Електроенергетика Републике Србије 2025.

Преглед извештаја електропривредних предузећа и релевантних актера електропривреде Републике Србије за 2025. годину

Септембар 2026.

Проф. др Никола Рајаковић

др Илија Батас Бјелић

Савез енергетичара једна је од најстаријих струковних организација у Републици Србији основана давне 1919. године. Представља јединствену платформу на којој се сучељавају сви делови енергетског сектора на једном месту са задатком формулисања заједничких циљева и налажења путева до тих циљева. Савез енергетичара до сада је организовао 41 стручно саветовање ЕНЕРГЕТИКА на Златибору, почетком пролећа. Публикује научно-стручни часопис *Енергија, економија, екологија* који је доминантно фокусиран на објављивање научних и стручних радова и информација из земље и света из мултидисциплинарног енергетског сектора.

Адреса: Булевар краља Александра 73, 11120 Београд, Е-адреса: info@savezenergeticara.org

Садржај

Садржај 3
Кратке изјаве за медије 5
Сажетак 6
1 Расположиви капацитети и производња електричне енергије у електропривреди Републике Србије 7
Технички извештаји за 2025. годину 7
Постројења за производњу 8
Постројења за пренос 11
Постројења за дистрибуцију 11
Електроенергетски биланс 12
Фактори коришћења капацитета и показатељи поузданости 17
Процене адекватности и изгледи 18
2 Преглед активности осталих енергетских субјеката 19
Активности државних актера у сектору 19
Приватни енергетски субјекти 22
Остали енергетски субјекти 23
3 Важност декарбонизације за електропривреду Србије 25
Ставови панелиста конференције ЕНЕРГЕТИКА 2026, Златибор 27
4 Шира слика стања и изгледи за будућност 32
Изгледи за будућност 33
Могућности 35
Основни закључци 35
Кључне тезе за дискусију 36
Санкијев дијаграм 2025 (једна варијанта) 37
Литература 38
Extended summary 39

Драги читаоци,

Пред вама је „Електроенергетика Републике Србије 2025“, публикација која је првенствено настала на основу годишњих техничких извештаја и билтена електропривредних предузећа у области електроенергетике и других релевантних актера, а делом на бази саопштења са стручних конференција и медија, а свакако, и на основу широког искуства које аутори из Савеза енергетичара поседују у овој области.

Публикација је припремљена са намером да се представе релеватни квантитативни показатељи рада и активности у области електроенергетике и изврши квалитативна анализа како би се утврдили позитивни трендови, идентификовале слабости и указало на структурне проблеме.

У извештају је најпре приказана слика развоја електроенергетике у прошлости, затим слика електроенергетске делатности током посматране 2025. године у Србији, укључујући регионалне и остале аспекте, да би се на крају представио и један поглед на будућност сектора.

Прво поглавље даје приказ капацитета у електроенергетском сектору као и приказ производње електричне енергије са пратећим техничким детаљима и одговарајућим показатељима. За сваки од изабраних показатеља приказани су подаци за претходну (2024.) годину и разлика анализиране (2025.) и претходне године. *Друго* поглавље доноси кратки преглед измена закона и регулативе од значаја за предузећа у електроприврединој делатности, али и за кључне актере из приватног сектора и актере из невладиног сектора са истакнутим значајнијим доприносима који су у вези са ЕУ интеграцијама. У овом поглављу су представљени и различити ставови тематски везани за електропривредну делатност који су јавно презентовани током 2025. године на панелима Савеза енергетичара као и на конференцији ЕНЕРГЕТИКА 2025. *Треће* поглавље сагледава важност декарбонизације за електроенергетику заједно са препрекама приликом њене реализације. У *четвртом* поглављу приказана је шира слика електроенергетике са погледом у будућност, са проценом капацитета за спровођење транзиције и предлогом могућих праваца. На крају овог поглавља дата је листа кључних теза за дискусију и предлога који би могли бити од користи не само електроенергетским предузећима већ и широј стручној заједници.

Намера аутора била је да се заинтересованом читаоцу понуди ИЗВЕШТАЈ О ИЗВЕШТАЈИМА (или МЕТА-ИЗВЕШТАЈ), односно јединствена публикација која обједињује више других публикација кроз међусобно упоређивање, усклађивање и проверу података. Подаци из свих ових извештаја сигурно су од значаја за стручну и научну заједницу па је пожељно да буду што је могуће раније доступни и што конзистентнији како би предлози за побољшање перформанси сектора базирани на тим подацима били од највеће користи. Такође, показала се потреба да се у неким ситуацијама наведе што више података о изворима и да се опише начин њиховог прикупљања како би се отклонила одступања у извештајима између предузећа и повећала валидност података.

Налази из извештаја могу се посматрати и као конструктивна критика, али мање као вредносни суд, а посебно не као завршна оцена. Налази нуде шансу да се у јавном простору у присуству медија отвори дијалог о будућности електропривредне делатности у Србији. Један од доприноса овог извештаја требало би да буде опредељење да се стручна јавност још посвећеније бави извештавањем о свим деловима рада електроенергетског сектора. То се може чинити и кроз методолошка унапређења извештавања, али и кроз поређења различитих доступних података - јер је тако могуће доћи до прецизније слике електроенергетике Србије, која је онда основа за даља побољшања у сектору.

Студија је реализована уз подршку Европске фондације за климу. Ставови и информације изнети у публикацији искључива су одговорност аутора и не представљају ставове фондације.

Кратке изјаве за медије



„Наредне године су пресудне и за успостављање функционалног система за управљање енергетском транзицијом, јер без таквог система ни инвестиције не могу да дају добре резултате. Наиме, сама регулатива без праћења њених ефеката, без валидног извештавања са транспарентним подацима, без мерљивих индикатора прогреса у сектору и без корективно – управљачке делатности код прилагођавања регулативе је само празно слово на папиру.

У наредних неколико година ће се видети и какве ефекте имају таксе на прекограничне емисије на укупну економију Србије, а посебно на енергетски интензивне секторе. До успостављања система трговине емисијама мора се пажљиво пратити одрживост и прилагођавање домаће економије новим околностима.

Уочава се потреба за јачањем струке на свим нивоима па због тога и позив представницима државне администрације и запосленима у јавним предузећима да још интензивније учествују на стручним конференцијама и проверавају своје резултате и будуће планове кроз дијалог са струком. Једна од тих конференција је свакако ЕНЕРГЕТИКА, коју организује Савез енергетичара, и која се понајвише перципира као отворена платформа за налажење опималних развојних путања у сложеном енергетском сектору“.

проф. Никола Рајаковић, редовни професор Електротехничког факултета Универзитета у Београду у пензији, Председник Савеза енергетичара



„Потребна је значајна промена регулаторног оквира јер се не може очекивати од постојећих актера у постојећем оквиру да спроведу енергетску транзицију. Без тих промена се ЕПС, у једној од варијанти, може пронаћи као суштински губитник енергетске транзиције у коју је ушао са својим доминатно фосилним портфолиом и којег ће морати смањивати, али кога не може лако да се реши, препуштен сам себи, без реалних изгледа да се самостално извуче, већ више приморан да држи постојеће и задате позиције од стране администрације, што је дуже могуће, по цену високих трошкова у будућности, који се изнова оправдавају потребама сигурности снабдевања у садашњости.

Потребна је дакле промена и модела пословања ЕПС-а која ће резултовати опипљивим променама финансијског стања ЕПС-а, јер тренутно неке електропривреде у региону немају оправдања да улажу у изворе енергије када из тога не могу да остварују профит. То никако није због тога што су обновљиви извори енергије - ОИЕ (генерално) непрофитаблини (или да су скупљи од садашње алтернативе која се своди на лигнит), већ стога што је финансијски модел пословања електропривреде до те мере инвертован, да у њему нема довољно здраве тржишне логике.

Многи од годишњих извештаја траже улагање значајних напора да се схвати суштина постојећег стања. Зато их је свакако неопходно унапређивати.

др Илија Батас Бјелић, виши научни сарадник Института техничких наука САНУ

Сажетак

Основни закључци овог извештаја су следећи:

ЕПС-ова производња је након већег броја пропуста почетком ове деценије делимично стабилизована са великим трошковима и улагањима за одржавање производних капацитета. Тренутно су највећа очекивања од отварања угљенокопа на копу Радљево у циљу смањења или отклањања потреба за увозом угља. Производни микс не развија се у складу са потребама потрошње у којој су поред зимских све израженија висока летња оптерећења, а која показују природну везу потрошње на хлађење и производње у соларним електранама. На тржишту расте број прилика: *купи јефтино – продај скупо* што отвара додатни маневарски простор ЕПС-у, имајући у виду његове расположиве ресурсе за флексибилизацију. Инвестициона моћ ЕПС-а је готово у целости сведена на сектор термоенеретике и рударства јер за тај сектор нема банкарске подршке у Европи. Последица таквог инвестиционог амбијента је да ЕПС недовољно улаже у пројекте ОИЕ (за које се имају отворене могућности повољног кредитног задуживања). Охрабрују уговори о откупу електричне енергије (power purchase agreements) са приватним инвеститорима кроз које се најбољи ресурси ветра и соларне енергије задржавају у Србији по прихватљивим ценама. Деценијски проблем вишка неквалификованих кадрова запослених по основу страначке припадности постаје акутан, баш као и недостатак високо професионалне струке.

ЕМС има довољно добре планове развоја преносних капацитета, али потребно је указати да се један део постојећих капацитета не користи довољно и да такво слабо искоришћење капацитета резултује појавом високих напона, односно негативним феноменима у управљачкој контури: *напони - реактивне снаге.* Уочава се да је ЕМС препознао ове феномене и да се заједно са осталим операторима преносног система у оквиру ENTSO-E бави овом проблематиком са очекивањима да се проблем ублажи. ЕМС је веома повољно географски позиционирн и сигурно може из такве околности да извуче још додатних позитивних ефеката.

ЕДС-у су модернизација и дигитализација неопходне због застареле инфраструктуре. Као први корак и даље се намеће увођење паметних бројила (покривеност на целом конзуму је тренутно око 53%). Поред тога у ЕДС-у је посебно важно подизање спремности за прихватање дистрибуиране производње и јачање стручних ресурса у паралели са основним задатком који се своди на сигурно снабдевање купаца електричном енергијом.

Изнета **ситуација у овој години сложенија је него у прошлој**, што указује на неповољан тренд и на гомилање и увећавање проблема.

Општи је утисак да је држава закаснила у енергетској транзицији (примена механизма таксе на прекограничне емисије то илуструје), и да сада на наплату поред трошкова транзиције стижу и трошкови закаснеле транзиције. У таквој ситуацији елетропривреда није у претходним деценијама кренула у изградњу нових производних капацитета, посебно у изградњу нових електрана у сектору ОИЕ. Важно је указати да већ дуже време готово да нема смисла градити електране на лигнит јер су таксе на емисије практична баријера. Аутори сматрају да је важно указати да је текућа декада (до 2030. године) одлучујућа за успешан наставак енергетске транзиције чији је финални циљ декарбонизовани и одржив енергетски микс у Србији у 2050. години. Зашто је тако најречитије говоре потребне инвестиције до 2030. године у интегрални енергетски сектор које су процењене на 15 до 20 милијарди евра. Ово су за Србију изузетно велики износи а према свим сагледавањима неопходни су у укупној енергетској инфраструктури, како у електроенергетици, тако и у нафтно - гасном сектору, у сектору грејања и хлађења као и у индустрији , енергетској ефикасности и осталим утицајним деловима укупне економије.

1 Расположиви капацитети и производња електричне енергије у електропривреди Републике Србије

Производња електричне енергије у електропривреди Републике Србије на дужем низу година углавном је стабилна, уз понека одступања. У 2025. укупна производња свих електрана у Србији износила 34,245 TWh (према подацима AEPC-a), од чега је ЕПС произвео 30,556 TWh. Укупна производња електричне енергије у последњих више од 10 година кретала се у распону од 33–38 TWh (без АП КиМ). Највећа је забележена 2016. (36,8 TWh[1]), да би у кризној 2022. пала на 31,1 TWh. Иза тога следи опоравак 2023. (37,7 TWh). Потрошња је такође стабилна и креће се у опсегу од 34–35 TWh. ЕПС-ова криза 2021/22, узрокована лошим управљањем, лошим квалитетом угља и кваровима опреме довела је производњу 2022. на вишегодишњи минимум. Структура производње током 2025. остаје доминантно наслоњена на лигнит (~70%), хидро производња је зависна од хидролошких прилика (~26%), ветропроизводња је достигла удео ~3,8% (до 2017. производње из ветра практично није било), док је производња из соларних електрана према извештајима још увек симболична у укупном енергетском миксу, али са **значајним годишњим процентуалним растом, другу годину за редом**, и очекује се да то буде настављено и ове године и видљиво у следећем извештају Савеза енергетичара. Ова 2025. година за ЕПС је у симболичном смислу позитивна јер је у свом саставу **први пут приказао** једну фотонапонску електрану и једну ветроелектрану.

Због осцилација хидролошких година, али и због мање термопроизводње, Србија циклично прелази из улоге извозника у улогу увозника електричне енергије и уравнотежује свој биланс захваљујући доброј повезаности са суседним електроенергетским системима. Иза свих ових бројки се види да хидролошко стање диктира варијабилност производње, а да конвенционални термокапацитети због старости и потреба за појачаним одржавањем уносе додатну неизвесност.

Технички извештаји за 2025. годину

Технички извештаји електропривредних предузећа у области ЕПС-а, ЕМС-а и ЕДС-а за 2025. годину изашли су средином 2026. године. Најпре се крајем маја појавио извештај ЕПС-а у стандардној форми краће брошуре са препознатљивим визуелним решењима. Извештај ЕМС-а објављен је са закашњењем тек крајем јула (два месеца касније него прошле године), иако је био израђен у априлу са датумом завођења крајем тог месеца. Овај извештај садржи опште електроенергетске податке, различите показатеље и параметре али и трендове који се односе на пренос електричне енергије и управљање преносом електричне енергије. Извештај ЕДС-а такође се појавио средином 2026. године у виду података о инсталисаној снази трансформатора и водова у власништву компаније са подацима о новим електранама прикљученим на дистрибутивни систем, енергетском билансу, губицима и коначно са показатељима о поузданости. Извештај о стању у електроенергетском сектору Србије, који је део Извештаја о раду AEPC-a, садржи преко 60 страница у којима поред приказа капацитета у сектору производње електричне енергије, обухвата регулаторне активности (високи напон, ниски напон, снабдевање и испорука енергије), податке о трговању и показатеље сигурности снабдевања електричном енергијом. Извештај SEEPEX-a за 2025. годину није био доступан у тренутку писања овог извештаја, па стога, сем из извештаја AEPC-a, практично нема финансијских показатеља о трговини електричном енергијом у техничким извештајима, што би допринело бољем сагледавању слике електроенергетике Србије.

Већ на самом почетку уочава се кашњење у објављивању ових извештаја а важно је истаћи да су ово извештаји од великог значаја за стручну јавност и подлога за дискусију са циљем налажења бољих решења у сектору кроз дијалог свих заинтересованих страна. Помоћу ових извештаја се може, у техничко

[1] Зарез означава децимални број, а тачка хиљаде.

– технолошком смислу, разматрати стање и перспектива електроенергетског сектора као области која обухвата не само инжењерску делатност. Тек по изласку годишњих техничких извештаја електропривредних предузећа (ЕПС, ЕМС и ЕДС) за 2025. годину могу се верификовати најважнији технички показатељи, односно формирати тзв. лична карта електропривредне активности у Србији.

Табела 1 Лична карта: снаге електрана и постројења и дужина водова у електроенергетском сектору Србије за 2025. годину.

Име	2024	2025	Разлика	Примарни ИЗВОР	Напомена: алтернативни ИЗВОР из 2025 (2024),
Електране [MW]	**7.683**	**7.759**	**76**	ЕПС	8.313 АЕРС, (7.683) ЕПС под контролом[2] ЕПСа, са КиМ 9.580 (9.360): ЕМС, 8.868 (8.440) АЕРС
-термо	4.090	4.090	0	ЕМС	4.360 (4.360) ЕПС; 4.153(4.051) АЕРС
-ТЕ-ТО	429	429	0	ЕМС	297 (297) ЕПС, 552(552) АЕРС
-хидро	3.002	3.002	0	ЕМС	Проточне и акумулације; 3.026 (3.026) ЕПС; 3.080(3.080) АЕРС
-ветар	572	792	220	ЕМС	У приватном власништву; 66 (ЕПС), 828 (608) АЕРС
-сунце	95	195	100	ЕДС, АЕРС	0 ЕМС, 10 (0) ЕПС
Постројења [MVA]	**48.595**	**49.172**	**577**	ЕМС, ЕДС	
-пренос	16.629	16.933	304	ЕМС	Трансформатори 400/x, 220/x, 110/x kV/ kV; са КиМ[2] 18.424; 17.415 (16.985) АЕРС
-дистрибуција	31.966	32.239	273	ЕДС	Трансформатори 110/x, 35/x, 20/0.4, 10/0.4 kV/kV; 32.239 (33.806) АЕРС
Водови [km]	**178.161**	**179.234**	**1.073**	ЕМС, ЕДС	
-пренос	10.115	10.199	84	ЕМС	Далеководи 400 kV, 220 kV, далеководи и каблови 110 kV , <100 kV; са КиМ[2] 11.251; 10.344 (10.290) АЕРС
-дистрибуција	168.046	169.035	989	ЕДС	Мада је током 2025 према подацима ЕДС изграђено 856km; 173.134:АЕРС

Овде је потребно указати да ЕПС АД Београд, ЕМС АД Београд и АЕРС извештавају о капацитетима по различитим критеријумима (нпр. да ли се посматра само сопствено власништво ЕПС-а, или цео преносни/дистрибутивни систем, снага на прагу преноса, мреже или на прагу електране). Ову методолошку разлику је важно нагласити уз ову табелу је реално да ЕПС АД Београд не приказује електране у власништву трећих лица, а ЕМС АД Београд не приказује електране прикључене на дистрибутивни систем, док су у Годишњем извештају АЕРС, подаци о производним капацитетима најпотпуније структурирани по више критеријума (власништву, технологији и тачки прикључења).Такође, АЕРС и ЕМС наводе идентичну дужину водова у власништву ЕМС-а.

