

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.08)

C1.08

**УТИЦАЈ САТНЕ РЕЗОЛУЦИЈЕ ПРОРАЧУНА НА ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА
ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА****THE IMPACT OF HOURLY RESOLUTION CALCULATIONS ON THE TRANSMISSION
SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING PROCESS****Јелена Ђокић, Владан Ристић, Андрија Павићевић, Небојша Вучинић***

Кратак садржај: Као што је познато, прецизност улазних података и претпоставки које се начине пре отпочињања вршења анализа значајно утичу на ефикасност и поузданост процеса планирања развоја преносног система. Један од кључних фактора у овом процесу јесте резолуција прорачуна, то јест, број радних режима у току посматране перспективне године за који се те анализе врше. У ранијим планерским процесима су прорачуни обављани искључиво на симулационим моделима који су репрезентовали карактеристичне радне режиме, дефинисане превасходно на основу одлика потрошње у систему. Као једно од најважнијих унапређења у процесу израде Плана развоја преносног система може се, стога, истаћи коришћење модела са сатном резолуцијом, односно модела који представљају сваки сат у будућој години од интереса. Применом оваквих модела, омогућено је праћење промена потрошње, понашања варијабилних обновљивих извора енергије и утицаја који те варијације имају на остатак система, при чему је посебан фокус стављен на висока оптерећења елемената преносног система и евентуална загушења до којих би због тога могло доћи. У складу са тиме, у раду ће се паралелно посматрати резултати до којих се дошло на основу оваквих модела и резултати до којих би се дошло у случају да су коришћени раније употребљавани карактеристични модели, где ће анализа бити усредсређена на одабране регионе система. Посебна пажња ће се придати демонстрацијама утицаја унапређене методологије на доношење инвестиционих одлука и оптимизацију распоређивања ресурса оператора преносног система.

Кључне речи: прецизност, улазни подаци, анализе, процес планирања, План развоја, преносни систем

Abstract: It is widely known that the precision of the input data and assumptions made before starting the analyses significantly affect the efficiency and reliability of the transmission system planning process.

*Јелена Ђокић, ЕМС а.д., jelena.djokic@ems.rs
др Владан Ристић, ЕМС а.д., vladagenius.vr@gmail.com
Андрија Павићевић, ЕМС а.д., andrija.pavicevic@ems.rs
Небојша Вучинић, ЕМС а.д., nebojsa.vucinic@ems.rs

One of the key factors in this process is the resolution of the calculation, or, to say, the number of working regimes during the observed year for which the relevant analyses are performed. In earlier planning processes, calculations were conducted exclusively on the simulation models that represent characteristic operational regimes, defined primarily by the characteristics of the consumption in the system. As one of the most important improvements in the process of making the Transmission System Development Plan, we can point out the usage of models with hourly resolution, that is, models that represent every hour in the future year of interest. By applying such models, it is possible to monitor changes in consumption, the behavior of variable renewable energy sources and the impact that these variations have on the rest of the system, with a special focus on high loadings on the elements of the transmission system and possible congestions that could occur as a result. Accordingly, the paper will look at the results obtained by applying hourly models and the results obtained by running the calculations on the previously used characteristic models, with the analyses focusing on several selected regions of the system. Special attention will be paid to demonstrating the impact of the improved methodology on the enhancement of the process of making investment decisions and optimizing the deployment of available resources of the transmission system operator.

Key words: *precision, input data, analysis, planning process, Development Plan, transmission system*

1 УВОД

ЕМС а.д. је, као оператор преносног система Републике Србије, дужан да на сваке две године објави План развоја преносног система. Ова обавеза дефинисана је Законом о енергетици [1], у чијем се члану 111 наводи и да овај План развоја мора бити заснован на прогнозама потрошње и производње електричне енергије, као и на резултатима саветовања са заинтересованим странама. Такође се експлицитно наводи и то да План развоја преносног система мора бити хармонизован са Планом развоја који израђује оператор дистрибутивног система, где се хармонизацијом постиже то да се средства која су на располагању операторима расподељују на оптималан начин. Конкретно, то значи да, ако би постојао неки пројекат који би захтевао активности и оператора преносног, и оператора дистрибутивног система, те активности би морале да буду усаглашене, пошто би у супротном могло доћи до случаја у коме би један од два оператора завршио своје активности, а други не би ни почео са радовима. Кораци које је потребно предузети како би се жељени степен хармонизације постигао наведени су, као и многе друге смернице, у Правилима о раду преносног система [2]. Осим тога, у Правилима се, примера ради, наводи и то на каквим се симулационим моделима врше прорачуни потребни за израду Плана. Наиме, према члану 4.3.11 актуелне верзије Правила о раду преносног система, анализе се врше на мрежним моделима који, поред преносног система Србије, обухватају и системе околних земаља, при чему се ти модели праве према једној од две опције:

1. за сваки сат у изабраним пресечним годинама; или
2. за карактеристичне радне режиме зимског и летњег периода.

По члану 4.3.12 Правила, у карактеристичним режимима летњег периода ангажовања ветроелектрана у моделима износе по 85%, а у зимском режиму 100% инсталисане снаге (максималне активне снаге), при чему ангажовање не сме бити веће од одобрене снаге. Код соларних електрана, у карактеристичним режимима зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума, ангажовања у моделима износе по 70%, 100% и 70% од инсталисане снаге (максималне активне снаге), респективно, при чему ангажовање ни овде не сме бити веће од одобрене снаге.

Као што се одавде може закључити, под појмом карактеристичних режима су узимани режими зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума, дефинисани стриктно по екстремумима потрошње у систему Србије.

У претходним издањима Плана развоја преносног система (последња усвојена је она која се односила на период од 2023. до 2032. године [3]) коришћен је други наведени приступ, тј. онај сходно коме се прорачуни раде за карактеристичне режими. Притом је усвојена претпоставка по којој се, уколико неки проблем не би био виђен у тим карактеристичним режимима, сматрало да не би био добијен ни у неком од умеренијих радних режима. Но, овај приступ има и својих недостатака. Пре свега, поузданост ове претпоставке постала је упитна у тренутку у ком су прилике у систему почеле превасходно да буду диктиране нивоом интергисаних обновљивих извора енергије. Управо је тај ниво довео до тога да је у моделима узето да преко 10 GW најављених обновљивих извора у Србији у сваком од тих карактеристичном модела ради снагом блиском или једнаком инсталисаној. Ова претпоставка не само што није реална (јер Србија у таквим режимима извози неколико GW ка суседним системима у којима обновљиви извори такође раде великим снагама), већ изоставља све режими до којих би могло доћи у случајевима у којима би обновљиви извори радили малим снагама, а Србија морала да увози енергију из суседних система.

Да би се обезбедило то да се и ти радни режими обухвате прорачунима, у нацрту Плана развоја за период од 2025. до 2034. године се прешло на први приступ, то јест, на онај по коме се прорачуни раде за сваки сат у години. Управо ће поређење резултата из сатних анализа и резултата који би се добили да су поново коришћени карактеристични модели бити и тема овог рада. Наиме, то што су у карактеристичним режимима снаге генерисања обновљивих извора вештачки повећаване довело је до тога да се у њима примете и бројни проблеми до којих не би ни могло доћи ни због одлика конзума, а ни због рада тржишта електричне енергије. Уз то, то што би се неко преоптерећење јавило у карактеристичном режиму могло би довести до тога да се спроведу хитне акције да би се оно решило. Ако би се испоставило да је тај проблем виђен искључиво због начина прављења модела, а не због тога што би до таквих радних стања система стварно могло доћи, било какве акције на ту тему би биле сувишне и довеле би до субоптималног трошења ионако ограничених ресурса. То је још једно побољшање до којег доводи примена сатних прорачуна, пошто се из њих може видети и да ли је проблем критичан са аспекта величине преоптерећења, али и то у ком би се броју сати у посматраној години тај проблем могао јавити. Сходно томе, оператор система са већим степеном поузданости може одлучити да ли да планира акције за решавање овог проблема. Примена сатних прорачуна на системима са великим капацитетима обновљивих извора је у претходним годинама била тема и значајног броја научних радова и дисертација [4-5], а отпочело се са њиховом применом и у планерским актима још неких европских земаља (нпр. Шпаније [6]). Уз закључке који ће се извести у наставку овог рада, и то може послужити као аргумент у корист усвојене методологије.

