

Акциони план декарбонизације Електропривреде Србије

- Резиме -

1. Увод

Акционим планом за декарбонизацију дефинисана је свеобухватна мапа пута за транзицију Електропривреде Србије (ЕПС), ка климатској неутралности до 2050. године. План је усклађен са Интегрисаним националним енергетским и климатским планом (ИНЕКП) Републике Србије, Зеленом агендом ЕУ и ширим глобалним обавезама из Париског споразума. С обзиром да ЕПС тренутно покрива преко 90% производње електричне енергије у Србији и приближно 42% националних емисија гасова са ефектом стаклене баште (GHG), трансформација производног портфолија представља кључни предуслов за постизање климатских и енергетских циљева земље.

Усвајање законодавства ЕУ (European Commission, 2025b), што је један од услова у процесу придруживања, доноси и обавезу увођења Система за трговину емисијама (ЕУ ЕТС). Енергетски сектор, прерађивачка индустрија, ваздухопловство и поморски саобраћај биће обавезни да плате своје емисије гасова са ефектом стаклене баште.

Поред тога, решавање проблема „цурења“ угљеника, ЕУ планира увођењем Механизма за прекогранично прилагођавање угљеника (CBAM) (European Commission, 2025a). CBAM има за циљ да уведе увозне тарифе за треће земље на цемент, гвожђе и челик, алуминијум, ђубрива, електричну енергију и водоник како би се изједначили услови са произвођачима из ЕУ. Тиме се додатно наглашава потреба за декарбонизацијом производног портфолија, како би ЕПС (Електропривреда Србије), остао конкурентан трговински партнер са ЕУ.

Са друге стране, ЕПС, као доминантан енергетски субјект за производњу и снабдевање електричном енергијом, одговоран је за обезбеђивање сигурности снабдевања електричном енергијом у Србији (ЕПС, 2025).

У производном портфолију ЕПС-а доминирају термоелектране на домаћи лигнит са око 55% укупних капацитета, затим око 35% хидро капацитета и мањим уделом капацитета на природни гас. Оваква структура постепено постаје неодржива како у еколошком тако и у економском смислу јер се очекује да ће у Србији почети да се наплаћују таксе за емисије угљен диоксида, уз повећање са 4 €/tCO₂ на 160 €/tCO₂ до 2050. Трошкови производње ЕПС-а би се могли утростручити, што би озбиљно угрозило одрживост компаније, уколико се не изврше благовремене и адекватне припреме.

Како би се идентификовала оптимална стратегија транзиције, спроведено је детаљно енергетско и финансијско моделовање коришћењем алата LEAP (Low Emissions Analysis Platform), засновано на принципу најнижих укупних трошкова, уз поштовање захтева енергетске сигурности, еколошких стандарда и циљева ИНЕКП-а.

Развијено је више путања декарбонизације, од којих су најоптималнија дугорочна сагледавања дата у сценаријима:

- **ЛТ доминантни сценарио у коме - ЕПС задржава водећу улогу, са преко 85% тржишног удела у производњи кроз увођење соларне, енергије ветра и хидроенергије, уз подршку реверзибилних хидроелектрана**
- **ЛТ децентрализовани сценарио - тржишни удео само ЕПС-а пада на око 65% у производњи, са значајнијим уделом ЕПС-а у партнерским односима на тржишту чиме би се трговином која није заснована у потпуности на сопственим капацитетима значајно доприносило националном снабдевању електричном**

енергијом у којој се повећава улога тржишта, али и обезбеђивање електричне енергије и других произвођача.

Како би се обезбедила дугорочна визија, са ефективним резултатима за блиску будућност, одабрана је јединствена мапа пута до 2035. године са две дугорочне опције уведене након 2035. године. Период до 2035. године, исти за оба сценарија, је моделован са претпоставкама „доминантног централизованог сценарија“ а након 2035. године, моделована су два сценарија, са различитим механизмима постизања агенде за декарбонизацију. Прва дугорочна опција наставља да прати путању „доминантног централизованог сценарија“, а друга има за циљ увођење већег удела приватног сектора у партнерским односима са ЕПС-ом и нових тржишних механизма, тј. праћење путање сценарија „децентрализованог сценарија“. Оба сценарија обезбеђују декарбонизацију, али се разликују по улози ЕПС-а на тржишту, потребама у погледу улагања, зависности од увоза и изложености финансијским ризицима.

Кључни резултати показују да су оба сценарија технички изводљива и омогућавају готово потпуну декарбонизацију ЕПС-а до 2050. године где:

До 2050. године, у оба сценарија, ЕПС достиже 99% производње електричне енергије из обновљивих извора, уз гашење производње на лигнит као и производње лигнита, док се 0,7 GW капацитета у Костолцу (Б2 и Б3) задржава као стратешка хладна резерва, у складу са препорукама ENTSO-E.