Постројења за производњу

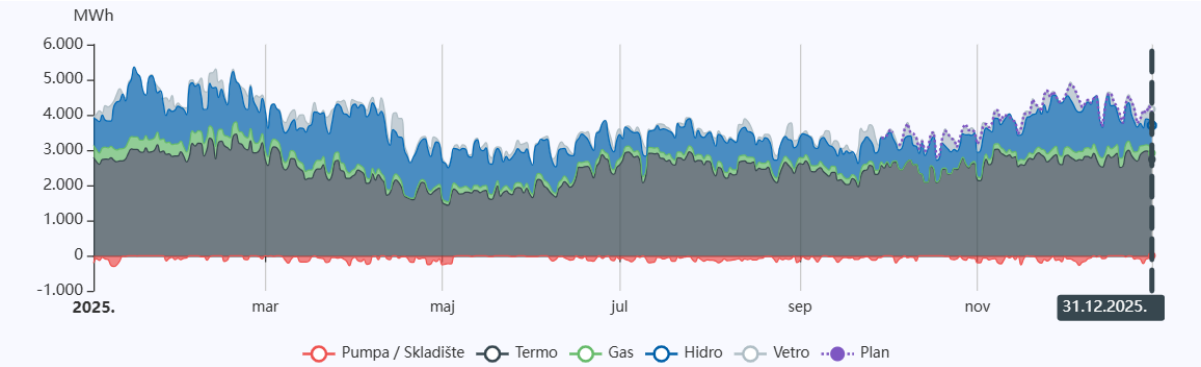
Према подацима ЕПС-а током 2025. године под њиховом контролом било је око 7,7 GW бруто инсталисане снаге у електранама за производњу електричне енергије од чега око: 4 GW у термоелектранама на лигнит, 3 GW у хидроелектранама (не укључујући око 0,6 GW у реверзибилној

[2] Од 1999. године, део електроенергетског система Србије који се налази на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ) је под управом УНМИК-а, у складу са Резолуцијом 1244 Савета безбедности Уједињених нација

хидроелектрани) и око 0,5 GW у електранама за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије. Подаци о капацитетима у извештајима ЕМС-а и АЕРС-а захтевају даље усклађивање начина посматрања.

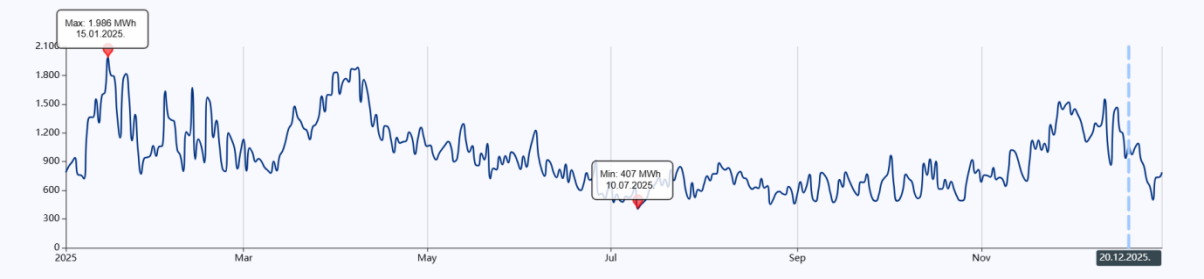
У свом извештају ЕПС је по први пут приказао једну ветроелектрану и једну фотонапонску електрану у сопственом власништву

Подаци које је ЕМС приказао свој квалитет темеље на имплементацији паметних мрежа у преносном систему Србије који омогућава праћење система у реалном времену и усклађивање производње и потрошње[3].



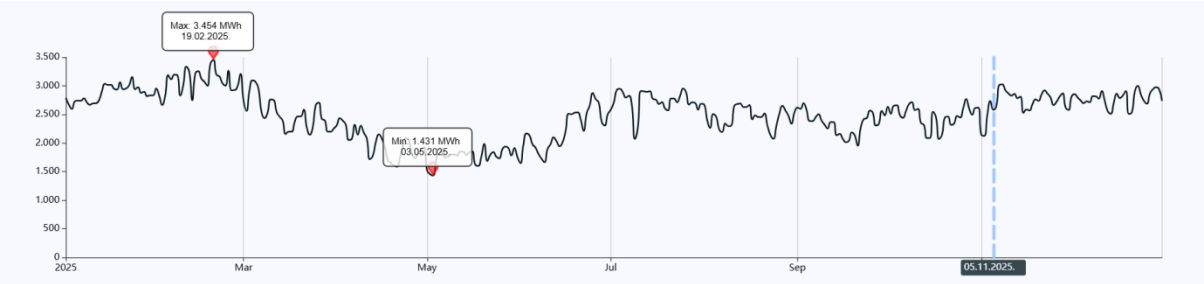
Илустрација 1 Годишњи дијаграм планиране и остварене производње електричне енергије у Србији

Са Илустрације 1 се види мање одступање планиране и произведене енергије у 4. кварталу 2025. године. Детаљи хидропроизводње приказани су на Илустрацији 2.



Илустрација 2 Годишња производња електричне енергије из хидроелектрана у Србији

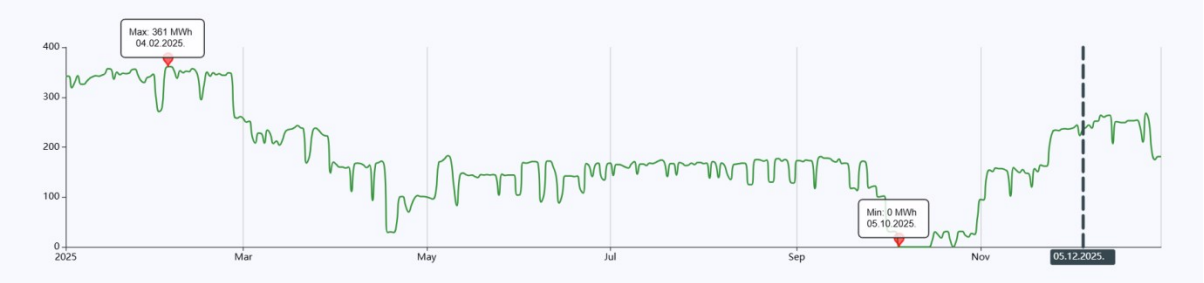
Са Илустрације 2 видљиво је ангажовање хидроелектрана у просеку од око 1,2 GW са циклусима и максимумима у јануару, априлу и новембру. На Илустрацији 3 приказано је ангажовање термоелектрана.



Илустрација 3 Годишња производња електричне енергије у Србији у термоелектранама на лигнит

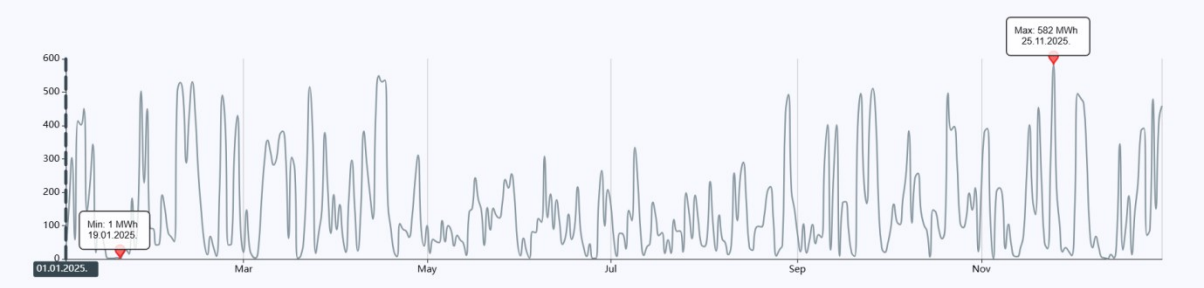
[3] https://ems.energyflux.rs/dashboard

Са Илустрације 3 видљиво је ангажовање термоелектрана у просеку од око 2,5 GW и одвија се у циклусима, са апсолутним максимумом од око 3,5 GW. На Илустрацији 4 приказано да је ангажовање термоелектране - топлане на гас.



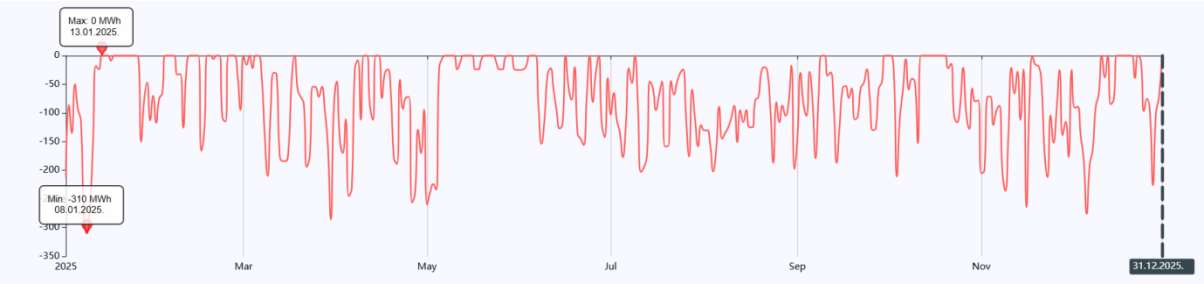
Илустрација 4 Годишња производња електричне енергије из термоелектране-топлане на гас у Србији

било је готово целогодишње, са зимским максимумом од 0,4 GW, али и ангажовањем реда 0,2 GW током лета (већ другу годину за редом) што је неуобичајено имајући у виду да је потрошња топлоте током лета мања, па можемо говорити о попуњавању базног дела уређеног дијаграма производње. Једини кратки прекид производње (минимум) у октобру био је у могућој вези са изменама у уговорима и краткорочним уговарањем снабдевања. На Илустрацији 5 приказана је производња из ветроелектрана.



Илустрација 5 Годишња производња електричне енергије из ветроелектрана у Србији

Видљиво је са Илустрације 5 да је производња током 2025. варијабилна са максимумом снаге ангажованих агрегата од 582 MW. На Илустрацији 6 приказана је потрошња реверзибилне хидроелектране за пумпање.

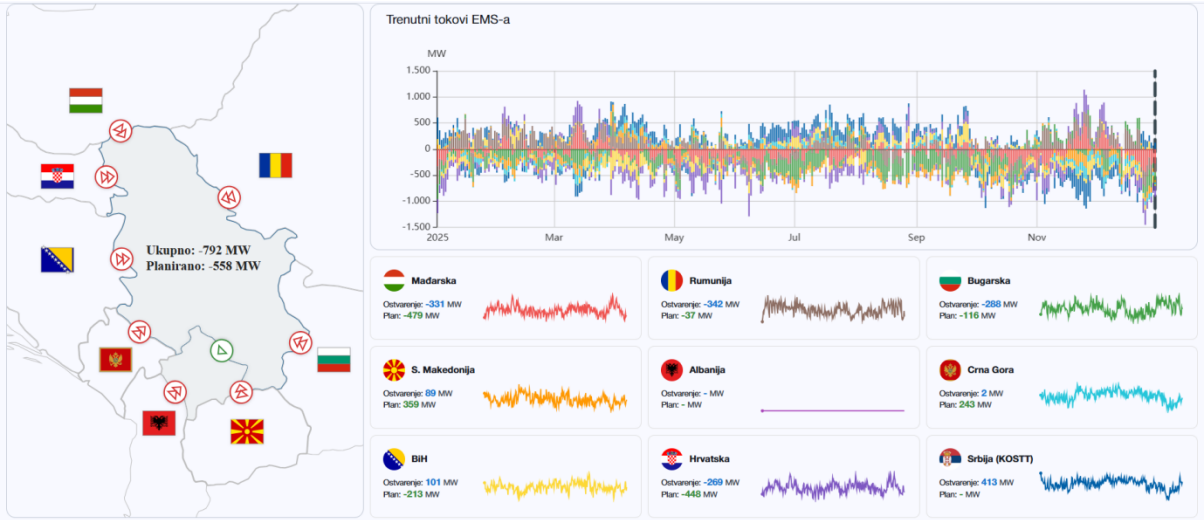


Илустрација 6 Годишња потрошња електричне енергије за пумпање реверзибилне хидроелектране у Србији

Са Илустрације 6 уочљив је практично свакодневни рад реверзибилне хидроелектране у пумпном режиму током године са максимумом од 310 MW (на слици, али се увећањем види се да иде до 575) са нешто мањим интензитетима пумпања током 2025. у поређењу са 2024. годином.

Постројења за пренос

Током 2025. године према извештају EMC-а није јасно наведено да ли је било прикључења на преносну мрежу, већ у извештају пише „промена капацитета настала као последица“ пуштања у погон трансформатора нове ВЕ Костолац снаге 80 MVA (у пробном раду) и трансформатора постојеће ВЕ Чибук 2 чији је укупни капацитет 180 MVA. Према извештају АЕРС-а експлицитно се наводе два трајна прикључења производних објеката на преносни систем: ВЕ Костолац снаге 66 MW и ВЕ Чибук 2 снаге 154 MW. Није било пуштања у рад нових интерконективних преносних водова, али је додато око 300 MVA постројења и око 80 km далековода високог напона. Од стране EMC-а израђене су за 16 објеката Студије о прикључењу збирне одобрене снаге 2,2 GW од чега **батеријских складишта 1,1 GW**, фотонапонских електрана 0,2 GW. Израђене су и Студије за крајње купце снаге 0,75 GW. Прекогранични токови за 2025. годину са 9 праваца приказани су на Илустрацији 7.



Илустрација 7 Размена електричне енергије у региону током 2025. године

Са Илустрације 7 видљиви су токови енергије у региону и значајна размена (сем са Албанијом). Види се да иако са Албанијом нема размене, размена постоји са оператером преносног система на АПКМ (већ неколико година).

Постројења за дистрибуцију

Током 2025. на мрежу ЕДС-а су прикључене 33 мале електране укупне снаге 106 MW. С тим електранама ЕДС располаже са укупно 446 производних објеката укупне снаге 460 MW. Најзаступљеније су фотонапонске електране са око 195 MW (новоприкључених 106 MW), мале хидроелектрана са око 132 MW (није било нових прикључења), биогасне електране са око 53 MW (новоприкључених 8 MW) и ветроелектране са око 34 MW (није било нових прикључења). Остало су когенеративне електране на гас и остала горива. У односу на 2024. годину **највећи раст је код прикључења фотонапонских електрана од 106 MW што је дупло више од новоприкључених фотонапонских електрана током 2024** (53 MW). Фотонапонских електрана је крајем прошле године укупно 209 са укупном снагом 195 MW и са укупном произведеном енергијом од 243 MWh, што одговара средњем фактору искоришћења снаге од 1,246 kWh/kW*god.

Смањење броја новоизграђених трансформаторских станица и дужине новоизграђене мреже (повећање густине). У ЕДС-у је током 2025. изграђено око 214 km средњенапонске дистрибутивне мреже, а што је значајно мање него током 2024. године (416 km), док је на нисконапонском делу изграђено скоро 642 km нове мреже, што је незнатно мање него прошле године. Уочена је **тенденција**

смањења изградње дистрибутивне мреже у протеклим годинама, али и повећање густине снаге у мрежи. У ЕДС-у је током 2024 изграђено 209 нових трансформаторских станица, укупне инсталисане снаге око 183 MVA, што је 70 трансформаторских станица мање, али у снази 8 MVA више у односу на 2024. годину, када је изграђено 279 нових трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 175 MVA.

Број елемената у мрежи се повећава, а СДУ систем не прати ово повећање. Систем ЕДС-а за надзор и управљање (СДУ) обухвата преко 95% трафостаница 110/x kV. Остало је из 2023. године да се уведе још 10 објеката у овај систем, али то није учињено ни 2024, ни 2025. године. У овај систем тренутно је укључено око 70% трафостаница 35/x kV (459/653) и није укључено 2881 (2496 из 2023.) трафостаница, објеката, реклозера и секционера најнижих напонских нивоа.

