

Ključno pitanje za donosiocce odluka u Rumuniji, u srednjoročnoj perspektivi (do 2025. godine) jeste kako održati postepeno ukidanje uglja i lignita i istovremeno obezbediti sigurnost snabdevanja, adekvatnost sistema i prihvatljive cene električne energije. Prema rezultatima modeliranja, u narednih nekoliko godina biće povučena većina postrojenja na lignit i ugalj u Rumuniji iz finansijskih razloga. Takođe, moguće je i ubrzano ukidanje. Sa stanovišta godišnjeg profita elektrana na lignit i ugalj u Rumuniji, modeliranje pokazuje da su zarade u skoro svim slučajevima negativne, u scenarijima sa niskim i visokim udelom OIE. Činjenica da su gubici minimizirani u scenariju najbržeg ukidanja lignita šalje kreatorima politike jasnu poruku: najmanji gubici nastaju u najambicioznijim scenarijima ukidanja.

Ulaganja potrebna za usklađivanje sa novim zahtevima Direktive o industrijskim emisijama dodatno će urušiti održivost elektrana na lignit i ugalj.

S druge strane, najambiciozniji scenariji ukidanja povezani su sa najvećim i najbržim rastom veleprodajnih cena električne energije, što zauzvrat može dovesti do nekih izazova u pogledu prihvaćenosti ovih mera u javnosti. Treba, međutim, napomenuti da bi zbog povezanosti tržišta Rumunije sa Mađarskom, Slovačkom i Češkom ta povećanja mogla bila manje dramatična nego u slučajevima Bugarske i Grčke. Pored toga, modeliranje pokazuje da se ovaj porast može umanjiti i većom integracijom OIE u energetsom miksu.

Ova dinamika veleprodajnih cena električne energije je različita ako model daje realnije pretpostavke o rumunskoj potražnji za električnom energijom u 2030. godini od podataka pruženih u nacrtu NECP-a. Za Rumuniju je verodostojnost projekcija datih u NECP-a ocenjena kao problematična.

Ako su ulazni podaci promenjeni u skladu sa projekcijom SEERMAP10, koja nudi mnogo realnije podatke za scenario niskog udela OIE i refrentnu cenu CO₂, veleprodajna cena se povećava na podnošljiviji nivo između 2023. i 2030. godine, sa razlikom od oko 10 evra po MWh, počevši od 2028. godine.

Modeliranje je pokazalo da je trenutni kapacitet, uz malo ulaganja, dovoljan da zadovolji potražnju čak i ako se elektrane na lignit ranije povuku. Međutim, zbog lošeg stanja elektrana, trenutno nisu svi kapaciteti uključeni u model.

Nedavni izveštaj o adekvatnosti kompanije Transelektrika pokazuje da domaći proizvodni kapaciteti bez uglja neće biti dovoljni u ekstremnim vremenskim uslovima i intervalima vršne potražnje u narednim godinama.

U izveštaju o adekvatnosti Transelektrika je konstruisala scenario koji pretpostavlja nedostupnost kapaciteta od preko 12.000 MW u periodu zimske vršne potražnje u periodu od 2022. do 2027. godine, gde je nedostupna većina PV, vetroelektrana i hidroenergetskih

kapaciteta, zajedno sa visokim udelom postrojenja na ugalj i lignit.

U scenariju je pretpostavljen deficit u snabdevanju gasom, što je rezultiralo da dve trećine instaliranih kapaciteta postane nedostupno, snage 1799 i 2512 MW u rumunskom sistemu 2022. godine, odnosno 2027. godine, respektivno.

S obzirom na neto prenosni kapacitet od 2.000 MW, čak ni tako ozbiljan defekt ne bi trebao izazivati probleme adekvatnosti sistema u 2022. godini, dok se do 2027. godine predviđa ulaganje u dodatne proizvodne kapacitete (uglavnom na prirodni gas), kao i NTC kapacitete, odnosno dodatnih 1.000 MW iz Mađarske i Srbije. To znači da je adekvatnost sistema (koja uzima u obzir ne samo domaću proizvodnju, već i neto prenosni kapacitet) dovoljna, čak iako adekvatnost proizvodnje može biti nedovoljna, u odsustvu elektrana i zbog drugih restriktivnih uslova.

