp-content/uploads/2015/04/14Primarna-sekundarna-i-tercijarna-regulacija.pdf> [pristupljeno 25.03.2022]
- [22] Jakupović, G., Čukalevski, N., Mihajlović, L., Karać, Z., Samardžić, N., Obradović, N., Đurđević, M. Postupak uvođenja termoagregata TENT-a u sistem sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene, Energija, Ekonomija, Ekologija, Vol. 13, No. 1, pp 107-111, 2011.

AUTORI/AUTHORS

dr Nenad Jovanović - doktor elektrotehničkih nauka, konsultant za energetiku u LDK Consultants doo, jovanovic@ldk.gr, ORCID [0000-0003-4653-7615](https://orcid.org/0000-0003-4653-7615)