Лоше стање на страни мерења потрошње. Према подацима АЕРС-а током 2025. извршена је редовна контрола бројила на око 1,5% мерних места, од којих је на 18% уочена неправилност, која је отклоњена на 65% мерних места. Према истом извору, код контрола на захтев корисника неправилности је било око 20%, а отклоњено је око 70% што указује на опште лоше стање на страни мерења потрошње. Број дигиталних бројила код купаца електричне енергије из категорије домаћинстава увећан је за око 400.000 и износи 1.802.181 (1.403.106 из 2024.) што је око 52% (увећање у односу на 2024 када је било 41%) од укупног броја бројила у Србији који износи 3.433.884. Од свих бројила код домаћинстава око 17% има напредне функције[4] (АЕРС). Нема података о бројилима у извештају ЕДС.

Електроенергетски биланс

Електроенергетски биланс, као део енергетског биланса, према законским одредбама има посебан начин извештавања. Подаци које достављају електроенергетска предузећа ЕПС, ЕМС и ЕДС **нису у потпуности у сагласности** и због тога је потребно додатно усклађивање уз претпоставке. За потребе овог извештаја у Табели 2 дат је један приказ извором и напоменама[5]. Према подацима у Табели 2, **ЕПС** се доминантно ослања на **лигнит (71,4%)** и **хидроенергију (27,3%)**, док су остали обновљиви извори готово занемарљиви у његовом портфолију. **Систем подстицаја** се односи на ОИЕ ту највећи енергетски удео имају **ветроелектране (51,1%)**, а значајан допринос дају **биомаса и биогас (17,1%)**, као и спаљивање **отпада (10,2%).**

ЕМС наводи, да располаже са укупно 41.017 GWh од чега већина иде даље ка ЕДС-у (28.946 GWh). ЕМС наводи да је 33.064 GWh преузео од произвођача, 7.193 GWh је преузео у интерконекцији (рачунајући ту и 2.752 које је купио ЕПС), од УНМИК-а је преузео 701 GWh и од ЕДС 69 GWh, тако да располаже са 41.027 GWh. У енергију коју је преузео од произвођача ЕМС урачунава да су термоелектране произвеле око 21,8 TWh, што је у сагласнсти са ЕПС-овим извештајем, али да је од терморелектрана - топлана преузето 1.592 GWh, а ЕПС тврди да је произвео 386 GWh, па се испоставља да су ТЕ-ТО, ван ЕПС-а произвеле 1.206 GWh. Са друге стране ЕПС наводи да је кроз систем подстицаја преузето 1.856 GWh, а ЕМС наводи да је преузео преко мреже високог напона 1.384 GWh и то само из ветропроизводње. Даље ЕПС тврди да је из ветропроизводње укупно кроз систем подстицаја изпоручено 953 GWh. Ове податке **није могуће проверити и усагласити без додатних објашњења које могу дати само представници ових компанија**. Укупна количина којом **ЕМС располаже** (41.017 GWh) дели се на Предато ЕДС (за

[4] даљинско очитавање од стране оператера, даљинско очитавање од стране корисника коришћењем одговарајуће апликације, двосмерно мерење (производња и потрошња), управљање тарифама и чување података

[5] појмови као што су предато, продато, преузето, расположиво, испоручено, размена, интерна трансакција, регулисано тржиште, трговина између снабдевача, билатерално тржиште, слободно велетржиште, слободно тржиште, слободне цене, регионално тржиште, суседни дистрибутивни систем итд. имају посебно (неинтуитивно) значење у случају ових по закону раздвојених електропривредних предузећа са истим власником.

дистрибуцију) 28.946, предато у транзиту 4.866, Предато УНМИК 1.110, Испоручено осталим купцима 1.474, Испоручено купцима на високом напону 3.830, и Губитке преноса ЕМС (1,93%) 791 GWh.

Оно што се може уочити у Табели 2, је да енергија која

- **улази у ЕДС** (29.073 из преноса + 1.181 од произвођача + 55 од прозјумера) што износи **30.309 GWh** (заокружено у табели као 30.310 GWh).
- **излази из ЕДС** (18.954 ниски напон + 8.449 средњи напон + 3.147[6] губици) што износи **30.550 GWh,**
- **разлика од 240 GWh** указује да је део потрошње на ниском и средњем напону дошао ван ЕДС.

Када се саберу губици (ЕМС и ЕДС) са испорукама осталима (пумпање, сопствена потрошња…) добија се **5.412 GWh** што је бројка која захтева системско објашњење и одговорнији приступ у будућности.

Инжењерски гледано овде наведене нумеричке разлике могу се сматрати прихватљивим имајући у виду комплексност целог система и немогућност да се *баш* све измери, али са друге стране оне морају бити праћене додатним објашњењима у јавности и једним значајно одговорнијим ставом према приказаним губицима које на крају **грађани плаћају**.

[6] губици од **10,38% су превисоки за ову мрежу и ова оптерећења**.

Табела 2 Производња електричне енергије у електропривреди Републике Србије

GWh	2024	2025	Раст %	Извор, напомена 2025 (2024)
Произвео ЕПС	31.861	30.556	-4%	ЕПС, АЕРС 34.245 (35.171) у свим електранама
-термоелектране на лигнит	21.274	21.818	3%	ЕПС, 23.410 ЕМС, 21.818, АЕРС 21.818 (21.274)
-ТЕ-ТО	342	382	12%	комбинована производња електричне и топлотне енергије, 1.592 ЕМС, АЕРС
-хидроелектране	10.245	8.345	-19%	и реверзибилне ЕПС; 8.270 ЕМС
-ветроелектране		7		
-фотонапонске електране		4		
Систем подстицаја[7]	1.841	1.865	1%	ЕПС, ЕМС
-ветроелектране	1.031	953	-8%	ЕПС, 1.384 ЕМС; 1.471АЕРС
-фотонапонске електране	0	9		ЕПС
-хидроелектране	190	200	5%	ЕПС
-биомаса и биогас	289	320	11%	ЕПС
-гас	200	192	-4%	ЕПС, ЕМС
-отпад (сагоревање)	122	190	56%	ЕПС
Купио ЕПС	2.707	2.752	2%	ЕПС на берзама, уговори; 8.086 (7.677) укупно трговао ЕПС на слободном
Продао ЕПС	909	286	-69%	велетржишту: купио 3.722, продао 4.379. продао ЕПС операторима 4.085
Располаже ЕМС	41.125	41.017	0%	**ЕМС**
-преузето од ЕПС	34.148	33.064	-3%	ЕМС (збир ТЕ, ХЕ и ОИЕ), укупно расположива 36.495 ЕПС
-преузето у интерк.	6.275	7.193	15%	ЕМС
-преузето од УНМИК	659	701	6%	ЕМС
-преузето од ЕДС	43	69	60%	ЕМС
-предато купцима	3.634	3.830	5%	ЕМС
-предато ЕДС	29.013	28.946	0%	ЕМС
-предато у интерк.	5.349	4.866	-9%	ЕМС
-предато УНМИК	1.024	1.110	8%	ЕМС
-испоручено осталима	1.248	1474	18%	ЕМС; 379 (359) операторима затвореног дистрибутивног система, 686 (517) за реверзибилне ХЕ, 409 (372) сопствена потрошња ЕПСа.
Губици ЕМС %	2.08%	1.93%		791 Приказао ЕМС
Располаже ЕДС	30.161	30.310	0%	**ЕДС, (30.160) АЕРС**
преузето од ЕМС[8]	29.509	29.073	-1%	ЕДС, 29.071 АЕРС
преузето од произв: --соларне --мале ХЕ --биогас --ветроелектране --когенерације --гас --фосилно гориво	990 89 289 270 92 226 7 211	1.181 243 292 300 87 225 12 20	19% 173% 1% 11% -5% 0% 71% -91%	ЕДС
преузето од к-п.	13	55	323%	ЕДС; 55(32) АЕРС
Губици ЕДС %	10.37	10.38		Приказао ЕДС
Укупна потрошња	**31.203**	**31.567**	1%	**АЕРС, ЕПС снабдевање**
-на ниском напону	18.879	18.954	0%	АЕРС, од чега домаћинства 13.240, 13.178 ЕПС
-на средњем напону	8.443	8.449	0%	АЕРС
-на високом напону	3.510	3.706	6%	АЕРС
-за сопствене потребе	371	408	10%	АЕРС

ЕПС је током 2025. године произвео око 30.5 TWh електричне енергије што је за око 4% мање него прошле године (32 TWh), од којих око 22 TWh у термоелектранама (раст од 3%), а око 8 TWh у хидроелектранама - што је пад од око 19% о односу на прошлу годину. По први пут у својој историји ЕПС

[7] ЕПС је раније приказивао и електране које су у систему подстицаја

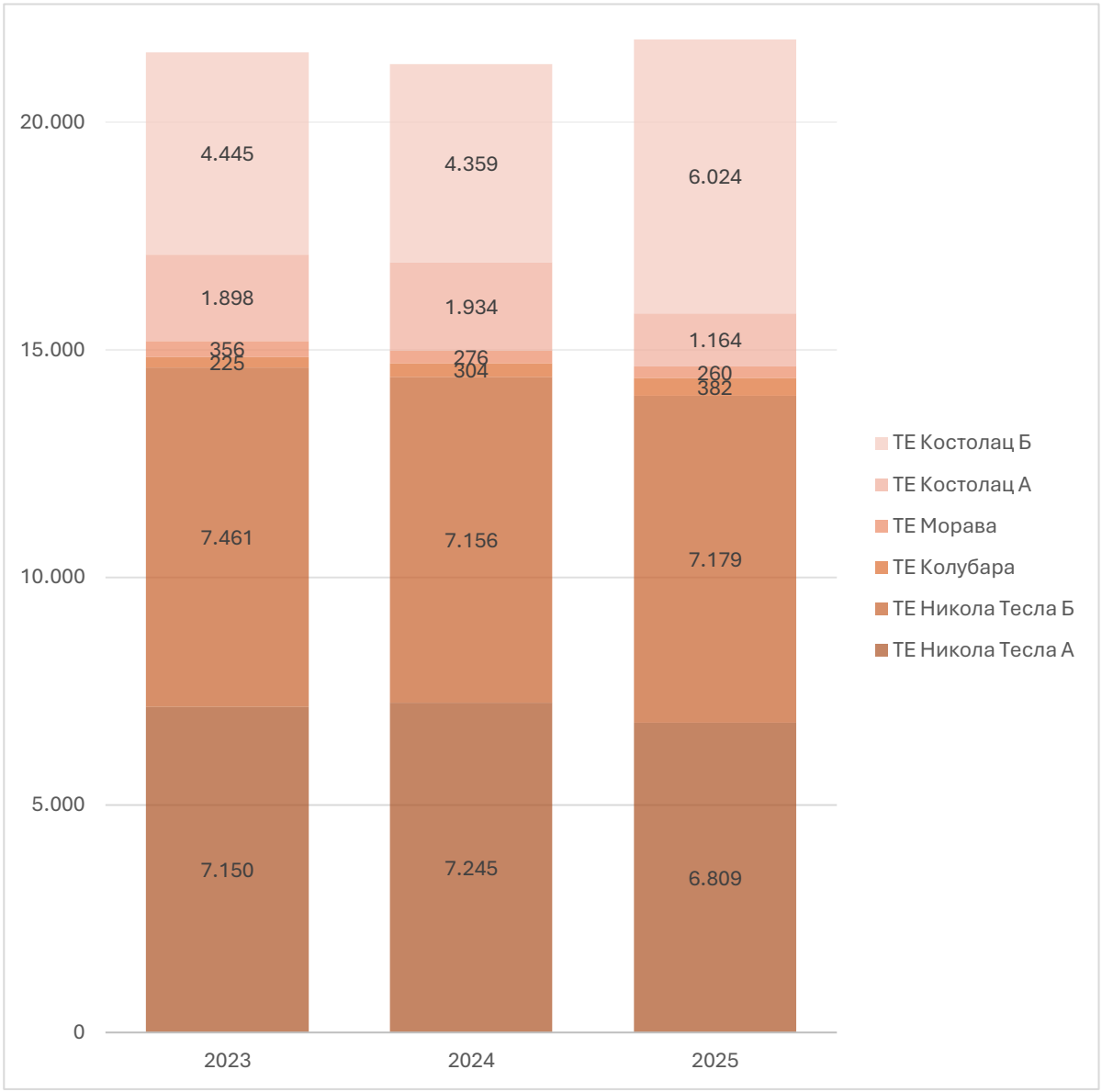
[8] И остала преузимања

је представио сопствену производњу из ОИЕ у симболичном износу од 7 GWh из ветроелектране и 4 GWh из фотонапонске електране

У ЕПС-у је смањена (хидро) производња, расте потреба за куповином тако да је ЕМС повећао преузимање. Кроз систем подстицаја, слично као и прошле године, ЕПС је преузео скоро 2 TWh, на тржишту је купио још око 3 TWh. Поред тога ЕПС је на тржишту продао тек око 0,3 TWh - што је пад од скоро 70% у односу на 2024. Током 2025. ЕПС је укупно ЕМС-у предао око 33 TWh електричне енергије, што је пад око 3% у односу на 2024. и значајно мање него 2023. године, упркос повећању капацитета. Ово се десило углавном због пада хидропроизводње. ЕМС је повећао преузимање у интерконекцији за 15%, од УНМИК-а за 6% а од ЕДС за 60%.

Производња у хидроелектанама бележи осетан пад од скоро 2 TWh већ две године за редом (са преко 12, на 10, и на крају 8) што свакако тражи да се овај ризик системски сагледа и укључи у планирање.

Одржавање производње у термоелектранама уз нови блок. Производња у термоелектранама је уједначена у периоду 2023-5 иако је један нови агрегат у Костолцу (блок Б3) од 350 MW пуштен у рад па би укупна производња требало да буде увећана. У односу на 2024. производња ТЕНТ-а А у Обреновцу смањена је за око 0.4 TWh (са око 7.2 на око 6.8 TWh), а такође је смањена и у ТЕК А (ТЕ Костолац А) за око 0.8 TWh, док је у ТЕК Б повећана за око 1.6 TWh (са око 4.4 на око 6 TWh – утицај блока Б3) што одговара просечном ангажовању од око 64%. Могуће је да је овако мало ангажовање и смањење



производње у ТЕК А последица недостатка угља, али и старости капацитета. У односу на 2023. дошло је до смањења у ТЕНТ-у Б за око 0.3 TWh. У целости се има да је укупна производња уједначена.

ЕМС смањује испоруке у интерконекцији и губитке, а расте сопствена потрошња и испорука УНМИК-у: ЕМС је располагао са укупно око 41 TWh електричне енергије, од којих је највише, око 29 TWh, предао ЕДС-у. Значајан део предат је у интерконекцији (скоро 5 TWh, то је смањење од 9 % у односу на претходну годину), око 1 TWh је испоручено УНМИК-у (што је раст од 8%) и још исто толико (око 1 TWh) испоручио је ЕМС осталима (углавном сопствена потрошња ЕПС-а) уз раст од 18%. Притом су приказани губици од око 1,93% (реда 0,8 TWh) што је смањење у односу на губитке од 2.08% колико су износили за 2024. годину.

Повећање прекограничних и интерних трансакција, смањење увоза и гаранције порекла. Значајне количине енергије ЕМС преузима и предаје у интерконекцији и УНМИК-у, што показује колико је електропривреда укључена у регионалне и европске електроенергетске размене. Укупан обим прекограничних трансакција током 2025. године у смеру улаза у систем Србије био је око 17 TWh, а у смеру излаза из система Србије око 15 TWh, док је обим интерних трансакција[9] износио око 30 TWh. На билатералном тржишту, трговање директно са снабдевачима достигло је 7.341 GWh (повећање од преко 40% у односу на 2024.). За разлику од 2024. када је у смеру улаза било око 16 (смањење за око 6,5%), а у смеру излаза око 16 TWh (ово представља повећање за 6%), док је обим интерних трансакција повећан за око 5% (са 28 TWh у 2024. години). У 2025. години није забележен значајни пад укупних излаза осим према Северној Македонији (35%), док је највећи раст забележен према Румунији (40%).

Током 2025. године ЕМС је издао 2.288.941 гаранција порекла, што је смањење у односу 2.509.254 колико је издато 2024. Увезено је 97.799 гаранција порекла што је мање у односу на 119.835 из прошле године. Искоришћено је 2.337.273 што је мање у односу на 2,543,898 из 2024. Највећа разлика 2025. године је податак да је извезено само 5.098 гаранција порекла, а током 2024. чак 1.619.349, али за то **није дато објашњење**.

Трговина. На организованом тржишту SEEPEX - берзи електричне енергије, количине електричне енергије купљене и продате, дакле укупна куповина и продаја је износила 5.839 GWh (5.433 прошле године) на дан-унапред тржишту. На унутар-дневном тржишту забележен је пад са 115 на 79 GWh. Укупна количина енергије која је била предмет трговине у оба смера (куповине и продаје) на организованом тржишту износила је 11.836 GWh, што је око 6% више у односу на 2024. (подаци АЕРС-а). ЕМС и косовски оператор преносног система **немају уговор о преузимању енергије комерцијалне природе** тако да је током 2025. било настављено преузимање преко FSCAR (Financial Settlement of Kf, ACE and Ramping period) уговора.