2 КОРИШЋЕНИ СОФТВЕРИ ЗА ТРЖИШНЕ И МРЕЖНЕ ПРОРАЧУНЕ

Као што је и речено, у новој верзији Плана развоја је по први пут усвојена иновација која се односи на вршење прорачуна на сатном нивоу уместо на карактеристичним режимима. Да би се ово могло урадити, било је потребно спровести одговарајући сет анализа, где су први прорачуни морали да се раде на тржишним моделима. Резултати добијени на овим моделима су представљали улазни податак за мрежне моделе, јер су за сваки сат у години дали балансе сваког од система у региону и ангажовања електрана у њима. За тржишно моделовање током израде Плана развоја је коришћен софтверски пакет ANTARES (енг. *A New Tool for Adequacy Reports and Economic Simulations*).

Притом је примењена опција економског ангажовања електрана. Симулација извршена на тај начин као резултат даје процену трошкова рада система и оптимална ангажовања генератора на сатном нивоу. Као критеријумска функција се притом узима минимизација цене рада система. Анализа рађена на овакав начин се зато и назива прорачуном економског диспечинга електрана.

Мрежни прорачуни потребни за израду Плана развоја преносног система су обављени у софтверском алату PSS/E (енг. *Power System Simulator for Engineering*), због могућности којима овај алат располаже. Селекцију овог софтвера је свакако олакшала чињеница да се исти алат користи у ЕМС а.д. већ дужи временски период, док се на европском нивоу користи за планерске процесе ENTSO-E асоцијације. Тај алат се највећим делом користи за анализу и планирање електроенергетских мрежа кроз анализе токова снага по сваком елементу мреже, процене стабилности система или прорачуне струја кратких спојева.

2.1 Тржишни модели

Кроз Правила о раду преносног система прецизирано је да је прорачуне за План развоја потребно вршити у свим сатима у пресечним планским годинама. Пошто је План развоја написан 2024. године, петогодишњи временски хоризонт одговарао је 2029. години, док је десетогодишњи временски хоризонт представљао 2034. годину. У овом раду ће бити приказани резултати анализа спроведених за 2029. годину. Како би тржишни модел био креиран, било је неопходно дефинисати сет улазних података. Прва група су подаци који се односе на производне капацитете који се могу очекивати на мрежи у 2029. години. У то се убрајају како капацитети који се тренутно налазе на мрежи (чији излазак из погона није виђен у наредних пет година), тако и капацитети који треба да се прикључе, сходно годинама које су сами клијенти најавили приликом подношења захтева за прикључење. Инсталисане снаге производних јединица прикључених на преносни систем које су узете у обзир при формирању тржишних модела за 2029. годину наведене су у следећој табели.

Табела 1: Инсталисане снаге капацитета на преносном систему 2029. година

Тип електране	Укупна инсталисана снага за 2029. годину [MW]
Термоелектране	4480,6*
Хидроелектране (без РХЕ)	2393,8
Реверзибилне хидроелектране	614 (турбине) / 560 (пумпе)
Ветроелектране	6069,8
Соларне електране	3170,8
Остале електране	30,2
Батеријска складишта	604,5 (кап. од 1,98 GWh)

*- у случају термоелектрана дата је снага на прагу преноса система.

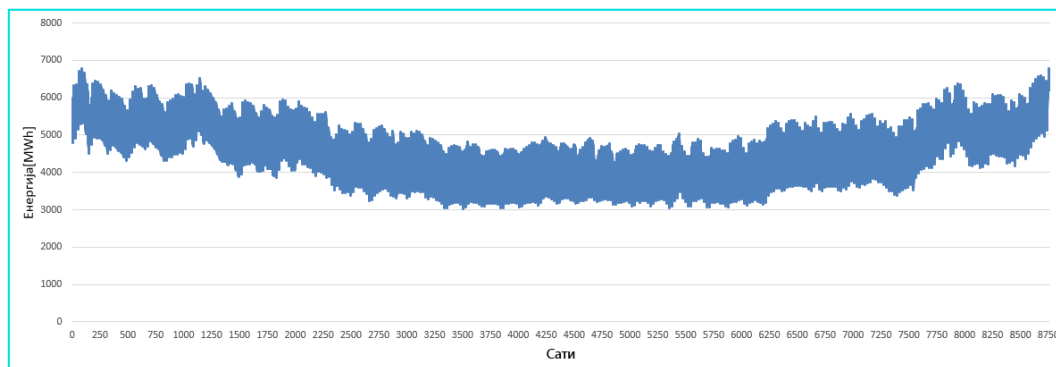
Од пројеката прикључења нових објеката на преносни систем уважени су они који су у тренутку писања нацрта Плана развоја имали готову Студију прикључења на преносни систем. Једини изузетак од правила биле су четири електране које се прикључују према стратешком партнерству Србије по питању градње фотонапонских соларних електрана. Пројекти који су у процес прикључења кренули у складу са новим регулаторним оквиром укључују и системе за складиштење електричне енергије, који су експлицитно уврштени у тржишне моделе за 2029. годину.