Укупни инсталисани капацитет ЕПС-а расте са 7,9 GW (2025) на: 25,8 GW у ЛТ доминантном сценарију, односно 18,2 GW у ЛТ децентрализованом сценарију до 2050. године – раст је првенствено вођен соларном и енергијом ветра, које чине 61–72% укупног капацитета у 2050, уз значајно проширење хидро и реверзибилних хидроелектрана ради балансирања система.

Емисије CO₂ се смањују за приближно 99% до 2050. године у оба сценарија у односу на базну годину.

ЕПС, у 2050. години задржава 88% тржишног удела и нето извозну позицију од 1,9 TWh у ЛТ доминантном сценарију док у ЛТ децентрализованом сценарију тај удео пада на 63% тржишног удела, уз значајан ослонац кроз набавку електричне енергије на тржишту и производњу осталих произвођача (до 37% националне потражње).

Период 2030–2039. године представља најинтензивнију фазу инвестиционог улагања у оба сценарија.

Након 2040. године, са потпуним укидањем производње из угља и растућим уделом ОИЕ, трошкови производње опадају на 45 EUR/MWh (ЛТ доминантни) и 52 EUR/MWh (ЛТ децентрализовани) до 2050. године, чиме се обезбеђује дугорочна профитабилност и конкурентност.

Укупне инвестиције се процењују на 27,0 милијарди ЕУР у ЛТ доминантном сценарију и 22,5 милијарди ЕУР у ЛТ децентрализованом сценарију. Како би се обезбедила финансијска одрживост у периоду транзиције, што је кључни предуслов успеха декарбонизације ЕПС-а, потребно је размотрити примену дугорочних РРА уговора, заједничких улагања, такси на емисије CO₂ као и подршке развојних партнера.

У току реализације Акционог плана декорбанизације неопходно је перманентно управљати праведном транзицијом радне снаге, имајући у виду постепено смањење броја запослених из делатности везаних за термо и рударски сектор, у којима ће се постепено оптимизовати и производња са јасним циљем обезбеђивања енергетске сигурности Србије.

Акциони план јасно показује да је декарбонизација ЕПС-а не само климатска обавеза, већ и стратешка нужност за очување енергетске сигурности и тржишне конкурентности. Правовремена транзиција омогућава ЕПС-у да се трансформише из предузећа зависног од угља у регионалног лидера у чистој енергији, спремног за тржиште електричне енергије са ниским емисијама угљеника.

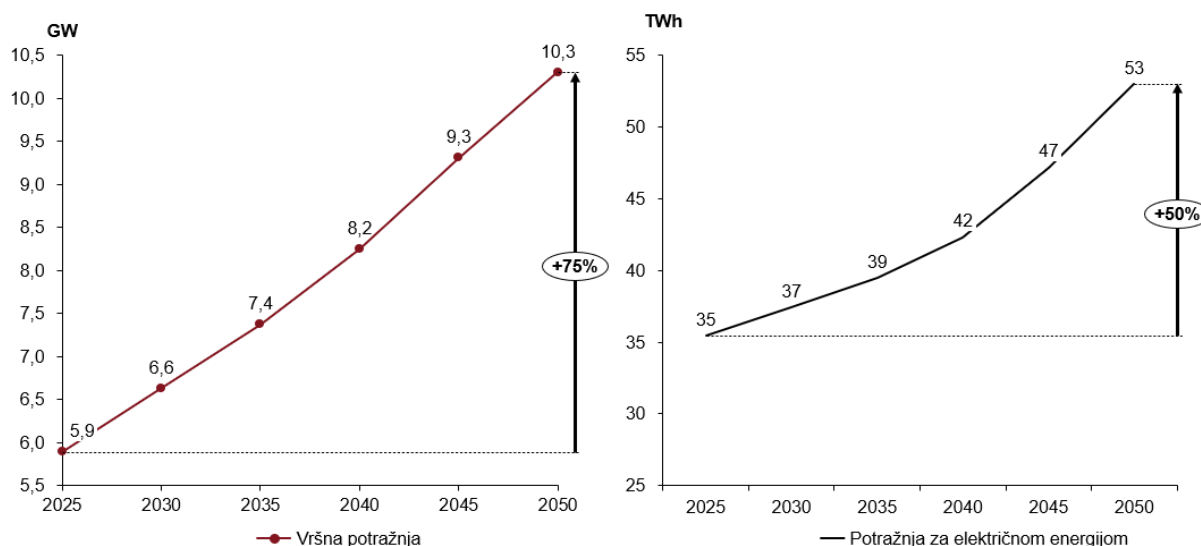
2. Кључне претпоставке и ограничења

Динамика декарбонизације, претпоставке и пројекције које на њу утичу, утврђени су ИНЕКП-ом и коришћени су као основ за израду Акционог плана декарбонизације ЕПС-а, чиме постигнута усклађеност са националним циљевима. Главни покретач (тзв. „драјвер“), за добијене резултате у електроенергетском сектору је пројектовани пораст потрошње електричне енергије, који према ИНЕКП-у подразумева значајну електрификацију у свим секторима потрошње и повећану потражњу за обновљивим изворима енергије.