Увозна зависност код угља. Због мање расположивости и квалитета сопственог лигнита, а у продуженом одсуству такси на емисије, настављен је увоз угља из региона и из прекоокеанских држава[10] што није документовано у техничким извештајима. У финанијском извештају ЕПС-а каже се да је током 2025. настављено са увозом око 1,8 милиона тона лигнита, од чега је из Индонезије око 1 милион по цени од око 13,7 милијарди динара, а из региона око 800 хиљада тона по цени од 7,6 милијарди динара, што укупно износи око 181 милион евра. У односу на 2024. када је плаћено 285 милиона евра и на око 436 милиона 2023. године, то је смањење. У увозу индонежанског угља учествује кинеска фирма.

Кроз систем подстицаја ЕПС је преузео највише из ветроелектрана, нешто мање од 1 TWh, што је око 8% мање него 2024. док су мале хидроелектране и биомаса/биогас забележили раст од 5%, односно 11% у односу на исти период. Велики раст преузимања долази од сагоревања отпада (око 56%) у односу на 2024. а мањи пад у подстицаној производњи из природног гаса 4%. Значајну количину енергије је ЕМС предао ЕПС-у ради сопствене потрошње, од које је део енергије за пумпање реверзибилне хидроелектране, али би било добро да се њено порекло образложи пошто се производња из

[9] На билатералном тржишту

[10] https://www.slobodnaevropa.org/a/srbija-eps-ugalj-kina-indonezija/33805265.html

реверзибилне хидроелектране приказује као обновљива. Један део сопствене потрошње усмерен је на производњу и транспорт угља за термоелектране.

Раст преузете енергије на средњем напону. ЕМС је током 2025. године преко постројења у свом власништву пренео на средњи напон и предао око 29 TWh ЕДС-у што је око 1% мање у односу на 2024. ЕДС је преузео преко 1 TWh од произвођача на средњем напону, који бележе раст од 19%,тако да је као и прошле године укупно располагао са око 30 TWh електричне енергије[11]. У односу на 2024. годину дошло је до раста преузете електричне енергије од стране ЕДС за 0.5%. ЕДС бележи раст дистрибуиране производње од 19% што је еквивалент од скоро 40% декларисаних губитака у дистрибуцији. **Највећи годишњи раст преузете енергије регистрован је код купаца-произвођача од 323%.** ЕДС је преузео значајне количине од произвођача на средњем напону, где је **највећи прираштај производње регистрован код фотонапонских електрана од преко 170% и то другу годину за редом** (170% за 2023-24). Ветропроизводња бележи благи пад од 5%, когенерација и мале хидро су на истом нивоу, а раст бележи још биогас од 11% и гас. Пад производње на фосилна горива након прошлогодишњег рекордног раста (10 пута) износи 91% и предмет је начина обрачуна. **Без улажења у техничке детаље ЕДС је приказао губитке у износу од око 10%**, што је исто као и 2024. године. Удео преузете електричне енергије од произвођача на дистрибутивном нивоу током 2025. је порастао на 4% у односу на 3.3% колико је износио 2024. године, док је удео купаца-произвођача са 0.1% порастао на 0.2%.

Минимално оптерећење ЕДС-а током 2025. године забележено је у мају и износило је 1.760 MW, а максимално од 5.014 MW регистровано је у јануару, што чини да је јануарски терет **скоро три пута већи** од забележеног мајског терета.

Према извештају АЕРС-а у 2025. години **настављен је пад производње електрана** у Републици Србији са 35,17 на 34,25 TWh. То се објашњава падом производње у хидроелектранама, а повећањем производње у термоелектанама и термоелектранама-топланама у односу на 2024. годину. Оно што се не може видети из постојећих извештаја, а што се може уочити јесте да ови резултати одступају од планираних и могу се приписати најпре лошој хидрологији али и недостатку угља. У производном миксу у 2025. **угаљ је учествовао са** 63,7%, **хидро производња са 25%,** ТЕ-ТО ~5,3%, **ветар ~4,3%**, **солар ~0,71%** (уз раст од 0.5 процентних поена), **биомаса/биогас ~0,96%.** Тако је у 2025. години, укупна производња електричне енергије из ОИЕ прикључених на преносни и дистрибутивни систем износила 10.605 GWh (2024. године износила је 12.218 GWh), што је **око 30% бруто потрошње електричне енергије.** У 2023. години овај проценат износио је чак 42%, према подацима АЕРС-а.

Фактори коришћења капацитета и показатељи поузданости

Поред приказа капацитета за производњу електричне енергије и количина произведене енергије у електропривреди Србије, ради бољег сагледавање стања биће приказани и показатељи попут: фактора **коришћења капацитета** електрана, фактора **оптерећења опреме**, као и показатељи поузданости: просечно време **трајања прекида** и количина **неиспоручене енергије**.

Ниво коришћења капацитета је низак. Укрштањем података из Табела 1. и 2. израчунато је да је фактор коришћења[12] термо капацитета смањен са 59% на око 57%, хидро капацитета са око 39% на 31%, ветрокапацитета са 21% на 14%, а соларних (фотонапонских) је повећан са око 11% на 14%[13].

[11] преузето од произвођача око 1.181 GWh, од купаца-произвођача 55 GWh, од ЕМС-а 29.073 GWh

[12] Када се укупна годишња произведена електрична енергија подели са максималном снагом помноженом са укупном бројем сати у години (8760).

[13] Ове податке требало би посматрати у извештајима детаљније и упоредити са пројектованим вредностима. Очекиване вредности за нове термоелектране биле би преко 80%, за ветроелектране у Србији око 27%, а за фотонапонске електране 13%. Потребно је упоредити извештаје различитих субјеката јер нпр. према АЕРС-у производња ветроелектрана одговара фактору искоришћења од 20%. Ове разлике указују на нетранспаретност у информацијама које су доступне грађанима.

Максимална коришћења капацитета трафо станица у мрежи 110/Х током 2025. године (према ЕДС-у) била су у границама од 10,99 - 92,73%, што је повољније него 2024. али указује на изузетну **неуравнотеженост искоришћења опреме** и могуће пропусте у планирању.

ЕМС - минимално одговоран за неиспоручену и непреузету енергију. Количина неиспоручене енергије у преносном систему (укупно непланирано и планирано) за 2025. износи 1.971 MWh што је око 23% више у односу на 2024 (1.596, и значајно мање од 3.443 из 2023.). ЕМС је преузео одговорност за 24% или око 171 MWh (прошле године је дупло више), а остало је приписано другим субјектима, трећој страни, вишој сили и сл. Просечно време прекида испоруке због (непланираних и планираних) догађаја у преносном систему за 2025. годину повећано је са 25 мин током 2024. на 28 мин током 2025 (притом је током 2023, било чак 55 минута) од којих је ЕМС преузео одговорност за 23%. Иначе и даље није образложено на који начин је у периоду од 2 године дошло до ових побољшања нити **како је одређена одговорност**. Услед планираних радова није било испоручено 1.247 MWh, тако да је током 2025. године укупно забележено 724 MWh непланирано неиспоручене енергије. Непреузета електрична енергија из производних постројења услед догађаја у преносном систему за 2025. године значајно је увећана у односу на 2024. са 226 на 12.105 MWh а што је приписано догађајима у објектима произвођача (97%). Ови догађаји одиграли су се у ХЕ Ђердап 2 и ПАП Лисина.

ЕДС: незнатно побољшање поузданости и пуна усаглашеност са АЕРС. Код показатеља поузданости који се односе на непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи, на нивоу Србије је у 2025. години дошло до незнатног побољшања у односу на 2024. годину, и у погледу просечне учесталости, и у погледу просечног времена трајања прекида. Према показатељу SAIFI, просечна учесталост свих прекида је смањена са 6,34 на 5,49 прекида по кориснику. Истовремено, према SAIDI показатељу, просечно трајање укупних прекида је смањено за више од 25 минута – са око 705 минута у 2024. години на око 680 минута у 2025. години. Показатељи поузданости усклађени су са извештајем АЕРС-а. У том извештају додатно се констатује, исто као и од стране аутора овог извештаја, да их је потребно детаљније анализирати на вишегодишњем хоризонту ради уочавања трендова и формирања значајнијих закључака и поређења са референтним подацима из ЕУ. Наиме, ови бројеви поред системских ефеката, могу приказивати и друге несистемске ефекте директно пропорционалне климатским факторима или неким другим псеудо случајним факторима који се могу открити и приказати.

Процене адекватности и изгледи

Динамика **изласка из погона** термоелектрана још није одређена и првенствено ће зависити од националне анализе адекватности која укључује референтне сценарије и резултате европске анализе адекватности, али исто тако и од имплементације механизама обезбеђивања капацитета.

Опрезни оптимизам само краткорочно, дугорочно песимизам. Адекватност производње односи се на способност система за производњу електричне енергије да поуздано задовољи тренутну и будућу потрошњу, обезбеђујући довољан капацитет за покривање вршних оптерећења и непредвиђених прекида у снабдевању и тако дефинисана адекватност се поступно из године у годину смањује. Краткорочно гледано, изгледи за адекватност производње електричне енергије у Србији су опрезно оптимистични, док су на дуже стазе умерено песимистични. Тренутни енергетски микс обезбеђује сигурност снабдевања на краћем року, пошто су питања у вези са заштитом животне средине, старењем инфраструктуре и интеграцијом довољних количина обновљивих извора енергије **нерешена у значајној мери**. Одржива адекватност производње електричне енергије у Србији до 2035. године зависи од значајних инвестиција у обновљиве изворе енергије, од модернизације постојећих електрана и од развоја флексибилних капацитета. Одржавање резервне маргине производње од најмање 15% је остварив уз планирано додавање капацитета и регионалну сарадњу на тржишту, обезбеђујући тако поуздано снабдевање током преласка на одрживији енергетски микс.

2 Преглед активности осталих енергетских субјеката

Поред активности електропривредних предузећа а у циљу ширег сагледавања сектора, потребно је сагледати и активности најпре актера из државног сектора: министарстава и агенције (АЕРС), који су у директној вези са електропривредним предузећима и активности осталих енергетских субјеката.

Активности државних актера у сектору

Министарство рударства и енергетике средином јула усвојило је уз присуство јавности План праведне енергетске транзиције Републике Србије. Став цивилног сектора је да овај документ носи тежину административних мера а да се суштинска транзиција одлаже иза 2030. године. Један део обавеза које је Република Србија себи поставила кроз Реформску агенду у вези са спровођењем енергетске транзиције није спроведен до краја 2025. иако је било планирано. Већина пројеката је у фази припреме, јер нема извесности за њихову реализацију.

Министарство финансија је после више година најављиваног увођења такси, припремило Закон о порезу на емисије гасова са ефектом стаклене баште уз регулисану цену од 4 €/t која је за око 20 пута мања од тржишне цене. Такође је кроз Управу за јавни дуг покренуло понуду зелених државних обвезница на међународном тржишту. У буџету крајем године било је предвиђено 76% средстава у односу на прошлу годину намењених Министарству за енергетику и рударство у износу 23.590.000.000 РСД, уз додатни амандман од 164.000.000.000[14] РСД намењен за „**енергетску сигурност и стабилност земље**“. Буџетом је као **највећа појединачна ставка** била предвиђена: АД ,,Електропривреда Србије”, Београд - Изградња само-балансирајућих соларних електрана капацитета 1 GW са батеријским системима за складиштење електричне енергије у износу од 222.680.000.000 РСД. Као субвенције у области рударства и енергетике било је предвиђено 11.500.000.000 РСД. За Ђердап 3 издвојено је симболичних 1.000.000 РСД, за израду пројектне документације за РХЕ Бистрица издвојено је 20.000.000 РСД и планирано задуживање од 175.800.000.000 РСД (повећање од близу 40% за годину дана). Поред тога за јавна предузећа планиране су гаранције и то за ЕПС у износу од 35.160.000.000 РСД за подршку ОИЕ пројектима и додатних 23.440.000.000 РСД за финансирање ветроелектране капацитета 500 MW, а поред тога и још неких средстава. Укупно је одобрено са Немачком КФВ банком 21.431.676.819 РСД кредита за ЕПС и ЕМС. Од Deutsche Bank AG 3.987.328.859 РСД за ЕДС - пројекат управљања електродистрибутивном мрежом. ЕПС је зајам за ликвидност од 11.717.490.000 РСД добио од Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ЕПС је добио гаранције од 11.134.000.000 РСД за изградњу фотоапонских електрана (Морава и Колубара). Током 2025. плаћене су државне гаранције од 1.001.197.326 РСД за паметна бројила ЕДС-а, и још је било додато 9.376.000.000 за модернизацију мреже и 11.720.000.000 РСД за унапређење поузданости. Већина планираних инвестицијја у енергетику вероватно је остала у фази припреме имајући у виду ангажовање државе на другим приоритетима.

Функционисање берзе. Већ дуже време Србија безуспешно покушава да успостави функционалну берзу SEPEX, која би омогућила излазак на европско тржиште како произвођачима тако и купцима. Потребно је указати да се у региону паралелно са тежњом ка фер тржишту све време искривљује економска слика пословања електропривреда разноразним субвенцијама, почев од вишегодишњег субвенционисања ланца производње и потрошње енергије из фосилних горива. У тим условима тешко је очекивати велики број приватних инвеститора јер је окружење наметнуто са постављеним чврстим државним ограничењима. У таквом систему приватни инвеститори природно траже помоћ државе. Међутим, онда се економија енергетике своди на популизам јер сви који у њој нешто раде добијају неку помоћ од државе или на други начин зависе од државе. Од приватних инвеститора не само да се очекује и ефикасност и иницијатива, дакле није одлучујући само критеријум да ли добро раде или лоше, већ се додатно очекује и да предложе шта ће да раде да би производили електричну енергију и понудили ту енергију на тржишту.

[14] Провобитно планирано 600.000.000 РСД.

А требало би уместо приватне иницијативе држава да постави циљеве и дефинише потребе, па затим да отвори такмичење и да на основу тога одреди ко ће да ради.

Две успеле аукције у сектору су трасирале пут како би се морало радити, али је много стратешких партнерстава која економску логику стављају у други план.

Нови закони и спровођење донетих закона. Већим делом године нису усвајани нови закони у сектору енергетике. Активности су се свеле на спровођење измена закона донетих током 2024. које су ступиле на снагу:

- **од 1. јануара 2025**. године обрачунски интервал не може бити дужи од 15 минута, осим ако Агенција, на захтев оператора преносног система, не одобри изузеће које може трајати најдуже до 1. јануара 2027. године, а током трајања изузећа обрачунски интервал за балансно одступање не може бити дужи од 30 минута.
- **од 1. јула 2025**. године, капацитети за производњу електричне енергије који су започели производњу пре ступања на снагу овог закона а који емитују више од 550 g CO2 фосилног порекла по kWh произведене електричне енергије и више од 350 kg CO2 из фосилних горива у просеку годишње по инсталираном kW, не могу бити ангажовани у оквиру механизма осигурања капацитета.
- Члан 41. (мења основни члан 89.) кровног закона прописује следећу обавезу: Агенција за енергетику Републике Србије (AEPC) је дужна да једном годишње анализира потребу за регулацијом цена гарантованог снабдевања и да припреми и објави извештај о потреби даље регулације цена. У складу са Споразумом о оснивању Енергетске заједнице, Министарство ће доставити Секретаријату Енергетске заједнице извештај из члана 41. овог закона, који се односи на члан 89, најкасније **до 1. јануара 2025**. године, односно 1. јануара 2028. године – **овај извештај објављен је 31. марта 2025 и доступан је на сајту[15] AEPC-а.**

Неке измене **нису спроведене**:

- Уредба о „Стратешким енергетским пројектима“ из члана 24. овог закона, која се односи на члан 37а став 2. овог закона, **до 30. јуна 2025**. године **није донета.**

Крајем 2025. Скупштина Републике Србије усвојила је предлог **Закона о опорезивању угљеника** чије се активности одлажу за 2026. годину.

Међународна сарадња са фокусом на нуклеарну енергију. Током 2025 Србија је имала изузетно активну међународну сарадњу фокусирану на нуклеарну енергију, које суу некој мери одвлачиле фокус са ОИЕ, а што је било очекивано из претходног извештаја СЕ за 2024. Поред министарства енергетике била су активна и јавна предузећа, влада и кабинет председника. Након усвајања закона крајем 2024, започето је са формирањем међуресорне радне групе за нуклеарни програм и Националног тела за спровођење развоја нуклеарне енергије. Израђена је и прелиминарна техничка студија о мирнодопској примени нуклеарне енергије у Србији од стане Министарства енергетике и конзорцијума фирми из Републике Француске. Са директором енергетске компаније из Јужне Кореје, државна секретарка је потписала Меморандум о разумевању у области нуклеарне енергије. Јавно предузеће Нуклеарни објекти Србије потписало је у Пекингу меморандум о разумевању са Кинеским институтом за атомску енергију у вези са конкретним активностима декомисије истраживачког реактора у Винчи. Поред међудржавних споразума од стране ЈП нукеарни објекти потписан је и Меморандум о разумевању са међународном организацијом Светски институт за нуклеарну безбедност са седиштем у Бечу. Председник и Влада Републике Србије преговарали су са Републиком Мађарском о куповини удела у будућој нуклеарној електрани Пакш 2. Председник је у мају 2025. разговарао о државној сарадњи са Русијом на пољу нуклеарне енергетике, али иако су започети билатерални разговори о понуди изградње оба типа реактора, нису забележени конкретни резултати. Министар спољних послова потписао је са америчким

[15] https://aers.rs/media/FILES/ObrazlozenjaSaglasnosti/EE/IzvestajRegulacijaCena/2025-03-31_Izvestaj_regulacija_garan.snabdevanja%202025.pdf

министром енергетике Споразум о стратешкој сарадњи који обухвата и нуклеарну енергетику и који је ступио на снагу почетком 2025.