У моделима су уважени и капацитети који ће у 2029. години бити прикључени на дистрибутивни систем. Укупне инсталисане снаге соларних електрана и ветроелектрана прикључених на дистрибутивни систем узете при прављењу тржишних модела дате су у Табели 2. Снаге су подељене по дистрибутивним подручјима ЕДС. Пошто је снага којом снага може бити инјектирана из дистрибутивног у преносни систем ограничена актуелним регулаторним оквиром, снаге из приложене табеле не могу бити третиране као индикатор снаге инјектирања из дистрибутивног у преносни систем.

Табела 2: Инсталисане снаге капацитета на дистрибутивном систему – 2029. година

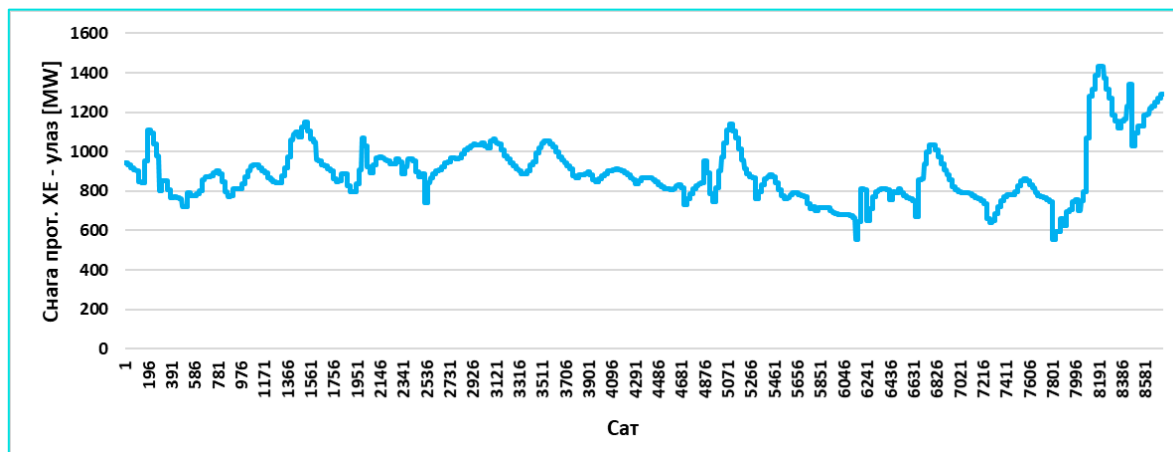
Дистрибутивно подручје	Инст. снага ВЕ [MW]	Инст. снага СЕ [MW]
Београд	0	60,9
Нови Сад	93,3	727,3
Краљево	0	121,2
Крагујевац	0	354,6
Ниш	0	419,5
Укупно	93,3	1683,5

Из Табела 1 и 2 се може видети да су варијабилни обновљиви извори енергије у портфељ који је разматран улазили са око 11 GW инсталисане снаге. Како би се спровео прорачун економског диспечинга електрана, потребно је у ANTARES унети процењене временске серије производње обновљивих извора са сатном резолуцијом. Такође, потребно је унети и сатне вредности потрошње електричне енергије које се очекује у посматраној години. Дефинисање сатних износа конзума 2029. године је обављено помоћу DFT (енг. *Demand Forecasting Tool*) алата, креираног од стране стручних тимова из ENTSO-E асоцијације. DFT је алат који на основу улазних података о потрошњи електричне енергије генерише сатне профиле потрошње за задате временске интервале. У улазне податке ту спадају три документа који садрже историјске податке о сатним вредностима потрошње, податке о нерадним данима (викендима, државним и верским празницима) и податке из PEMMDB (енг. *Pan-European Market Modeling Data Base*) базе. Ови подаци се користе као подлога у којој су наведене годишње потрошње електричне енергије (историјске и прогнозиране). Овако добијени сатни профиле потрошње за 2029. годину могу се видети на Слици 1.