У складу са пројекцијама у ИНЕКП-у, претпостављен је пораст потрошње електричне енергије од око 50% до 2050. године, у односу на садашњи ниво, односно са приближно 35 TWh у 2025. години на 53,2 TWh до 2050. године. Од тога је 45,9 TWh финална потрошња, 0,7 TWh потрошња у енергетском сектору, 4,8 TWh потрошња за производњу водоника и око 1,8 TWh представља нето извоз.

Поред тога, за одређивање потребног капацитета и поузданости система, анализирана је вршна потрошња, где се очекује пораст од око 75%, са 5,9 GW у 2025. на 10,3 GW у 2050. години. Динамика потражње за електричном енергијом и вршна оптерећења приказани су на следећем дијаграму:

Potražnja za električnom energijom (GW, TWh)



Тренутно, фосилна горива чине 45% финалне потрошње енергије (укључује све секторе), док ће се 2050. године њихов удео смањити на 36%. Планирано је да се разлика у структури финалне потрошње енергије надокнади како додатним ОИЕ, тако и електричном енергијом расположивом из ЕПС производних капацитета и на тржишту. Тренутно, електрична енергија представља 28% финалне потрошње док је предвиђено да у 2050. години достигне ниво од око 41% (Влада Републике Србије, 2023).

Поред пројекције потрошње електричне енергије, за све сценарије, униформно су примењене и следеће претпоставке:

- потражња за топлотном енергијом и пројекције енергетске ефикасности, усклађене са тренутним потребама, очекиваним растом и трендовима енергетске ефикасности из ИНЕКП-а
- пројекција veleprodajne цене електричне енергије у складу са прогнозом ICIS (Independent Commodity Intelligence Services), од јула 2024. године
- цене за емисије угљен диоксида – пројекције у складу са ИНЕКП-ом
- прорачуни цена за природни гас за комбиноване термоелектране су базирани на

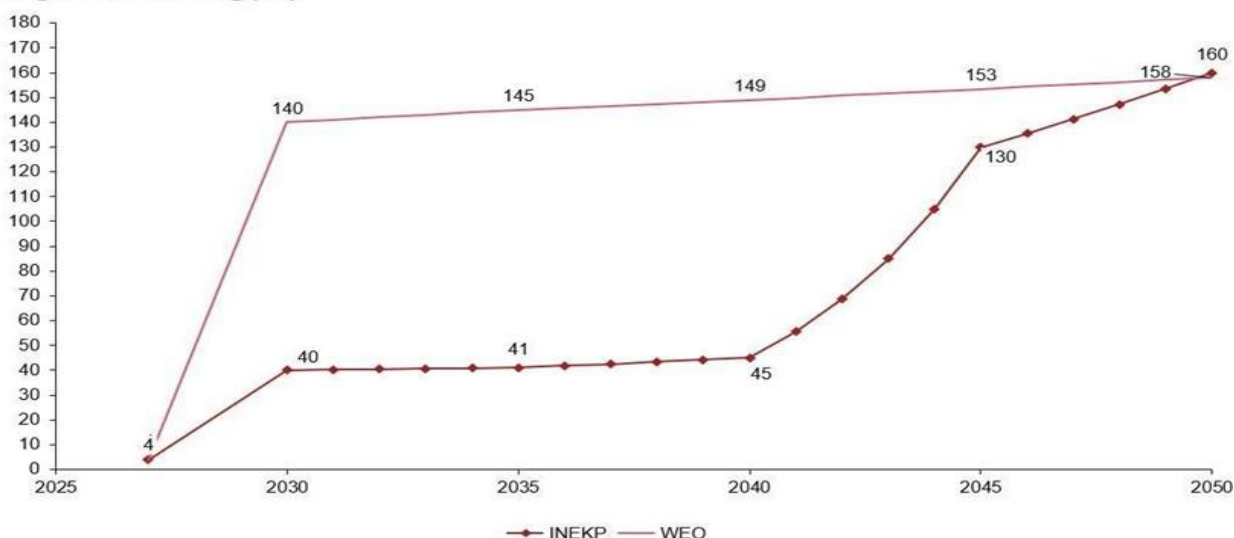
TTF (Title Transfer Facility) до 2029. године, при чему је прогноза WEO (World Energy Outlook) примењена за период до 2050

- цене угља и улагања у рударске ресурсе у складу са пројекцијама и плановима ЕПС-а
- пројектована ефикасност постојећих термоелектрана
- преносни капацитет у свим сценаријима подржава интеграцију свих нових прикључака за обновљиву енергију.