Остале активности МРЕ. Почетком године завршена је Студија оправданости и идејни пројекат за РХЕ Бистрица (ова Студија још није досутупна широј јавности), док се Студија о процени утицаја на животну средину очекује до краја године, али **није још завршена**. Почетком године спроведен је 2. круг зелених аукција за доделу тржишних премија за ОИЕ. Иако је тражено 424, завршена је са прихватањем понуда за око 645 MW по цени обновљиве енергије из сунца и ветра од око 50 €/MWh, јер су неки од инвестотора прихватили да делимично уђу у додељену квоту. Иако је био планиран до краја 2025. године ипак 3. круг аукција није одржан.

Посебна пажња у овом извештају биће усмерена на **активности АЕРС-а** као веома значајног државног енергетског субјекта са посебним акцентом на транспарентности. Поред значајних стварно предузетих регулаторних активности и годишњег извештаја, АЕРС периодично у својим билтенима[16] посвећује велику пажњу преношењу скептичних погледа како у вези са развојем заједничке ЕУ енергетске политике, тако и у вези са широком применом ОИЕ који не доприносе сагледавању штета од вишегодишњег закашњења енергетске транзиције у Србији. Поред сагласности на планове ЕМС-а и нових Правила о раду тржишта, најзначајнија одлука коју је у августу 2025. донео АЕРС[17] је сагласност ЕПС-у на **повећање регулисане цене за домаћинства од 6.6% у просеку** и измена тарифног става у погледу смањења границе преласка у „црвену зону“ потрошње, са образложењима која нису довољно убедљива јер су нам свакако потребне анализе о томе да ли се цео тарифни систем мора мењати. Такође није у потпуности сагледана опција обезбеђивања можда бољих услова код других снабдевача, посебно оних из ОИЕ имајући у виду постигнуте цене на аукцијама. Дискутовањем алтернатива у најширем кругу кроз стручне дискусије о могућностима, уз повећање транспаретности извештавања могуће је изаћи са корисним анализама о тарифном систему. Уместо тога АЕРС у својим недељним билтенима најављује: *Распад зелене стратегије ЕУ*, *Повратак нуклеарне енергије*, пита се *Како издржати терет зелене транзиције*[18]

Уочава се наставак политике да поред тога што су узајамни економски односи електропривредних предузећа одређени Законом, они су и даље делом **вођени посебним закључцима Владе Републике Србије, а не тржишним принципима**. Тако је према извештају ЕМС-а цена електричне енергије по којој је ЕМС набављао од ЕПС-а потребне количине енергије и током 2025. била 70 €/MWh (на нивоу 2024, а значајно нижа у односу на 2023. годину када је износила око 98 €/MWh).

У току 2025. године у 124 наврата је вршена промена састава балансних група (више него дупло у односу на 2024), иницирана уговорима о потпуном снабдевању између крајњих купаца и снабдевача, уговорима о преносу балансне одговорности између снабдевача и крајњег купца и уговорима о преносу балансне одговорности између балансно одговорних страна и снабдевача (ЕПС), али недостаје детаља са којима би ове промене биле **транспарентне**. Укупно 62 учесника на тржишту електричне енергије имало је статус балансно одговорне стране, док је 10 снабдевача своју балансну одговорност пренело на друге. Изменама које су ступиле на снагу 1. јануара 2025. године, временски и обрачунски интервал у систему балансне одговорности је скраћен на 15 минута. Крајем године АЕРС је дао сагласност на нова Правила о раду тржишта чиме је уведена **дуална балансна одговорност**, укључени су **агрегатори**, **активни купци** и **складишта**, и унапређен је и **механизам финансијског поравнања**.

Количина балансне енергије и цена није довољно транспарентно приказана јер нема података на основу којих је одређена пондерисана цена и тиме су подаци на нивоу сатне грануларности остали невидљиви. Током 2025. године укупна ангажована балансна енергија (за дебаланс система) наставља

[16] Информације објављене у овом билтену не треба нужно тумачити као опредељење АЕРСа темама које се обрађују

[17] https://www.aers.rs/media/Files/ObrazlozenjaSaglasnosti/EE/JS/2025-08-28%20493-2025-2_Odluka%20AERS%20o%20davanju%20saglasnosti.pdf

[18] Неко од наслова су и: , Европа на ивици геополитичког замрачивања, Цена климатске политике, Ускрснуће нуклеарне енергије, Енергетска транзиција запиње, Чворови транзиције итд.

да расте на око 1,2 TWh (2023. износила је око 1 TWh, а 2024. године око 1,1 TWh). Укупна пондерисана цена поравнања у 2025. години коју је приказао AEPC већа је у односу на 2024. (96,753 €/MWh) и износи 106,223 €/MWh, односно узимајући у обзир смер ангажовања балансних ентитета у случајевима у којима је укупна балансна енергија у обрачунском интервалу била:

- већа од нуле: 155,778 €/MWh (је виша у осносу на 2024. 146,679 €/MWh),
- мања од нуле: 28,511 €/MWh. (је нижа у односу на 2024. 31,925 €/MWh)

Пондерисана цена позитивне балансне енергије (преузете) износи око 144% просечне тржишне велепродајне цене (108 €/MWh), док пондерисана цена негативне балансне енергије (предате) износи око 26% просечне тржишне велепродајне цене.

***

Укупна анализа показује да се на страни државних актера уочава недостатак капацитета да се енергетска транзиција ефикасно спроведе. Недостаје **подједнако и одлучност и воља да се транзиција убрза**, али и кадрови а такође и потребна финансијска средства. Јер оно што се ради тренутно, то није спровођње планова, то су **изнуђени потези** условљени геополитичким потресима и настављањем енергетске политике из претходних деценија. Показало се да су планови недовољно разрађени за новонастале ситуације, и да се ради под принудом захтева да сигурност испоруке енергената буде обезбеђена на задовољавајућем нивоу.

У садашњем регулаторном оквиру назире се став законодавца и створене вештачке поделе надлежности електропривредних предузећа да је ЕПС ентитет која има мандат да доминантно производи и значајно тргује. Међутим у тој подели ЕПС је виђен више као неко ко треба бити кажњен ако тргује, тј. ако не чува своју енергију или ако не обезбеди „сам довољно своје“ сопствене енергије, па мора да купује. Продаја и куповина „струје“ од стране ЕПС-а није још довољно виђена као отворена тржишна прилика, већ искључиво као „издаја“ сопствених рудних резерви и критика његове „сопствене“ техничке (не)способности да енергију произведе, што је ограничавајуће за ЕПС и што захтева шире разматрање.

Приватни енергетски субјекти

Прегледом су обухваћени првенствено приватни инвеститори у сектору (обновљиве) енергије али и најзначајнији актери у сектору електро-машиноградње и грађевинске оперативе који је директно укључен у пројектовање и извођење енергетских постројења, односно оне активности које су изван оквира електропривредних предузећа.

Током 2025. ЕПС је за потребе снабдевања наставио са преузимањем енергије од приватних субјеката. ЕПС је тако укупно преузео кроз систем подстицаја од приватних произвођача око 1.8 TWh по просечној цени од 14 РСД/kWh (око 120 €/MWh), што чини укупно 25,23 милијарде динара, а за шта је од свих потрошача прикупљено по цени 0.801 РСД/kWh укупно 24,72 милијарде динара (без ПДВ). ЕДС је преузео око 1,2 TWh дистрибуиране производње на ниском и средњем напону, од чега преко 0,9 TWh обновљиве енергије, што указује на тренд раста ОИЕ у дистрибуираној производњи.

Број електрана из ОИЕ и малих електрана које нису у систему подстицаја је значајан. Иако нема званичних података о снази електрана прикључених на 20 kV средњи напон, према подацима[19] само током 2025. прикључено је 11 **великих фотонапонских електрана (реда 9,9 MW)** укупне снаге преко 90 MW, не рачунајући оне у статусу купац-произвођач, где има грађана али и правних лица. Током 2025. пуштен је у пробни рад први део ветроелектане Чибук 2 снаге 35 MW у приватном власништу, а приватни енергетски субјект Нафтна индустрија Србије током 2025. изградила је фотонапонску електрану снаге преко 7 MW.

[19] https://www.pv-magazine.com/2026/01/27/serbia-installs-134-3-mw-of-solar-in-2025/

Од стране осталих правних лица због растуће цене електричне енергије и даље постоји велико интересовање за сопствену производњу и стицање статуса **купца-произвођача** коришћењем соларних (фотонапонских) панела. То су постројења која су стекла статус и уписана у категорију остали од неколико kW па све до 8 MW[20], и према ивештајима њихов раст током 2025. године износи преко 42 MW, што је мање него претходне 2024. године када је било преко 46 MW, тако да је укупна енергија пласирана у мрежу достигла 0,055 TWh. Укупна регистрована снага ових електрана износи око 100 MW, и у овој снази предњачи рејон Новог Сада са око 34 MW. Очекивана укупна производња која се делом троши за сопствене потребе би требало да износи преко 0,1 TWh, а додатно се процењује да има значајан број оних који нису регистровани и који раде у режиму складиштења и/или одсецања производње из ОИЕ. Процене су да је укупна снага свих фотонапонских електрана у Србији током 2025. прешла 300 MW.

Компаније у приватном власништву предњаче у развијању пројеката батеријских складишта чија укупна снага износи 1.1 GW са енегијом од око 3 GWh[21].

Увоз угља кроз приватну иницијативу бележи значајан раст на годишњем нивоу 2021-25. од 11%/год[22] и заједно са осталим увозним енергентима (нафта, гас,...) достигао је 6.8 милијарди евра, уз дефицит од 1.4 милијарде евра годишње.

Значајна је изградња енергетске инфраструктуре у којој се ангажују приватна предузећа, али се примећује и све веће присуство приватних фирми ангажованих на одржавању[23] за потребе државних компанија.

Поред промена структуре енергетике, мења се и пратећа структура наплате и услуга која све више из државних институција прелази ка приватном сектору. Тако се од јула 2025. уместо рачуна код државног трезора (који почиње са 840) целокупна наплата електричне енергије доминантног снабдевача у Србији (ЕПС), одвија преко рачуна у једној комерцијалној банци - детаљи тог рачуна нису познати.

Могуће је да је активност приватних субјеката и већа него што је представљено у овом извештају јер њихова активност није била довољно обухваћена у извештајима који су ауторима били на располагању.

Остали енергетски субјекти

Поред електропривредних предузећа, законом ојачане АЕРС и приватног сектора, видљив је допринос и осталих актера, првенствено цивилног сектора и медија, који са отвореним питањима и критичким ставовима помажу сектору електроенергетике да се усаглашавање са политикама ЕУ врши ефикасније.

Активности на релацији ЕУ-Србија у енергетици током 2025. године биле су интензивне у погледу преговара око такси на емисије и евентуалне механизме изузећа, али преговори су вршени на нетранспарентан начин и без присуства цивилног сектора. Током августа 2025. године Србији је одобрено укупно око 350 милиона евра у оквиру Вишегодишњег оперативног програма за екологију и енергетску ефикасност. У октобру је Брисел начелно одобрио Реформску агенду, иако је, према налазима цивилног сектора, утврђено да Србија није успела да смањи емисије супмора у сагласности са својим ранијим плановима (НЕРП). Цивилни сектор је наставио да упозорава на формално спровођење реформи и нетранспарентан приступ.

Од активности струковних удружења у области електроенергетике, које су имали утицај на ову публикацију и које су утицајни медији пратили, поред конференције ЕНЕРГЕТИКА 2025, Савез енергетичара, Златибор, април 2025. издвајамо следеће:

- Самит енергетике[24] у Требињу, март 2025. године

[20] https://elektrodistribucija.rs/pdf/OSTALI_KP.pdf
[21] https://balkangreenenergynews.com/batteries-totaling-5899-mwh-in-grid-connection-procedure-in-serbia/
[22] https://api.pks.rs/storage/assets/Energetika%20i%20rudarstvo,%202025..pdf
[23] https://novaekonomija.rs/vesti-iz-zemlje/firma-dragoljuba-zbiljica-i-madjarske-drzave-izvodice-posao-od-110-miliona-evra-za-eps
[24] https://setrebinje.com/

- Симпозијум Нове енергетске технологије[25] у Будви, јун 2025.
- Конференција ЦИГРЕ[26] на Копаонику, новембар 2025.

Конференција ЕНЕРГЕТИКА 2025 била је детаљно обрађена у прошлогодишњем извештају. У овом извештају биће обрађена конференција ЕНЕРГЕТИКА 2026 на основу доступне документације Савеза енергетичара.

[25] https://epcgnet.com/
[26] https://cigresrbija.rs/skupovi/

3 Важност декарбонизације за електропривреду Србије

Наредне године су пресудне и за успостављање функционалног система за управљање транзицијом , јер без таквог система ни инвестиције не могу да дају добре резултате. Наиме, сама регулатива без праћења њених ефеката, без валидног извештавања са транспарентним подацима, без мерљивих индикатора прогреса у сектору и без корективно – управљачке делатности код прилагођавања регулативе је само празно слово на папиру.

У наредних неколико година ће се видети и какве ефекте има ЦБАМ механизам на укупну економију Србије, а посебно на енергетски интензивне секторе. До успостављања ЕТС система мора се пажљиво пратити одрживост и прилагођавање домаће економије новим околностима.

Статистички показатељи пораста просечних температура у последњих 25 година говоре о томе да је посебна димензија транзиције одговор на климатске промене, које су сушта реалност и које одузимају део раста економије. Климатске промене које се на нашим просторима најдрастичније манифестују кроз поплаве и суше већ коштају енергетски систем Републике Србије значајне износе. У овом контексту посебно се издваја поплава 2014. године која је узроковала престанак производње са озбиљном штетом у погонима. Исто је тако акутно и смањење годишње хидропроизводње због суша. Последице су појава принудног увоза електричне енергије. Не виде се још увек јасније одлуке које би предупредиле сличне последице и системски се супротставиле овим климатским неповољним феноменима. Електропривреде увиђају потребу за овим одлукама, али други конкурентни циљеви често доводе до сукоба приоритета. Овај сукоб нема на први поглед директну везу са декарбонизацијом, мада је он тај који доводи до њеног одлагања. Наиме, основна критеријумска функција (први приоритет) у електропривредним предузећима јесте „адекватност капацитета и осигуравање снабдевања по неким (приступачним) регулисаним ценама“. У тој формулацији крије се одговор на питање зашто је у последњих 5 година **само 3,5% електропривредних предузећа са преко 50% удела фосилних горива у свету спровело енергетску транзицију и прешло доминатно на ОИЕ (преко 50%)**. Дакле, последица овакве логике је повећано улагање у одржавање старих, постојећих термокапацитета (углавном на лигнит). У већини случајева главни предиктор будућег инвестиционог понашања електропривреда је њихово понашање у прошлости. Тако се транзиција одлаже за неки други период, а трошење фосилних горива и финансија наставља у супротном смеру од пожељног. Други део критеријумске функције може се посматрати различито, али у основи се он своди на економски задатак, остваривање тржишне функције, зараду, профит и стварање инвестиција за развој ОИЕ. Тај други део критеријумске функције значајно је потцењен као важан за будућност електропривредног предузећа. Стварање пожељне равнотеже између ових критеријумских функција отворено је питање за сваку будућу расправу. Ово **главно** питање може се расчланити на под-питања:

- енергетска сигурност у условима убрзане енергетске транзиције и начини њеног достизања у условима са интензивном декарбонизацијом сектора,
- уочљиво, мада не значајно, смањење поузданости испоруке електричне енергије између осталог и услед видљивих климатских промена (број екстремних временских појава из године у годину расте), уз пораст летњих вршних оптерећења и уз прекиде снабдевања услед снега [27] итд.

Ова питања је неопходно систематски проучавати и предлагати правовремене превентивне активности. Ваља указати да одлагање декарбонизације води само усложњавању ових питања.