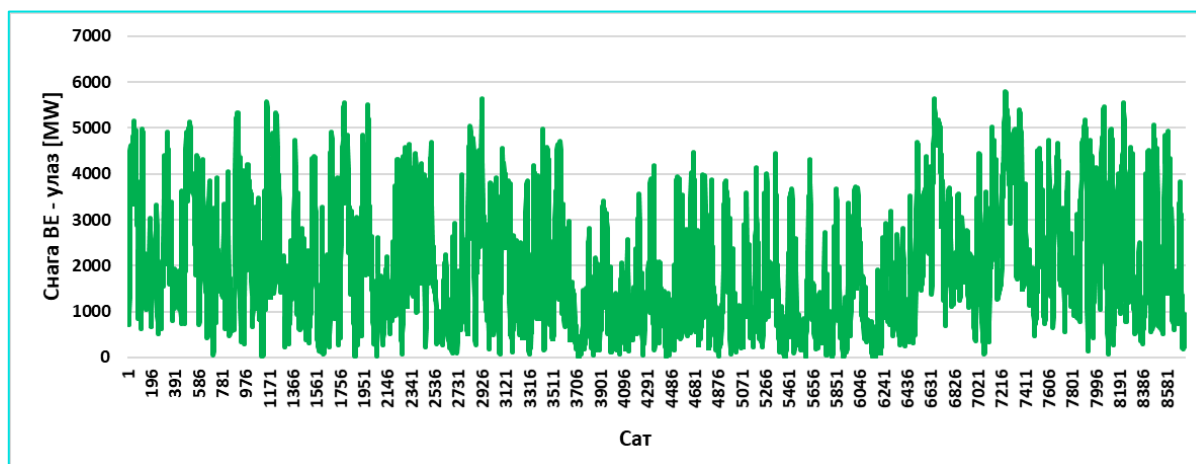
Слика 1: Сатни профил потрошње Републике Србије у 2029. години (без АП КиМ)

У улазне вредности које треба унети у ANTARES модел пре вршења прорачуна спадају и сатне производње обновљивих извора. То су ветроелектране, проточне хидроелектране и соларне електране. Што се тиче проточних хидроелектрана, профил је био заснован на профилима који су за Србију дати у Пан-европској климатској бази података (енг. *Pan-European Climate Database – PECD*). На дијаграму на Слици 2 се може видети годишњи профил рада проточних хидроелектрана, унет у тржишни симулациони модел. Јасно је да је профил дат збирно, за све такве електране у систему Србије, при чему се расподела снага по појединачним јединицама предметног типа у овом случају спроводи накнадно.



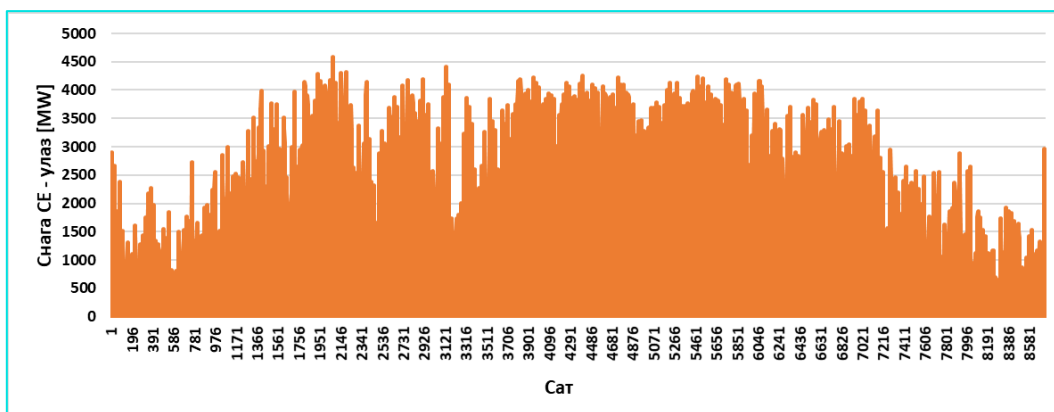
Слика 2: Производња проточних хидроелектрана – улазни податак за 2029. годину