Почев од 2027. године, према ИНЕКП-у, трошкови за емисије угљен диоксида ће од предвиђених 4 EUR/tCO₂-екв у 2027. години, са пројектованим повећањем на 40 EUR/tCO₂-екв до 2030. године, достићи 160 EUR/tCO₂-екв до 2050. године (дијаграм у наставку). Уз приказану ескалацију цена (према новијим пројекцијама), за очекивати је да ће трошкови за емисије угљен диоксида, већ до 2030. године, представљати трећину укупних трошкова производње електричне енергије, што представља значајан конкурентски ризик за постојећи производни портфолио.

Када се тестира осетљивост са новијим предвиђањем цене за CO₂ из WEO, разлика је трострука у поређењу са пројекцијом ИНЕКП за период 2035–2040, значајно већа до 2045. да би се изједначиле тек у 2050. години – разлике у предвиђеним динамикама повећања цена емисија угљен диоксида, додатно повећавају ризик за финансијску одрживост ЕПС-а:

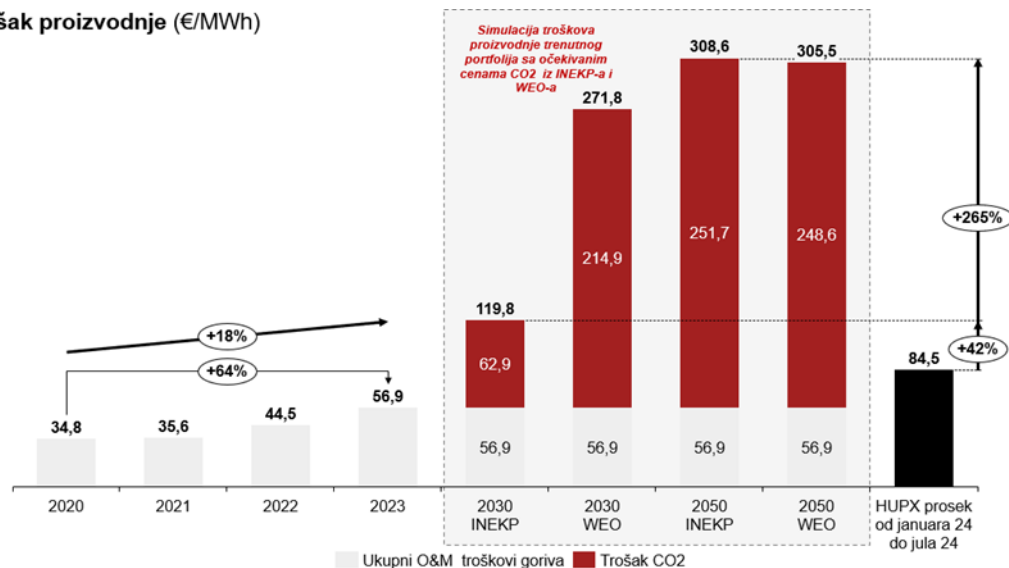
Proгноза цене CO₂ (€/t)



У пројекцијама где је задржана постојећа структура производног микса, трошкови производње за ЕПС би се удвостручили до 2030. године, а одатле утростручили до 2050. године, што се може уочити на наредном дијаграму. Повећање трошкова, узроковано повећањем цена за емисије угљен диоксида, далеко превазилази тренутни НУРХ и превазилази предвиђене veleпродајне цене електричне енергије (ICIS из 2024, за период од 2025. до 2050. године). Такав сценарио наглашава хитну потребу за стратешким прилагођавањем портфолија како би се управљало растућим трошковима и одржала конкурентност на тржишту.

Ако ЕПС задржи сличан профил производње као и данас, трошак за емисије угљен диоксида ће снажно повећати трошкове производње електричне енергије на преко 300 €/MWh до 2050. године, знатно изнад предвиђене veleпродајне цене.

Trošak proizvodnje (€/MWh)



Izvor: EPS, INEKP, WEO (Scenario prijavljenih politika)

Да би се избегли ризици неконкурентности на тржишту, неопходно је одредити портфолио, који се ослања на обновљиве изворе енергије, уз максимизирање постојеће инфраструктуре и минимизирање трошкова за ЕПС.