Недовољно разрађени аспекти климатских промена (поплава и суша) имају ефекте не само на смањење производње, већ и на повећање увоза, односно на повећану набавку електричне

[27] већ од октобра, али највише крајем децембра 2025, долази до кварова далековода и западној Србији и без снабдевања неколико зимских дана остало је око 25.000 домаћинстава у 10 општина

енергије на тржишту[28] . Већ неколико година од 2000. суша умањује производњу у хидроенергетском сектору што поред директних ефеката на производњу електричне енергије током летњих дана, има ефекат смањења укупне количине произведене обновљиве енергије. Посебно лоша у том смислу је била 2025. година као једна од најтоплијих у историји. У раздобљу 2000 – 2025. просечна годишња хидропроизводња је износила 10,42 TWh са узорачном варијасном од око 1,4 TWh[2] и стандардном девијацијом од око 1,2 TWh. Ово показује да овакав модел не омогућава ваљану предвидљивост и да се он мора мора проширити. Амлитуда осцилација производње достиже 4.3 GWh, а промене између година иду ±20%. То говори да производња хидроенергије није стабилна и да је потребно дати већи значај моделирању, а не да се анализе своде на једноставне статистичке формулације: „лоша година“, „добра година“, већ да се очекивања о смањењу хидропроизводње, а тиме и годишње финансијске варијације грубо процењене на преко 100 M€, уграде у пословни модел. Додатно, испоставља се да су ове појаве корелисане са смањењем рада нуклеарних и термоелектрана у региону због хлађења, а што доводи до повећања цене електричне енергије на берзама. Овим темама није придат **довољан стручни публицитет**, па је тако рекордна хидропроизводња из 2023. године створила позитивну „илузију“ о хидропроизводњи, појачану медијским извештајима, а без покушаја да се уђе у суштину модела. Потребно је поставити модел у коме ће се видети да ли је једна добра хидролошка година можда узрок да следеће године буду лошије, и ако се то покаже, то онда треба да буде део оперативног плана рада хидроелектрана за следећи период, а не да се **ризикује будуће пословање ради можда краткорочног доброг резултата**. Овде су приказане само варијације хидропроизводње којом управља ЕПС, а варијације дотока још су израженије.

У просеку око 67% хидропроизводње (а то је прошле године било око 6.98 TWh) носе електране на Дунаву - Ђердап I око 78% и Ђердап II око 22%. Производње на ове две хидроелектанама су природно веома корелисане. Стандардна девијација је око 0.8 TWh и одговара коефицијенту варијације од 11,32% (идентичан је и за целокупну хидропроизводњу). Летња производња на нашим највећим електранама на Дунаву, сем киша, доминантно зависи од количине снега и леда који се отапају на Алпима. Подаци о прошлим, садашњим и будућим утицајима климатских промена на хидролошке прилике могу се користити за моделирање и симулације. Посебно су од интереса моделирања на хоризонту од 6 месеци, која се могу даље побољшавати хидролошким прогнозама сваког месеца.

У том смеру, потребно је испитати и неке нестандардне оперативне задатке (управљање водним ресурсима) за хидроелектране којима би се могли на основу наших компаративних предности и постојећих капацитета остварити ефекти слични градњи нових капацитета.

На утицаје промене климе у хидроенергетици и предвидљивост производње надовезују се и питање рада и осталих извора енергије. Оно што чини неизвесност код обновљивих извора енергије могуће је предвидети са грешком од 20-40%, док је оно што чини неизвесност код снабдевања фосилним горивима уноси грешку која иде до 100%. Ту се наравно мисли на логистичке ситуације. Дугорочна годишња варијанса код хидроелектрана значајно је већа него код ветроелектрана, а драстично изнад фотонапонских електрана, чија је варијанса дугорочно најнижа, јер првенствено зависи од понављајућег циклуса ротације Земље, а краткорочно и од појаве облака. Са друге стране краткорочна варијанса хидроелектрана смањена је акумулацијама, па је нижа од фотонапонских електрана - које су испод краткорочне варијансе код ветроелектрана. Све у свему варијабилност фактора искоришћења снаге[29] ветроелектрана (26,24%) и фотонапонских електрана од године до године нижа је од варијабилности хидрологије, што упућује на смањење ризика од „лоше године“. Ово је у контрасту са хидроенергијом где је стандардна девијација за хидроелектране износила преко 11,3% у односу на просек (уз флуктуације од ±20%). Код енергије ветра та девијација износи 5,7% просека (1,51 / 26,24), док је код соларне енергије она занемарљивих 4,3% (0,60 / 13,84). Ово практично значи да планери у сектору електроенергетике у

[28] https://ember-energy.org/latest-insights/heat-and-power-impacts-of-the-2025-heatwave-in-europe/
[29] За ветроелектране 26,24% са стд. Дев. 1.5% , за фотонапонске 13,84% са стд. Дев. 0,6%

Србији могу са око 95% сигурности предвидети тачну количину електричне енергије коју ће током године произвести извори енергије ветра и сунца.

У последње време говори се о коришћењу вештачке интелигенције чији концепт треба подићи на виши ниво од корисничког. Дакле, не примена као таква која је сама себи циљ, већ да се сагледају шире последице. Тривијални примери су да коришћење за енергетско планирање доводи до тога да се троши више енергије, а дугорочно да се у разматрање не укључују опасности по човека и разумевање значаја очувања животне средине.

***

Одговоре на ова питања није могуће наћи искључиво у оквиру електропривредних предузећа и зато је потребно отворити најшири могући дијалог. Савез енергетичара и ЕПС организовали су конференцију ЕНЕРГЕТИКА 2026 на Златибору на којој је акценат био на отвореним панел дискусијама, али и неформалним разговорима. Проблемима се приступило на различитим нивима: најпре размена мишљења извршних директора, затим дискусије о сектору финансија, даље се преко доприноса реалне приватне иницијативе на крају стигло до укључивања науке. Поред панела на конференцији је изложено више од 100 радова који се баве проблематиком енергетског сектора Србије.

Ставови панелиста конференције ЕНЕРГЕТИКА 2026, Златибор

Током конференције ЕНЕРГЕТИКА 2026 на Златибору, кроз четири стручна панела могли су се чути ставови директора електропривредних предузећа, финансијског сектора, приватног сектора и научног дела енергетске заједнице.

На **панелу 1**. било је могуће чути како директори електропривреда у региону (Црна Гора, Бих, Реп. Српска и Србија) виде декарбонизацију (транзицију). Јасније него претходних година се видело да основно питање није да ли треба ићи у транзицију, него како то урадити у ситуацији у којој не влада тржишна логика. У том смислу делује да је логичан и став да електропривреде јесу кључни носиоци транзиције, али никако не могу бити једини њени финансијери. Електропривреде поред обезбеђивања сигурности не беже од тржишног понашања (увоз и извоз), схватају да је производити енергију из угља скупо, а из осталих извора јевтиније. Да би још поткрепили ту чињеницу наводе пример да производња из угља кошта преко 90 €/MWh, и да ће економски диспечинг одређивати ангажовање ако већ није еколошки. Еколошки захтеви виђени су као додељене обавезе, за које се очекује да неко други буде финансијер, јер електропривреде немају начина да их поднесу. Увиђају да уз све наметнуте трошкове, производња енергије постаје скупа, а мора бити тржишна. Директори електропривреда виде тржишну логику и теже да њихов производ буде повољнији на тржишту. Са ценом од нпр. 100 €/MWh од (увозног) угља из Индонезије овај производ (електрична енергија) мора бити пласиран у тржишним условима. Ако буде изнад те цене онда „неко“ то мора да плати. Даље увиђају да без енергетске транзиције електропривреде неће опстати на тржишту, а то носи значајан ризик за губљење дела бруто друшвеног производа (!). Као концепт развоја види се логика коришћења постојеће инфраструктуре и развоја пројеката обновљивих извора на депонијама и пепелиштима. Међутим, поред изградње јевтиних нових извора, сигурност снабдевања (из угља) наноси годинама све веће трошкове, јер процес изласка термоелектрана мора да буде усклађен са успореним уласком нових извора. Према једној логици код електропривредних предузећа фактор време постаје важан, а дужина развоја пројеката и њихове изградње што краћа па чак и пресудна, а у ту слику укпапају се само фотонапонске електране, ветроелектране, батерије и можда још понешто. Паметна енергетика кроз дигитализацију још није (довољно) заживела. Електропривреде на страни потрошње уочавају промене навика и увођење нових технологија грејања/хлађења и транспорта код грађана.

Уочено је да је промена регулаторног оквира неопходна у новонасталим условима јер је за изградњу капиталних пројеката неопходна дуга, ваљана припрема.

Краткорочна стабилности уз избегавање непотребних ризика. Тржишна логика монополског положаја коју електропривреде имају омогућава да се смање ризици и да се свака инвестиција максимално искористи (нпр. батерије се пуне када је најповољнија цена енергије на тржишту). Електропривреде сматрају да је на свим актерима да ризикују и да нико не треба да буде поштеђен. У том смислу сматрају да ако се очекује да електропривреда (краткорочно) стабилно послује онда нема места преузимању туђег ризика или давања повлашћене цене некоме ко је од стране државне администрације одређен (приватним субјектима произвођачима из ОИЕ). Тако електропривредно предузеће које избегава непотребне ризике не може да обезбеди повластице које могу други енергетски субјекти који ризикују. Реални опсег у коме електропривреде спроводе транзицију уз наметнуте економске терете, јесте максимално искоришћење сопствених компаративних предности или постојеће инфрастуктуре нпр. Изградња заменских агрегата за угаљ. То је тихи сукоб електропривредних предузећа, приватних субјеката и државне администрације око енергетске транзиције. Државна администрација не види ЕПС и енергетску транзицију целовито, већ одвојено. Перцепција администрације је да ЕПС у принципу постоји да бисмо „имали струју“, а питање цене је мање релеватно. Даље је констатовано да у реалним околностима ЕПС не може да преузме сав ризик изградње ОИЕ и да онда треба неко други да то реализује. Стога се намеће закључак да ако електропривреда не може довољно да инвестира у ОИЕ из сопствених извора онда остаје ван игре - а за инвестиције се у таквој варијанти мора имати други план.

Сарадња. Уочено је да неки вид енергетске сарадње у региону постоји, јер постоји тржиште, али да није ни близу искоришћен потенцијал како је био планиран у СФРЈ, те да овакве стручне конференције подижу степен пријатељства у региону. Изнет је и предлог да се омогући размена енергије током периода ремонта, али није било размене мишљења на ову тему и као почетни модел сарадње је предложена хидроенергетика на Дрини.

Осврт на таксу на угљеник. Све више актера увиђа да декарбонизација данас није само еколошка прича јер финансијски ефекти постоје и морају се платити – преко ЦВАМ механизма. Конкретно се појавила идеја да се уведе пореско ослобођење за инвестиције у ОИЕ. Сматрајући да електропривреде у овом тренутку не могу да плате цену емисија на ЕУ нивоу корисно би било да се средства која се наплате у матичној држави због емисија (у мањем износу) искористе у сектору за развој ОИЕ. Уколико би овакав механизам заживео електропривреде обећавају да би могле да спреме пројекте. Иначе од почетка године електропривреде бележе ниже приходе од продаје јер су цене објективно ниже за онај неопорезовани износ угљеника (пошто опорезујемо угљеник са пар евра) који ће једног дана доћи на наплату. Кроз праксу[30] се дошло до закључка да је у вези са увођењем ЦВАМ механизма од стране ЕУ бивало управо онако како је најављивано, а да је на нашој страни било нереалних очекивања „да нећемо то морати радити“. Сада када се мора успоставити систем, није тешко видети да не само да постоји историјска шанса, већ да је она постојала и раније, јер су електропривреде могле да плаћају у еколошки фонд раније.

Централно питање овог панела је расплуђеност логичке оштрице доношења одлука у условима контроле пословања од стране државне администрације и природне потребе за тржишним пословањем са профитом.

***

Финансијски сектор у електропривреди је сагласан да потребна средства за усаглашавање енергетске политике Србија-ЕУ, превазилазе постојеће јавне финансије и захтевају посебну финансијску архитектуру, кроз троструко јавно- приватно-међународно партнерство. Не само то већ и правни оквир који није само норматив, већ који нуди прилику за инвестирање. Током панела увиђа се неопходност квалитативног искорака из фазе планирања у извођење, чиме се повећава кредибилитет институција, али

[30] Прошле године на скупу се чуло о могућем негативном утицају ЦБАМ механизма на развој тржишта електричне енергије у југоисточној Европи и на чињеницу да негативно утиче на интересовање инвеститора јер су очекивања о постепеном увођењу пореза на угљеник реална

за који је потребна проактивност, и јасно пресликавање апстрактних циљева на конкретне пројекте што на послетку води и у могуће смањење ризика и смањење укупних потребних трошкова. У фази моделовања неопходна је интеграција са макроекономским моделима раста, инфлацијом, БДП-ом и ендогенизација варијабли сектора енергетике у те економске моделе.,

Недостаје искуство за велике инвестиције. Констатовано је да су у садашњим условима највеће инвестиција у одржавање производње у термоелектранама реда 500-800 милиона евра, док за, декарбонизацију у електропривреди треба неколико милијарди годишње, а реално треба вероватно између 15 и 20 млрд. евра до краја деценије. Електропривреде виде потребу да се на тржишним принципима деле ризици и профит и да превлада схватање да енергетика није социјална категорија. Финансијски сектор кашњење транзиције види као трошак, а енергетску транзицију као прилику за инвестиције, а не као трошак. Видљиво је заостајање за западном Европом у тржишним механизмима, посебно су истакнути корпоративни уговори о преузимању и плаћању. Као могући разлог тренутног успоравања инвестиција јесте процена ризика наплате од институција и привреде у постојећим условима. Финансијски сектор нема искуства са великим инвестицијама. Појединачне банке су за 20 година енергетске транзиције пласирале колико би требало годишње (кредити привреди укупно 18 млрд€, грађанима 35 млрд€). Пропуштене су многе прилике да већ имамо у значајној мери изграђене ОИЕ електране. Оно што се све више уочава (а било је најављено у прошлогодишњем извештају СЕ) јесте откуп ОИЕ пројеката у завршној фази (са грађевинском дозволом) од фирми које развијају пројекте а што је потпуно обрнуто од онога што се очекивало да је у енергетској транзицији требало урадити. За тако нешто потребан је фонд за праведну и зелену транзицију и прилика за међудржавне инвестиције, јер је финансијска самодовољност немогућа.

Синергија, не супституција капитала: 1. држава као предводник, 2. приватни као носилац, 3. међународни као смањивач ризика. Једно мишљење је да финансијска суштина транзиције јесте да краткорочни притисак на јавне финансије доводи до структурне трансформација енергетике и економије. Према том виђењу кључно је да јавни капитал отвара врата за приватни капитал. Уласком приватног капитала решавају се фискална ограничења јавног сектора и омогућава трансфер технологије. У следећој фази иде се на тржиште кредита и уговарање камата, уз очекивања да би услови могли бити мало бољи од тржишних за такве зелене пројекте. Ту постоји и конкуренција у региону, јер капитал је ограничен. Банке су опрезне и виде велики ризик у томе да грешка не направи на почетку убрзане декарбонизације.

Констатовано је да је регион закаснио у транзицији и зато је извесно потребно више инвестиција у пројекте ОИЕ. Међутим, енергија као тржишни производ нагомилава ризик у периоду реализације пројекта, који се сваким продужењем реализације повећава, а уз то предвидивост цена је мала, а додатно свака већа инвестиција сама по себи представља проблем. Стога је став панелисте из електропривреде да је потребна нека додатна заштита за државно предузеће, нешто попут уговора о преузимању која постоји за приватне субјекте. Као отворена могућност, електропривреде траже квалитетне пројекте из приватне иницијативе, уз поделу ризика.

Цене енергије на берзи су пале, а регулаторни оквир је недовољно подстицајан, тако да је отежано финансирање пројеката ОИЕ који су искључиво усмерени да послују на берзи.

***

Трећи панел у коме су учествовали директори и представници научне заједнице (факултета и института) био је посвећен применама вештачке интелигенције (в.и.) у електроенергетици. Констатовано је да електропривредно предузеће успешно примењује в.и. у прогнози потрошње, прогнози дотока, предиктивном одржавању. Дакле, постоји широка примена на макро и микро плану. Посебно је наглашено да портал *увид у рачун* има 1.000.000 корисника и да су над овим проверљивим подацима могуће предикције. Са друге стране говорило се о коришћењу в.и. у класификационим проблемима, затим за предвиђање настанка квара, симулацију и локализацију кварова,... Истакнуто је да је инсталисана снага у државним датацентрима 14 MW, и да је очекивано проширење до 50 MW. Свакако се о њиховој потрошњи

мора водити рачуна, јер се у неким државама већ јавила забрана изградње имајући у виду да достижу и до 18% укупне потрошње електричне енергије. Као додатни импулс за развој в.и. виђена је потреба да ови центри буду и физички на територији Србије. Оно што наши институти тренутно раде и подаци којима располажу у вези са водостањем јесте прикупљање података о дотоцима слива Дрине на бази сопствених уређаја и мерења, поред званичних података из Републичког Хидро-Метеоролошког Завода. Такође ради се на прикупљању података и управљању код великих ротационих машина. Будућност примене в.и. очекује се и у предикцијама производње (сунце и ветар), и потрошње. Сем коришћења, није било речи о развоју в. и. Панелисти нису стигли да говоре о тешкоћама обезбеђивања све већих количина енергије за коришћење в.и. иако је познато да су рачунарске перформансе вештачке интелигенције у смислу енергетске ефикасности лоше у односу на алтернативе.

Уочава се прилика да у условима смањења извоза електроприреде имају шансу да продају вишкове датацентрима. Свакако је потребно дубље сагледавање свих аспеката утицаја датацентара на профиле потрошње и на отварање компетиције са традиционалним потрошачима.