Уз проточне хидроелектране, било је потребно унети и сатне серије за ветроелектране и соларне електране. Ти профили за ветроелектране и соларне електране су генерисани уз уважавање тога која се електрана налази у којој области, тако да је профил генерисан за сваку ветроелектрану понаособ. Сабирањем снага за сваку ветроелектрану у сваком сату у тој години добијен је укупни улазни профил за производњу ветроелектрана који је унет у ANTARES. Овако добијен сатни профил производње је дат на дијаграму на Слици 3.



Слика 3: Производња ветроелектрана – улазни податак за 2029. годину

Поступак идентичан овоме је спроведен и за профиле производње соларних електрана. Дијаграм на коме су дате улазне снаге производње соларних електрана дат је на Слици 4.

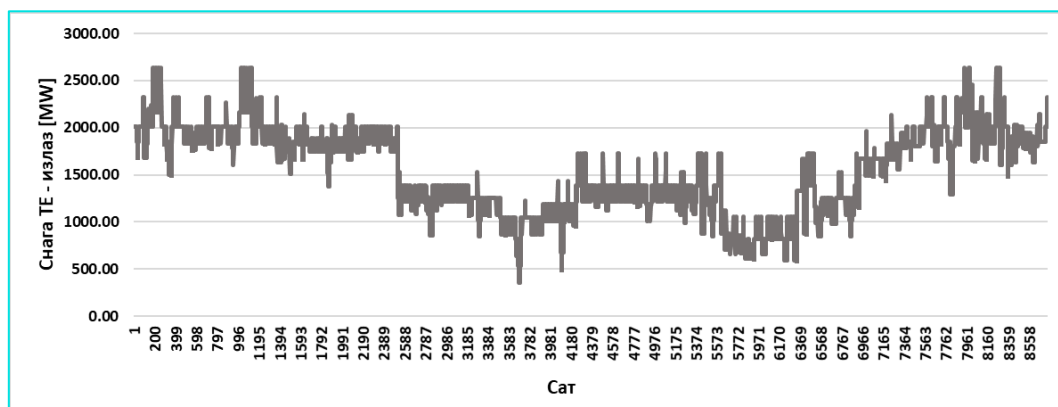


Слика 4: Производња соларних електрана – улазни податак за 2029. годину

Иако се на Слици 4 не виде сати са нултим снагама производње електрана, то не значи да таквих сати није било. Соларне електране не раде ноћу, али је тешко прецизно приказати то на дијаграму на ком је дато готово 9000 одбирака, тако да је ово стриктно последица усвојене резолуције, а не индикатор вредности коришћених при креирању симулационих модела. Након што су ови профили, заједно са преосталим улазним подацима, унети у креирани тржишни модел, могло се отпочети са обављањем жељених прорачуна на њима.