Такође, да би се обезбедила упоредивост сценарија, неопходне претпоставке базиране су на следећим основним принципима:

1. Сви моделовани сценарији су усклађени са ИНЕКП-ом, енергетском стратегијом и угљеничном неутралношћу до 2050. године, са максималним одступањем од 10% од циљева декарбонизације након 2040. године,
2. Термоелектране које остају у погону након 2030. године укључују улагања у опрему за одсумпоравање и денитрификацију,
3. Производни портфолио ЕПС-а усклађен са еколошким стандардима,
4. Узети у обзир стратешки национални циљеви приликом моделовања сигурности снабдевања (нпр. циљеви и захтеви у погледу увоза/извоза),
5. Анализирани су резултати који нуде најниже укупне трошкове у периоду моделовања (укључујући стратешка ограничења) у сваком сценарију,
6. Енергија којом ЕПС располаже може да обухвата и енергију која није произведена из сопствених капацитета (трговање, РРА, партнерски односи, итд.),
7. Конкурентни портфолио подразумева интеграцију и повезивање са европским тржиштем.

Како би се сценарији приближили реалним условима укључена су поједина ограничења услед националних политика:

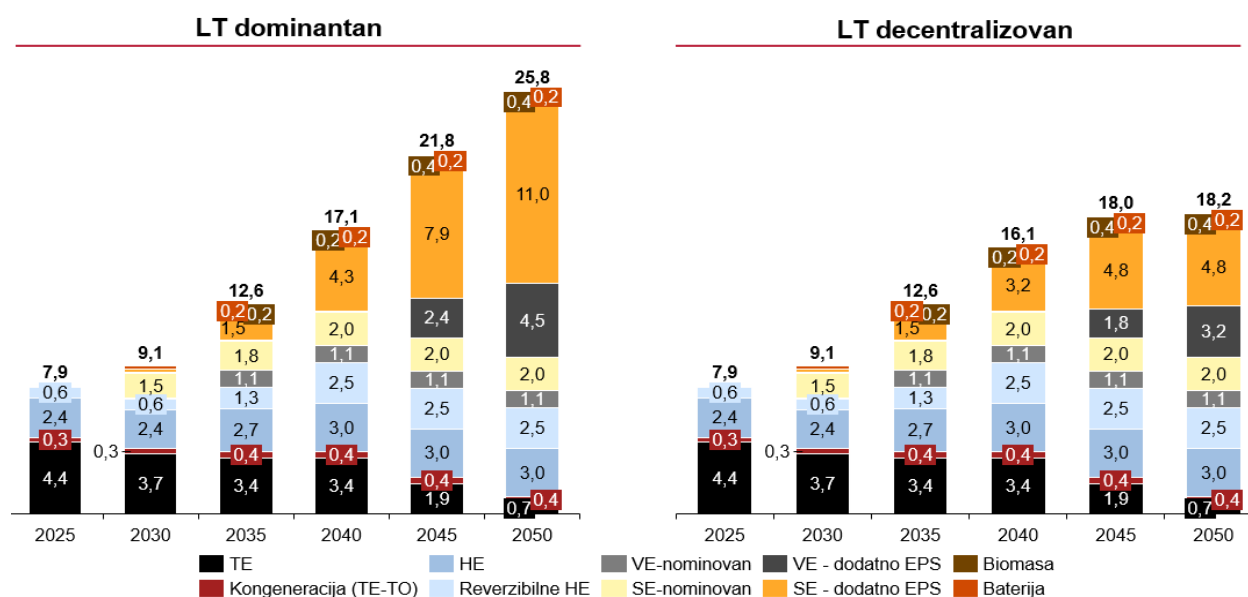
- Ограничења трговине – до 2035. године и током целог хоризонта моделовања за доминантни сценарио – претпостављено је да ће ЕПС задржати нето извозну позицију (у складу са националним стратегијама), иако трошкови производње премашују пројектоване veleprodajне цене електричне енергије током периода 2030– 2040. Услед таквог ограничење долази до извесног одступања од критеријума „најмањи трошак“ али се појачавају национални циљеви енергетске сигурности.
- Обавеза даљинског грејања – у свим сценаријима, ЕПС наставља да обезбеђује даљинско грејање, у складу са тренутном праксом. Ова обавеза захтева наставак рада одређених постројења на угаљ, чиме се одлаже њихов престанак рада упркос њиховој економској неконкурентности у краткорочном и средњорочном периоду.
- Ограничења примене биомасе – ТЕ-ТО на биомасу нису уведене пре 2035. године

због техничких ограничења и недовољно развијених логистичких и ланаца снабдевања. Сходно томе, угаљ остаје примарни извор горива за даљинско грејање у средњорочном периоду, утичући на време повлачења електрана на угаљ из рада.

3. Основни резултати моделовања

Како би се обезбедила будућа потражња за електричном енергијом, ЕПС мора значајно проширити капацитете за производњу електричне енергије, са садашњих 7,9 GW на 12,6 GW до 2035. године, а од 2035. године у ЛТ Доминантном сценарију потребно је повећање на 25,8 GW, док се у ЛТ Децентрализованом сценарију предвиђа пораст на 18,2 GW до 2050. године. Овакав развој захтева не само премошћавање разлике између тренутног и будућег капацитета, већ и компензацију за термоелектране, од којих ће само 0,7 GW бити задржано као хладна резерва.