***

У сусрет великим често најављиваним новим државним пројектима складиштења енергије (у прошлогодишњем извештају) и као одговор на реалне захтеве привреде тема складиштења додатно је стручно размотрена у оквиру **4. панела**. Сама делатност складиштења интересатна је и због чињенице да је преко 1 GW батеријских складишта затражило прикључак на преносну мрежу. Поред тога што се поред ОИЕ, флексибилност система и складиштење енергије виде као веома значајни у енергетском моделирању за потребе државних планова и стратегија, о чему се доста говорило у теоријском смислу, није било прилике да се чују ставови електропривреда и приватних субјеката који реализују ове пројекте. Реализација пројеката батеријских складишта везана је искључиво за постојање тржишта електричне енергије и за за пословање у форми *купи јефтино – продај скупо* (профитабилност складиштења се обично везује за распон цене око €100/MWh). Шире гледано складишта остварују приходе и на тржишту помоћних услуга, али у нашем региону готово да нема оваквих примера.

Пошто је дакле појава складиштења везана за профитаблност, једно од питања модератора било је: да ли се критеријумска функција складишта посматра у односу на унутрашње актере или у односу на шире ЕУ окружење.

Оно што се очекује следеће године је да „зелена“ енергија при извозу буде ослобађена од таксе на прекограничне емисије, па да се онда с њом тргује у ЕУ, а не на нашој берзи - која има лошију цену. Учесници примећују да је такса на прекограничне емисије померила тачку пресека понуде и потражње „не само да је донео лошију цену, CBAM је однео око 600 MW понуда на берзи“. И на овом панелу учесници констатутју да нисмо на време реаговали у вези са последицама такси на прекограничне емисије (иаоко смо причали о томе од 2023) и сада је берза оштећена (о томе смо причали прошле године). Сада се траже прилике да батеријама као флексибилном енергетском имовином у коме значајну улогу имају финансијски и ИТ сектор управља оптимизатор - као шпекулант (под претпоставком да инвеститор у батерије нема стручни капацитет да управља њиховом експлоатацијом). У том смислу говори се о уговорима откупа електричне енергије из батерија, као могућем моделу финансирања њихове изградње.

Таксе на прекограничне емисије утицале су на пад профитабилности инвестиција у фотонапонске електране и донеле шпекулативни приступ и чекање. У току су активности око унапређења процедура добијања дозвола за прикључења на преносној мрежи, али недостаје сличан искорак на дистрибутивној мрежи. Отворило се питање и батерија у државном власништву. Као један од могућих начина да „задржи ОИЕ у земљи“ очекује се подизање откупне цене енергије из ОИЕ. Могући одговор електропривреде је промена тарифног система кроз имплементацију динамичких тарифа јер су цене непредвидиве у овим нестабилним политичким условима.

Иако постоје покушаји да једно технолошко решење (комерцијално доступна технологија литијумских батерија) реши многе проблеме у вођењу система са високим уделом ОИЕ, ипак због недостатка политичке воље још није виђен већи број батеријских складишта у региону.

***

Уважавајући све горе наведене ставове и ценећи енергетску независност као важан стуб будуће енергетске политике, Савез енергетичара остаје при ставу од прошле године: **у овом тренутку се чини да будући енергетски микс заснован искључиво на домаћим ресурсима (вода, ветар, сунце, биомаса, геотермални потенцијал, енергија отпада, ...), са развијеним технологијама складиштења енергије (реверзибилне хидроелектране, батеријске електране, управљање потрошњом, ...) и са широко развијеним технологијама за примену зеленог водоника није идеализована слика енергетске будућности већ обећавајућа технолошка реалност. Увођење нуклеарних технологија у енергетски микс Србије остаје као резервна опција уколико се претходна наведена опција покаже као неостварљива.**

4 Шира слика стања и изгледи за будућност

Шира слика електроенергетике у 2025. години је да се Србији електрична енергија доминантно производи из домаћег лигнита у термоелектранама у власништву ЕПС-а, затим у хидроелектранама и коначно малим делом и у електранама на ОИЕ. Не очекује се већи пад производње након кризе из 2022. године. Уз интервентни мањи или већи вишегодишњи увоз стабилизује се домаћа потражња за електричном енергијом. Као производ ЕПС електричну енергију већински предаје ЕМС-у и углавном ЕПС, као снабдевач, располаже с њом на домаћем тржишту. ЕМС управља преносом значајних количина прекограничних транзита енергије које су реда величине саме производње у Србији и које су без значајнијих промена у последњим годинама. Треба указати да се највеће промене виде на нивоу средњег напона под контролом ЕДС-а. Са аспекта раста потрошње имају се одређене флуктуације од године до године, али се не види значајнији кумулативни раст потрошње електричне енергије на дистрибутивној мрежи. Изгледи за могући раст потрошње се сагледавају кроз електрификацију сектора транспорта и грејања и шире коришћење датацентара.

И посебно је важно да се мора пажљиво сагледати конфликт између два принципа: енергетске независности (суверености) и енергетске сигурности . Наиме, јасно је да енергетска сигурност подразумева што потпуније интегрисање у паневропско тржиште, али и изложеност геополитичким потресима и последицама. Налажење оптималне равнотеже између ових принципа је суштина мудре енергетске политике.Ово је важно нагласити јер у енергетском смислу Србија није независна држава. Увозна зависност је у последњим годинама између 42 % и 45 % и посебно је изражена у нафтно – гасном сектору (од укупних потреба за сировом нафтом Србија увози око 80%). С друге стране лигнит, као домаћи ресурс на основу кога је произвођено у последњим деценијама око 70% електричне енергије, све је лошијег квалитета тако да се показала потреба за увозом угља у последњим годинама. Увоз угља је у 2010. години износио 131 ктое, а у 2024. години 574 ктое, са максимум у 2023. години од 836 ктое. Са перцепцијом која је била доминантна у енергетици Србије да је угаљ незаменљив, да је домаћи ресурс, да обезбеђује радна места и јача енергетску независност, будућност коришћења угља остаје главни изазов у деценијама пред нама. Србија за разлику од већине европских држава није утврдила динамику затварања термоелектрана на угаљ.

Инфраструктура у енергетском сектору је у великој мери стара тако да је преко половине термоенергетских капацитета старије од 30 година и са таквом флотом термоелектрана већ су регистрована погонска стања у којима је 40% укупних термо капацитета нерасположиво!

Енергетска транзиција мора се тако спроводити да се симултано има кретање према декарбонизованом сектору уз високе вредности показатеља адекватности производње, уз јачање преносне мреже и интерконекција, уз повећање складиштења енергије и уз интензивирање одзива потрошње.

Потребна је значајна промена регулаторног оквира. Уочава се да је стање у термоенергетском сектору лошије, након системских пропуста у том сектору из 2022. године. Опоравак је и тежак и успорен. То што је ЕПС у стању да оствари профит и да нема потребу да ликвидност одржава кредитима[31] не може се посматрати као обећавајуће на дужи рок, тако да је потребна је значајна промена пословног модела за функционисање електропривреде. Јер ЕПС се, у једној од варијанти, може посматрати као суштински губитник енергетске транзиције у коју улази са својим доминатно фосилним портфолиом **којег ће морати, али кога не може лако да се реши**, препуштен сам себи, без реалних изгледа да се самостално извуче, већ више приморан да држи постојеће и задате позиције од стране администрације, што је дуже могуће, по цену високих трошкова у будућности, који се изнова оправдавају потребама сигурности снабдевања у садашњости. У таквим околностима није за очекивати да се ЕПС бави пословима транзиције и да је спроводи, већ су му приоритети да поврати и одржи ликвидност уз минимално повећање цена које му администрација редовно одобрава, јер се финансира ван јавних

[31] https://novaekonomija.rs/vesti-iz-zemlje/direktor-eps-gradjani-i-privreda-mogu-biti-mirni-obezbedjujemo-sigurno-snabdevanje

финансија. У таквим околостима ЕПС о кредитима за ОИЕ једва да може и да размишља, већ му остаје само да настави са погрешном логиком производње енергије из фосилних горива. Поред финансијских тешкоћа које су произишле из нелогичности модела пословања ЕПС-а и важећег регулаторног оквира, електропривреда је оптерећена разним другим такође у политичком смислу наслеђеним нелогичностима – типичан пример је да се за исти обим посла ангажује већи број радника[32].

Потребна је дакле промена модела пословања ЕПС-а као и регулаторног оквира која ће резултовати опипљивим променама финансијског стања ЕПС-а, јер тренутно електропривреде немају оправдања да улажу у изворе енергије када из тога не могу да остварују профит. То никако није због тога што су ОИЕ (генерално) непрофитаблини (или да су скупљи од садашње алтернативе која се своди на лигнит), већ стога што је финансијски оквир електропривреде до те мере инвертован, да у њему нема тржишне логике. То се види у увозу лигнита из Индонезије којим се остварују краткорочни ефекти, међутим та је појава у дубинској колизији са енергетском транзицијом и неопходним реформама. Чак и када крене да улаже у нешто што је профитаблно само по себи (попут ОИЕ), електропривреда ће губити због оклевања, одлагања и минимизације политичког ризика, па на крају неће ни моћи да на таквом пројекту заради, јер се показује да нема довољно стручних капацитета за ефикасно завршавање пројеката ОИЕ.

Сви годишњи извештаји су у суштини недовољно транспаретни, и траже улагање значајних напора да се схвати суштина постојећег стања. Суштински, извештаји не указују на транспаретно пословање нити на могућности контроле над јавним предузећима, која је утврђена законима и Уставом, али и моралним начелима и друштвеној одговорности имајући у виду износе средстава и ресурсе који су им стављени на располагање и чињеницу да готово сви грађани плаћају ову једну такву добрим делом нетранспаретну услугу.

Иако су реална очекивања да AERC својом улогом и додељеном снагом може бити мотор у стварању новог одрживог финансијског оквира убрзаног развоја енергетике по угледу на ЕУ, стиче се утисак да AERC више чува постојећи недовољно подстицајни оквир. Уместо конзервативног става, за очекивати је да AERC започне интензивније активности промене овог оквира. Уочава се да AERC врши прерарасподелу прихода регулацијом свих актера у сектору, па тако и највећег ЕПС-а. Тако би нпр. извештај AERC о прикупљању накнаде за подстицај ОИЕ могао бити транспарентнији и могао би значајно бити унапређен приказом сатних вредности којима располаже уместо агрегираним подацима на годишњем нивоу. У садашњој ситуацији у извештајима поменути приходи ЕПС-а по основу продаје електричне енергије по признатој цени (која износи 0.801 дин/kWh), не говоре о томе која је стварна цена преузете енергије. Тако није отворена могућност да се анализира да ли ова енергија може да буде пласирана по повољнијим условима за ЕПС – у некој варијанти измењеног финансијског модела пословања ЕПС-а.

Приходи ЕМС-а омогућују да се планови развоја мрежа могу успешно реализовати. Планови развоја мрежа у Европи као и начини како се оперативно управља мрежама, раде се по методологијама које је неопходно унапређивати због уочених прекомерних радних напона у преносним мрежама.

Преузимање мерних места од стране ЕДС-а је споро и касни, ако се настави темпом из 2025. очекивано је да неће бити ускоро завршено.

Изгледи за будућност

Србија и даље **веома зависи од резерви лигнита чија је експоатација све сложенија и неизвеснија**. Изгледи за осетније побољшање стања у рударском сектору нису реални све до момента док се са увођењем копа Радљево достигне производња угља довољна за постојеће термоенергетске капацитете. Дакле, **краткорочни изгледи за напуштање литнита су нереални**, али преовлађује сазнање да је истовремено гашење старих термоенергетских капацитета уз изградњу нових заменских капацитета из ОИЕ (који су адекватни и по снази и по енергији и имају обезбеђену флексибилност) неминовност.

[32]https://www.slobodnaevropa.org/a/srbija-kosovo-elektroprivreda-preduzeca/33615643.html

Важно је указати да главни фокус активности у сектору не треба да буде што дуже одржавање постојећег стања, у смислу производње из лигнита, већ управо искорак ка новим технологијама за производњу из ОИЕ подржаним са изградњом складишта енергије и свеукупном дигитализацијом сектора. Застарели концепт да су ресурси лигнита (након што су нафта и гас потрошени) нешто чиме Србија располаже и има знања да користи, па да је најбољи начин да се користе сада и на постојећи начин, треба заменити концептом да нисмо ми као генерација позвани да све расположиве ресурсе искористимо и **императивом да будућим генерацијама омогућимо бољу а не лошију позицију када је енергетика у питању**.

Након фискалне консолидације из 2014. одбачена је идеја државних улагања у сектор и наметнут је од Министарства финансија **став да је финансирање пројеката ОИЕ доминантно задатак приватних инвеститора, ЕУ фондова и грађана**, али је од пре пар година враћена идеја да и ЕПС, као најмоћнији играч у сектору, може да понесе пропорционални део терета у изградњи ОИЕ и да одговорно партиципира у овом великом и ризичном послу из кога је што својом, што вољом других, био искључен.

Иако јесу у могућности да прикажу профит, пословање у електроенергетским предузећима је по правилу на ивици профитабилности и недовољно за иоле амбициозне развојне планове убрзане декарбонизације, тако да суштински **недостаје финансијских средстава** за нека озбиљнија улагања у пројекте ОИЕ и изгледи да се то промени, без значајних реформи регулаторног оквира, су слаби.

У вези са **слабим али све повољнијим** изгледима за изградњу нових, великих производних капацитета из ОИЕ у Србији, добро се подсетити недовољно успешних резултата изградње термо блока Б3 у Костолцу која је реализована од стране кинеског партнера уз увећања трошкова и претње међународном арбитражом. Код овог пројекта планирани трошкови су увећани за око 18%, уз пролонгирање градње на 11 година и са изложеношћу расту цена емисија - које доводе у питање профитабилност пројекта. То су важне поуке које указују да **нестручно вођена изградња крупних пројеката у енергетици угрожава јавни интерес**.

Треба се подсетити да су двадесетогодишња искуства ЕПС-а таква да се за резултат има да ЕПС гради **спорије, скупље и теже** него конкуренција из приватног сектора. Зато је важно пажљиво сагледавати будућа улагања. Наиме најављена је **увећана цена изградње** РХЕ Ђердап 3 за преко 85%, самобалансирајућих фотонапонских електрана 90%, РХЕ Бистрица преко 15%[33] а да фаза пројектовања још није завршена и да сама градња није започета.

И овде је потребно указати на став да модел приватног финансирања који доноси резултате на кратке стазе јесте **дугорочно ризичан и начелно може бити погрешан**. Наиме, јавни интерес који се остварује са изградњом ОИЕ са приватним капиталом врло често је у сукобу са другим јавним интересом – заштитом животне средине. Као средњи пут, али још увек са слабим изгледима за примену код нас, остаје концепт јавно-приватног партнерства и принцип изгради-користи-пренеси, уз могућу надградњу

Одређивањем **симболичне цене емисија** крајем 2025. године државна администрација шаље јасну поруку у којој мери заиста прихвата ЕУ вредности и заиста жели улазак у јединствено тржиште, и колико је њена економија спремна и може да плати (незнатни) део еколошких трошкова. Са друге стране у таквом концепту ЕПС-у се нуди још један намет у виду таксе, без решења да пласира један део сопствене енергије, који је био намењен извозу пре прихватања таксе. ЕПС-у дакле **прети смањење термопроизводње без решења за недостатак прихода**, па се може очекивати да ће их потражити кроз повећање цена.

Упркос свим финансијским проблемима, електропривредни систем Србије у стању је да сигурност испоруке одржава на задовољавајућем нивоу, уз услов да се додатна **јача ниво координације са суседним операторима** система, не само на нивоу продаје енергије некоме ко је нема у датом моменту,

[33] https://novaekonomija.rs/vesti-iz-zemlje/fiskalni-savet-cbam-eps-struja-cena-analiza-ugljen-dioksid-privreda

већ и кроз унапређено заједничко управљање системом како би он могао да се боље искористи у условима различитих поремећаја.

Иако се ради на подизању кадровских капацитета за превазилажење нагомиланих проблема мора се то чинити још ефикасније како недостатак стручности не би довео до избегавања решења са новим технологијама, превеликом избегавању ризика и даљем заостајању у примени иновативних решења у пракси. Опште је познато да сектору недостаје креативних руководилаца и ефикасних стручњака, а да се има значајан вишак радне снаге у администрацији, запослене углавном по страначким критеријумима.

Могућности

Свакако је важно уочити и мало изгледан сценарио у коме би у случају већих тешкоћа са сопственом производњом ЕПС могао преко берзе и уз помоћ ЕМС-а да повољно набавља електричну енергију у региону. С друге стране ЕДС би се више окренуо дистрибуираној производњи и купцима-произвођачима. Интересатно би било такав сценарио детаљно симулирати пре него што се можда догоди.