Potrebna su ulaganja u dodatne kapacitete koji će zameniti pojedine elektrane na ugalj i lignit. Zbog potrebe da se što brže instaliraju novi kapaciteti za proizvodnju električne energije, trenutni planovi u Rumuniji sastoje se od novih CCGT projekata u Energetskom kompleksu Oltenia i u Energetskom kompleksu Hunedoara. Pored toga, Romgaz, još jedna državna kompanija, napreduje u izgradnji CCGT postrojenja od 430 MW, dok Rompetrol radi na kogeneracionom gasnom postrojenju kapaciteta 73 MW. Sve u svemu, verovatno će se izgraditi najmanje 1.600 MW novih kapaciteta za proizvodnju električne energije na gas do 2026. godine.

Iako bi postavljanje ovih novih CCGT pokrilo veći deo deficita kapaciteta zemlje, to takođe postavlja neke rizike, kao što je potreba za dodatnim snabdevanjem gasom. Trenutno, domaća proizvodnja prirodnog gasa beleži pad od 4-5% godišnje. Nedavne zakonodavne mere odložile su na neodređeno vreme početak ekstrakcije prirodnog gasa iz nalazišta u Crnom moru. Shodno tome, rast potrošnje prirodnog gasa u narednim godinama trebalo bi da se pokrije iz uvoza. Kombinacija rezultirajuće izloženosti cenama gasa uzrokovana većim oslanjanjem na uvoz i očekivanim povećanjem cena gasa, verovatno će negativno uticati na profitabilnost planiranih CCGT jedinica.

Drugi rizik koji se mora uzeti u obzir je potencijalni efekat istiskivanja, koji ova ulaganja, pored mogućih ulaganja u dodatne nuklearne kapacitete, mogu prouzrokovati za projekte obnovljivih izvora energije. Nove CCGT investicije trebale bi se delimično finansirati iz Fonda za modernizaciju, dok će ostatak finansiranja verovatno obezbediti Ministarstvo energetike.

U međuvremenu, planirana dva nova nuklearna reaktora, imaće koristi od ugovora za razliku (CfDs). Vlasti moraju obezbediti da ove mere ne smanje regulatorne podsticaje i izvore finansiranja za paralelne investicije u obnovljive izvore energije. Takve zabrinutosti se

zasnivaju na činjenici da će, kako je navedeno u nacrtu NECP-a, primena CfDs-a za obnovljive izvore biti odložena do 2025. godine. Vlada se mora suzdržati od ometanja gradnje novih OIE, što će verovatno smanjiti veleprodajne cene električne energije i, implicitno, profitabilnost CCGT jedinica.

Kada su u pitanju nove investicije u obnovljive izvore energije, modeliranje pruža niz uvida u implikacije različitih scenarija. Snažna primena obnovljivih izvora energije u referentnom scenariju pokazuje smanjenu profitabilnost elektrana na uglj i lignit do 2030. godine, iako ne dramatično, istovremeno pružajući dobrobit na nivou sistema. Do 2025. godine, i profit i stope korišćenja elektrana na lignit i uglj u referentnom scenariju su veoma niske, sa stopama korišćenja ispod 16%.

Glavni zaključak studije jeste da Rumunija mora da razvije i primeni strategiju ukidanja uglja. Strategija treba da uključi kalendar za gašenje rudnika i povlačenje termoelektrana na uglj, kao i za izgradnju novih zamenskih kapaciteta i druge potrebne mere za podršku tranziciji energetskog sistema.

Istovremeno, strategija mora da sadrži jasan i realan plan za rešavanje problema gubitka direktnih i indirektnih radnih mesta.

(Istraživanje Mreže za tranziciju energije u Jugoistočnoj Evropi, SE3T.net)

Izvor: enpg.ro