Капацитети (GW)

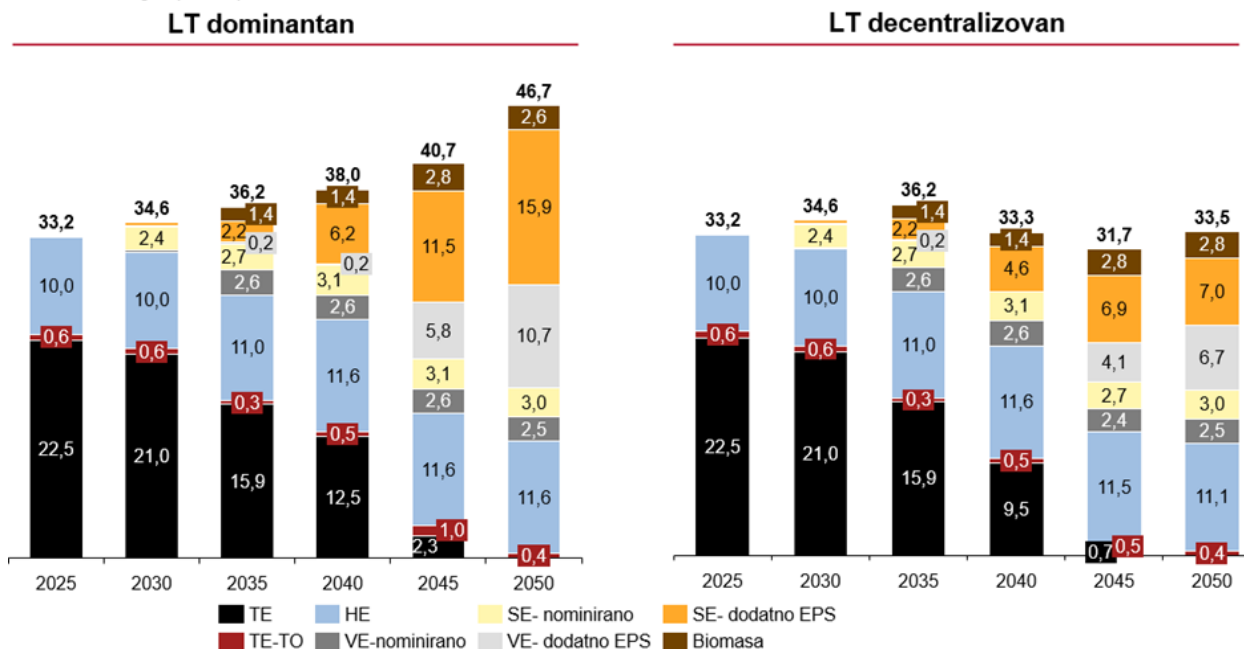


Најбржа динамика уласка у погон нових капацитета се очекује након 2035. године, при чему ће ОИЕ постепено истиснути капацитете термоелектрана на угаљ. У ЛТ доминантном сценарију се предвиђа нагли пораст ОИЕ након 2035. године, за разлику од ЛТ децентрализованог сценарија где је предвиђен умеренији пораст ОИЕ и партнерски односи који ће допринети даљем унапређењу ЕПС-овог присуства на тржишту. Пројектовани стратешки развој покреће производњу из ОИЕ (енергија ветра, соларна и хидро) и омогућава ЕПС-у да надмаши своју производњу из фосилних горива до 2035. године.

У ЛТ доминантном сценарију проширење капацитета и накнадно повећање производње, омогућава ЕПС-у да задржи доминантно присуство на растућем тржишту електричне енергије у Србији, снабдевајући 88% националне потражње до 2050. године.