С обзиром на потребну брзину промена у сектору, свакако је неопходно размотрити техничке, технолошке и комерцијалне последице током спровођења убрзане енергетске транзиције. Боље сагледавање ових околности тржишном логиком и улажење у токове новца предуслов је за разумевање системски замршених односа енергетских субјеката који су настали током претходног периода. Остаје потреба да се јасније сагледају међусобни биланси и потраживања између електроенергетских предузећа, али и других актера[34]. Нове тржишно здраве могућности, као што је изградња електрана на ОИЕ, ЕПС тешко може да реализује без решавања ових пословних односа. Као додатни пословни проблем за ЕПС јесте наслеђена висока накнада у систему државних подстицаја која је виша од просечне велепродајне цене електричне енергије на организованом тржишту, па њено враћање у тржишне оквире представља изазов. Могућности детаљног сагледавања потребних и довољних инвестиција веома су важне због реализације развојних планова.

Основни закључци

Генерално, у овогодишњим извештајима није уочљив негативан став о обновљивим изворима енергије нити у смислу цене, нити техничке захтевности, нити ризичности за стабилност система, а они јесу све више препознати као део решења, мада се ипак предност даје одржавању постојећег стања.

Ако би се на основу извештаја сумирали основни закључци овог извештаја оно што је **добро је да се**:

- извештаји подносе редовно, уз закашњења до једног квартала,
- актери не устручавају од отвореног стручног дијалога,
- руководиоци неких значајних енергетских предузећа појављују у медијимима и то посебно када су неке мање добре вести актуелне тако да јавност ипак бива у могућности да открије шта се десило у вези са акцидентним ситуацијама.

Оно што **недостаје**:

- Виши квалитет извештаја којима би се кроз квантификацију указало на негативне појаве пре него што се деси већи поремећај.
- Хитно решење за таксе на CO2 од стране Министарства финансија и Привредне коморе Србије.
- Развијени пројекти, односно спремна пројектна документација до грађевинске дозволе ради планирања изградње нових пројеката ОИЕ у околностима са интерном таксом на CO_2 реда 100 М€/год.
- Што више транспаретности у раду и стручне контроле регулаторних тела.
- Контрола трошења сопствених средстава електропривредних предузећа

[34] нпр. стање дуга према ЕПС снабдевању од стране само 20 највећих дужника из других предузећа током 2025. на нивоу је од прошле године или око 190 милиона евра.

- Недовољно анализа о неповољним ефектима производње електричне енергије из угља (за разлику од негативних конотација производње из ОИЕ - који пуне јавни простор).
- План напуштања угља за сваки појединачни блок у термоелектранама.

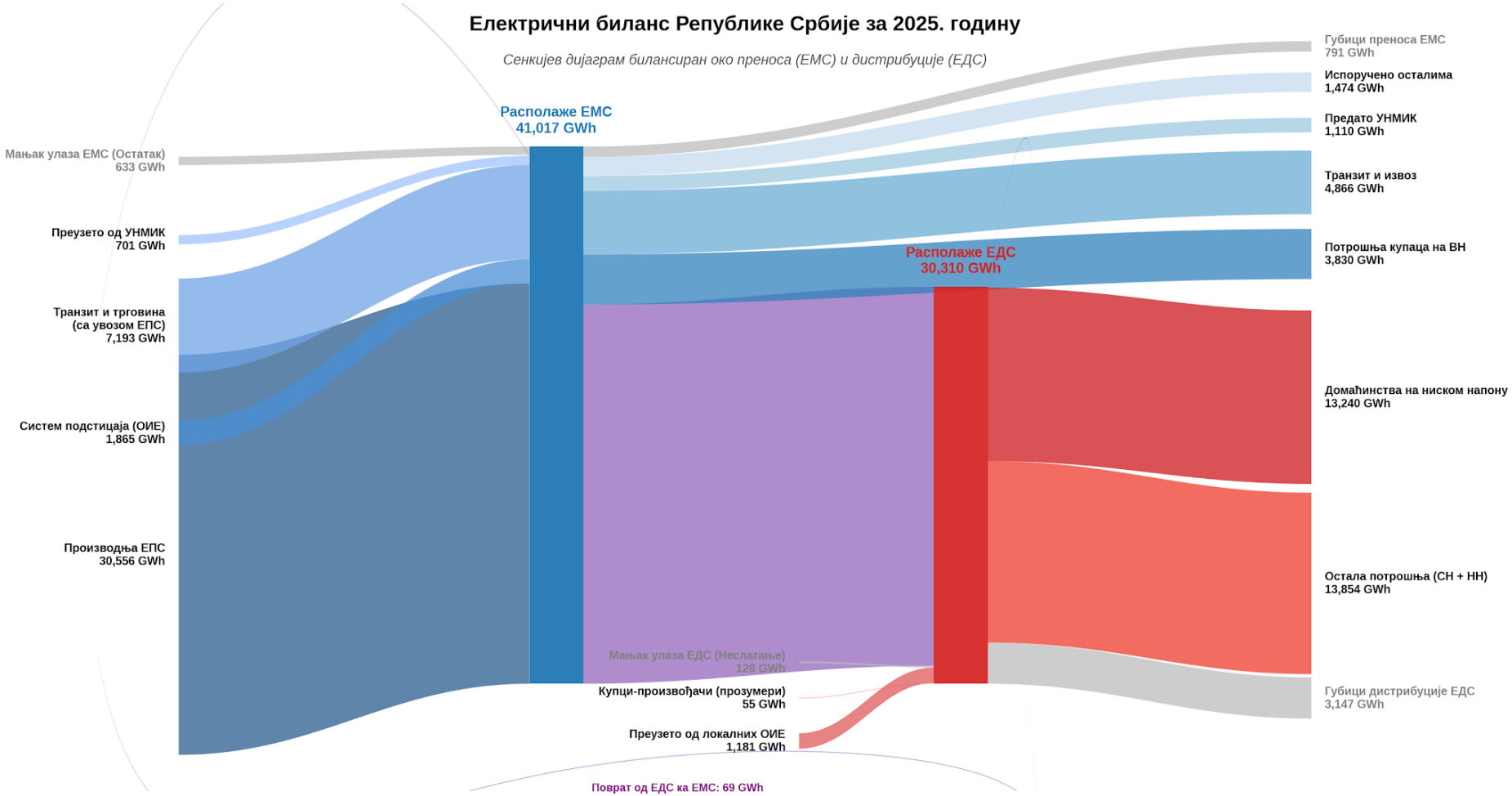
Савез енергетичара је 3. септембра 2026. године са радном верзијом овог документа и са предлогом основних закључака организовао медијски догађај посвећен дијалогу са релевантним актерима електроприврединог сектора у правцу даљег унапређења перформанси електроенергетског сектора са интензивнијим коришћењем ОИЕ.

Кључне тезе за дискусију

- Неблаговремено објављивање смањеног обима података указује на потребу за ажурнијим извештавањем.
- Повећане губитке у мрежама ЕДС-а потребно је још детаљније анализирати са циљем раздвајања техничких и нетехничких губитака и са одређивањем рокова за потпуно елиминисање нетехничких губитака.
- Највећи економски – финансијски и регулаторни изазов је такса на прекограничне емисије са ЕУ - за коју електропривреде у региону немају системско решење и због тога је потребно шире укључивање републичке администрације[35]. Са таксама на прекограничне емисије се закаснило, транзиција је закаснила и сада се морају решавати знатно сложенији проблеми.
- Јаче укључивање државног сектора и побољшани регулаторни оквир су неопходни за убрзану енергетску транзицију
- Нуклеарна енергија остаје као дугорочна опција. Потребно је указати да системско размишљање и пратеће активности администрације у вези са нуклеарним електранама у даљој будућности додатно смањују расположиве стручне потенцијале потребне за решавање нагомиланих проблема и све више отклањају фокус од ОИЕ.
- Поред донетих планова не назире се јасна динамика њихове реализације, као ни финансијери и носиоци пројеката.
- Нису прецизно разрађени планови за праведну транзицију и напуштање угља, иако његово даље коришћење није целисходно из стручног угла (постоје технички, економски и финансијски боље опције – ОИЕ пројекти).
- Складиштење енергије у РХЕ и батеријама је само једна од опција флексибилности која ће бити од интереса у системима са високим уделом варијабилних ОИЕ. Велики потенцијал флексибилности лежи такође у електрификацији сектора транспорта и сектора грејања и хлађења као и у одзиву потрошње.
- У недостатку предвидљивости цена на тржишту посеже се за складиштењем као традиционално шпекулативним алатом.
- Уочава се раст капацитета ОИЕ, посебно на дистрибутивном нивоу, али недовољан за убрзану декарбонизацију.
- Не постоје велике фотонапонске електране (веће од 10 MW) прикључене на преносни систем што нашу укупну енергетику ставља у инферioран положај у региону.
- Општи је утисак да електроенергетска предузећа морају ојачати стручне капацитета за превазилажење нагомиланих краткорочних, а посебно дугорочних проблема. Могући начин превазилажења ових проблема јесте ангажовање научно-стручне јавности у пуном капацитету.
- Јачање ЕПС-овог финансијског бонитета и кадровског угледа је од суштинског значаја како би реализација великих пројеката била могућа.

[35] Која је презаузета проблемима са фосилним горивима

Санкијев дијаграм 2025 (једна варијанта)



Литература

Литературу која је коришћена за израду ове публикације чине:

I. Годишњи технички извештаји електропривредних предузећа:
- Технички годишњак ЕПС-а: 2025[36], 2024[37]
- Годишњи технички извештај ЕМС-а: 2025[38] , 2024[39], 2023[40]
- Енергетски подаци: 2025[41], 2024[42], 2023[43]

II. Извештај о раду Агенције за енергетику Републике Србије[44]
- Извештај о стању у енергетском сектору Србије

III. Билтени:
- Квартални билтен ПКС – енергетика и рударство ISSN (ONLINE) 2956-1922[45]
- Месечни билтен Агенције за енергетику Републике Србије[46]
- Републички хидрометеоролошки завод Србије, годишњи билтен[47]
- Републичи завод за статитику - Спољнотрговински робни промет[48]

IV. Чланци из медија:
- РТС
- Политика
- Нова економија
- Радар
- Данас
- НИН
- Слободна Европа
- и других.

[36] https://www.eps.rs/cir/SiteAssets/Pages/tehnicki-izvestaji/TEH_Godisnjak2025_web_cir_s_Fin.pdf
[37] https://www.eps.rs/cir/SiteAssets/Pages/tehnicki-izvestaji/TEH_Godisnjak2024_web_cir_.pdf
[38] https://ems.rs/tehnicki-izvestaji/
[39] https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/06/GTI-za-2024.pdf
[40] https://ems.rs/wp-content/uploads/2024/05/GTI-EMS-AD-za-2023.pdf
[41] https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/dokumenta/GI_2025.pdf
[42] https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/dokumenta/GI_2024.pdf
[43] https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/dokumenta/GI_2023.pdf
[44] https://www.aers.rs/media/Files/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202025.pdf
[45] https://www.pks.rs/strana/kvartalni-bilteni-pks-energetika-i-rudarstvo
[46] https://cms-test.aers.rs/bilteni
[47] https://www.hidmet.gov.rs/data/klimatologija/ciril/2024.pdf
[48] https://www.stat.gov.rs/sr-cyrl/oblasti/spoljna-trgovina/spoljnotrgovinski-robni-promet/

Extended summary

Dear English speaking readers,

the publication: "**Electric Power Sector of the Republic of Serbia 2025**", is based primarily on annual technical reports and bulletins from electric power companies and other relevant stakeholders, as well as—to some extent—on information from professional conferences and media sources; crucially, it also draws upon the extensive expertise of the authors from the **Association of Energy Sector Specialists**.This publication aims to present relevant quantitative indicators regarding operations and activities within the electric power sector and to provide a qualitative analysis designed to identify positive trends and weaknesses, as well as to highlight structural issues.

The report begins by outlining the historical development of the electric power sector, followed by an overview of sector activities in Serbia during the year under review (2025)—including regional and other aspects—and concludes with a look at the sector's future. The first chapter details capacities within the electric power sector and electricity generation, accompanied by relevant technical data and performance indicators. For each selected indicator, data is provided for the preceding year (2024), alongside the difference between the year under analysis (2025) and the previous year. The second chapter provides a brief overview of legislative and regulatory changes relevant to companies in the electric power sector, as well as to key private and non-governmental sector stakeholders who have made significant contributions related to EU integration. This chapter also presents various viewpoints concerning the electric power industry that were publicly shared at panels organized by the Association of Energy Sector Specialists at the ENERGETIKA 2026 conference. The third chapter examines the importance of decarbonization for the electric power sector, alongside the obstacles to its implementation. The fourth chapter presents a broader picture of the electric power sector with a forward-looking perspective, assessing the capacity to carry out the transition and proposing potential strategic directions. At the end of this chapter, a list of key discussion points and proposals is provided insights that could benefit not only electric power companies but also the wider professional community.

The authors' intention was to offer the interested reader a "report on reports" (or a meta-report) a unique publication that synthesizes multiple other publications through the comparison, harmonization, and verification of data. The data contained in these reports are undoubtedly significant for the professional and scientific communities; therefore, it is desirable for them to be made available as early and consistently as possible so that proposals for improving sector performance based on this data can yield the greatest benefit. Furthermore, a need has emerged in certain instances to provide more detailed information regarding data sources and collection methods; doing so would help eliminate discrepancies in reporting across companies and enhance data validity.

The report's findings may be viewed as constructive criticism rather than a value judgment, and certainly not as a definitive assessment. These findings offer an opportunity to initiate a public dialogue—with media participation—regarding the future of the electric power industry in Serbia. One intended contribution of this report is to encourage the professional community to engage even more actively in reporting on all aspects of the electric power sector's operations. This can be achieved through methodological improvements in reporting as well as by comparing various available datasets; such an approach enables a more precise picture of Serbia's electric power sector to emerge, serving as a foundation for further improvements within the industry.

The main conclusions of this publication that can be seen for each of the power companies are as follows:

Overall, this year's reports do not reflect a negative stance toward renewable energy sources whether regarding cost, technical complexity, or risks to system stability and they are increasingly recognized as part of the solution, even though maintaining the status quo is still prioritized. Summarizing the key takeaways from these reports, the positive aspects are:

- reports are submitted regularly, with delays of up to one quarter;
- stakeholders do not shy away from open professional dialogue;
- executives of major energy companies appear in the media particularly when unfavorable news breaks enabling the public to learn what happened regarding incidents.

What is still missing:

- Higher-quality reports that use quantification to highlight negative trends before major disruptions occur.
- An urgent solution regarding cross border CO2 tax, to be addressed by the Ministry of Finance and the Chamber of Commerce and Industry of Serbia.
- Developed projects specifically, project documentation ready for the building permit stage to facilitate the planning of new renewable energy projects amidst an internal CO2 fee of around €100 million per year.
- Greater operational transparency and professional oversight by regulatory bodies.
- Monitoring the expenditure of electric power companies' own funds.
- Insufficient analysis regarding the adverse effects of coal-based electricity generation (in contrast to the negative connotations associated with renewable energy sources, which dominate public discourse).
- A coal phase-out plan for each individual unit within thermal power plants.

This report on the electrical industry sector for the year 2025 is full of quantitative descriptions that could be combined into a qualitative description (narrative) using the following list of the author's key theses for discussion:

- The delayed publication of a reduced dataset highlights the need for more timely reporting.
- Increased losses within the EDS (Distribution System Operator) networks require further, detailed analysis to distinguish between technical and non-technical losses and to establish deadlines for the complete elimination of non-technical losses.
- The greatest economic, financial, and regulatory challenge is the cross-border emissions tax associated with the EU; regional power utilities lack a systemic solution for this, necessitating broader involvement from the national administration. Action regarding cross-border emissions tax and the transition has been delayed, and significantly more complex problems must now be addressed.
- Greater involvement of the public sector and an improved regulatory framework are essential for an accelerated energy transition.
- Nuclear energy remains a long-term option. However, it must be noted that systemic thinking and administrative activities regarding future nuclear power plants further deplete the pool of expert talent needed to resolve accumulated problems and increasingly divert focus away from renewable energy sources (RES).
- Despite the plans that have been adopted, there is no clear timeline for their implementation, nor have the project financiers or implementers been identified.
- Plans for a just transition and the phase-out of coal have not been precisely developed, even though continued coal use is not advisable from a technical standpoint (there are superior technical, economic, and financial alternatives—specifically, renewable energy projects).
- Energy storage via pumped-storage hydropower and batteries is just one of the flexibility options relevant to systems with a high share of variable renewable energy sources. Significant flexibility potential also lies in the electrification of the transport, heating, and cooling sectors, as well as in demand-side response.
- In the absence of market price predictability, storage is being resorted to as a tool for market arbitrage.
- Growth in renewable energy capacity is evident, particularly at the distribution level, yet it remains insufficient for accelerated decarbonization.
- There are no large-scale photovoltaic power plants (exceeding 10 MW) connected to the transmission system, placing our energy sector poorly within the region.
- There is a general consensus that electric power companies must strengthen their professional expertise to overcome accumulated short-term and, especially, long-term challenges. Engaging the scientific and professional community to its full potential offers a possible way to address these issues.
- Strengthening EPS's financial standing and professional reputation is essential for enabling the implementation of large-scale projects.

The study was carried out with the support of the European Climate Foundation. The views and information presented in the publication are the sole responsibility of the authors and do not represent the views of the foundation.