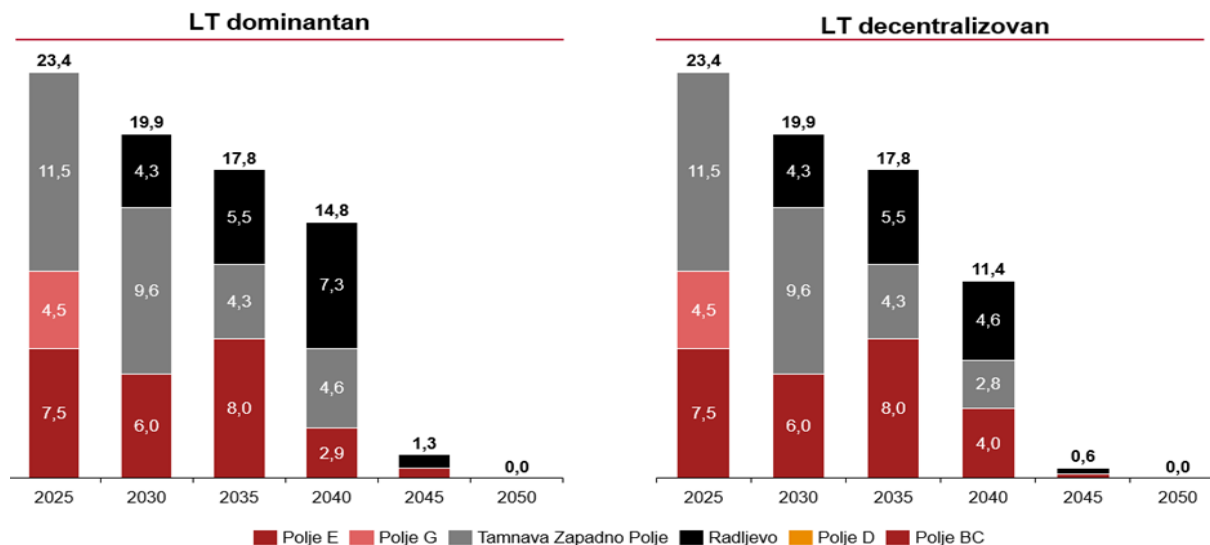
У ЛТ децентрализованом сценарију, очекује се да ће ЕПС покривати 63% националне потражње, док ће се преосталих 37% снабдевати од стране осталих, независних произвођача (приватни сектор у партнерском односу са ЕПС) и повећања увоза електричне енергије. До 2050. године, у оба ЛТ сценарија, очекује се да ће ОИЕ допринети 99% производње електричне енергије ЕПС-а. Све термоелектране треба да буду стављене ван погона најкасније у периоду 2046–2049. године, а блокови Костолац Б2 и Б3 се задржавају као хладна резерва.

Proizvodnja (TWh)



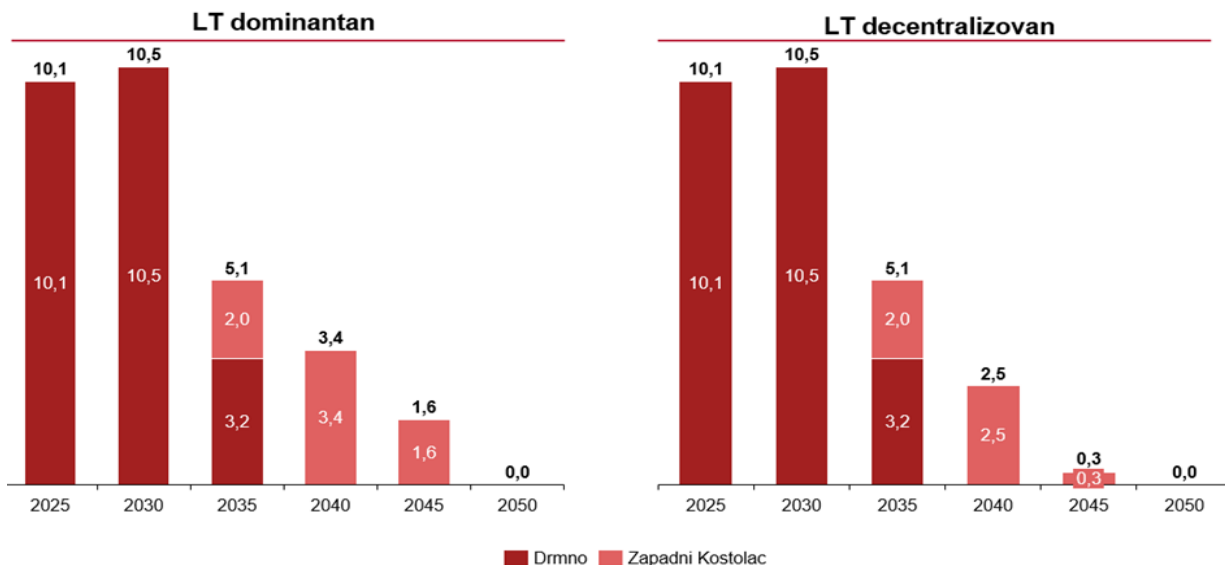
Потребна производња лигнита из рудника Колубара је моделована да престане до 2050. године, у складу са стављањем термо блокова које снабдева ван погона.

Proizvodnja u rudnicima basena Kolubara (mil. t)



С обзиром да су блокови Б2 и Б3 у ТЕ Костолац предвиђени да буду у хладној резерви, рудник Костолац се не може потпуно затворити, па је потребно предвидети део особља и опреме који остаје у случају њене активације. У складу са тим, накнадно ће бити анализирана потреба за отварањем копа Западни Костолац.

Proizvodnja uglja (mil. t)



Kao što je navedeno, osnovni princip modelovanja koji se примењује је оптимизација која обезбеђује најниже трошкове производње електричне енергије, истовремено задовољавајући поузданост система. У контексту проширења капацитета, то се преводи у давање приоритета технологијама које нуде најисплативији допринос енергетском миксу током времена.

На почетку анализираног периода, као најисплативија технологија производње је хидроенергија а затим енергија ветра, док је производња на гас најскупља опција, што се огледа у њеној ограниченој улози у оквиру тренутног и пројектованог портфолија. Временом, соларна енергија постаје конкурентна због технолошке зрелости, да би постала опција производње са најнижим трошковима до 2050. године. Како је енергија ветра већ комерцијално зрела технологија, њени трошкови остају релативно стабилни током читавог периода моделовања. Узимајући у обзир трошкове производње електричне енергије из појединих извора, на следећем дијаграму су приказани пројектовани производни трошкови ЕПС за оба сценарија.

Да би се проценила осетљивост трошкова производње на претпоставке о ценама емисија CO₂, одређена су два гранична случаја током овог критичног периода:

- Цена емисије CO₂ за нулту профитабилности: Портфолио производње ЕПС-а постао би трошковно конкурентан по цени CO₂ од приближно 15 EUR/t у 2030. и 27 EUR/t у 2035. години, под претпоставком да све остале варијабле и претпоставке остану константне као и непромењени производни портфолио
- Без цене емисија CO₂: Због непостојања трошкова за емисије CO₂, портфолио производње остао би потпуно конкурентан, са просечним трошковима испод пројектоване veleprodajne тржишне цене

4. Декарбонизација ЕПС-а – кључне мере

Успешна имплементација овог Акционог Плана подлеже низу стратешких, финансијских, техничких, регулаторних и социјалних ризика. Обим потребних промена је такав да ЕПС треба да изгради до 21,7 GW нових капацитета и повуче из погона термо капацитете, док истовремено управља потребом за финансирањем.

У исто време, динамика тржишта се брзо мења. Увођењем Система за трговину емисијама (ETS) и Механизма за прекогранично прилагођавање угљеника (CBAM) – поред

све већег значаја ланаца снабдевања усклађених са климом – индустријски и комерцијални купци све мање су вољни да купују електричну енергију са великом количином емисије угљеника, без обзира на њену цену. Ова растућа преференца може ограничити способност ЕПС-а да пласира своју електричну енергију на тржиште, додатно јачајући потребу за декарбонизацијом портфолија како би се осигурала дугорочна комерцијална одрживост

Кључне мере за декарбонизацију производног портфолија ЕПС-а до 2050. године:

- Инсталирати 21,7 GW обновљивог капацитета у случају ЛТ доминантног сценарија односно 14,1 GW у случају ЛТ децентрализованог сценарија,
- Проширити капацитете реверзибилних хидроелектрана (РХЕ Бистрица, и Ђердап 3) на 2,5 GW и додати 200 MW батеријског капацитета да би се повећала флексибилност и поузданост,
- Постепено повлачити из погона термокапацитете уз одржавање стратешке резерве склади са ENTSO-E стандардима
- Обезбедити снабдевање даљинском топлотном енергијом (изнад 10% националне потражње за даљинским грејањем, ако остане на тренутном нивоу) путем новог постројења ТЕ-ТО на гас у Новом Саду и алтернативно ТЕ-ТО на биомасу након 2035. године
- Управљати праведном транзицијом радне снаге: ~оптимизација радних места везаних за термо и рударски сектор, као и нова радна места која се очекују у сектору ОИЕ, пословима у вези са преносном и дистрибутивном мрежом и трговању (Иницијативе за стицање нових вештина и преквалификацију су од суштинског значаја)
- Да би се премостио јаз у декарбонизацији уз обезбеђивање праведне транзиције за радну снагу, морају се развити координисане стратегије између ЕПС-а и релевантних државних институција како би се подржали шири циљеви енергетске транзиције Србије
- Сарадња са Владом и развојним партнерима ради ублажавања еколошких и друштвених последица смањене експлоатације угља из рудника, укључујући рекултивацију земљишта и подршку погођеним рударским заједницама, засновано на најбољим праксама иницијативе ЕУ „Coal Regions in Transition“
- Обезбедити финансијску одрживост ЕПС-а, али и адекватне изворе финансирања (грантови, повољне каматне стопе, и остали услови) као кључни предуслов за инвестирање 27,0 милијарди ЕУР процењеног CAPEX-а у оквиру ЛТ Доминантног сценарија односно 22,5 милијарди евра у оквиру ЛТ Децентрализованог сценарија
- Искористити могућност да ЕПС, кроз дугорочне уговоре о откупу електричне енергије, заједничка улагања са развојним партнерима и другим актерима на тржишту, подршку засновану на CO₂ такси као и другим расположивим механизмима, додатно обезбеди процењена инвестициона средства и смањи финансијске ризике пословања.