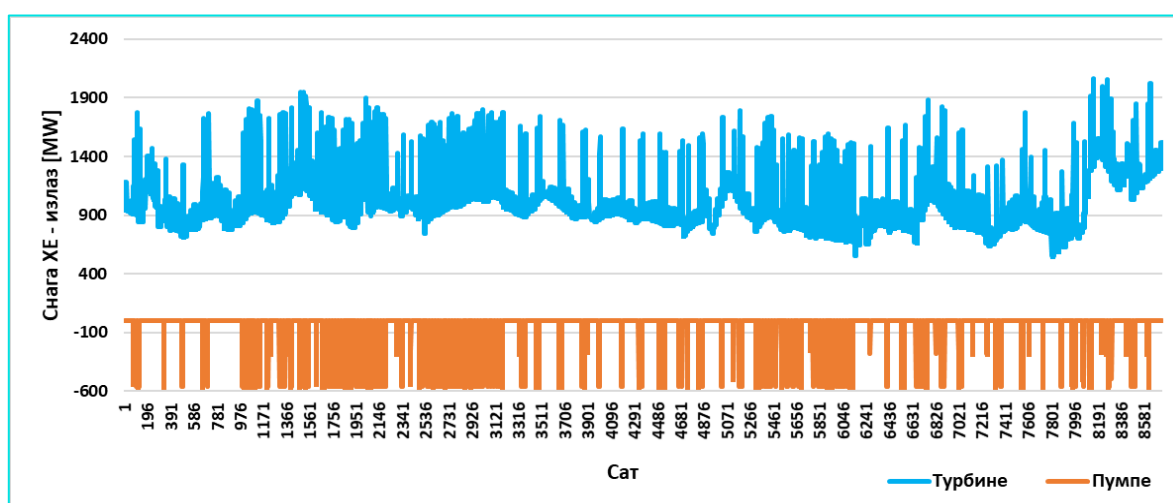
2.2 Мрежни симулациони модели

Мрежни модели из Плана развоја релевантни за овај рад се односе на годину G+5, где је са G означена година израде Плана развоја. Ови симулациони модели, од инфраструктуре намењене преносу електричне енергије, укључују како постојеће елементе преносног система, тако и инвестиционе пројекте ЕМС а.д. за које је добијена грађевинска дозвола или донет закључак Владе Републике Србије да је у питању пројекат од посебног значаја за државу. Овај приступ је стандардан приликом израде Студија прикључења на преносни систем, а по први пут је искоришћен и за потребе израде Плана развоја у његовом нацрту за период од 2025. до 2034. године. Како би се добио увид у то које су вредности узете из ANTARES софтверског пакета, на наредним странама су дати дијаграми сатних износа производње искоришћени за формирање мрежних модела за сваки сат у 2029. години. Расподела снаге производње сваког типа генератора по јединицама је обављена у складу са техничким карактеристикама и ограничењима ових јединица. Дијаграм сатних снага производње термоелектрана у Србији (на прагу преносне мреже) приказан је на Слици 5.



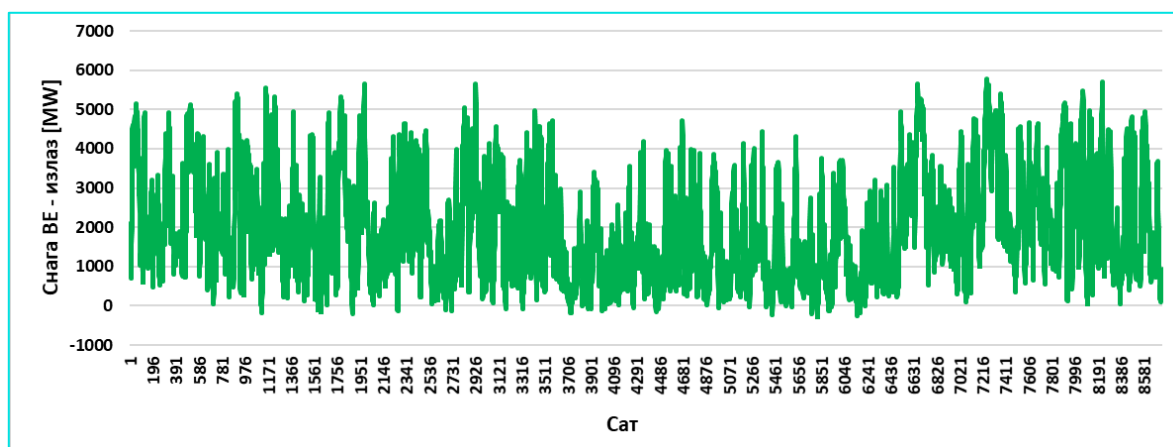
Слика 5: Производња термоелектрана – резултати за 2029. годину

Са ове слике се види да ће се од термоелектрана очекивати израженија подршка систему у зимском периоду него што је то случај у летњим месецима, што би се могло оправдати чињеницом да се зими јавља већи број ситуација у којима би напон могао да падне испод дефинисаних граница. Поред овога, и вредности снага потрошње су у зимском периоду веће него у летњим месецима, тако да термоелектране могу утицати на то да сигурност снабдевања конзума не буде угрожена. Осим овога, у летњим месецима би могло доћи и до планиране нерасположивости неких агрегата у термоелектранама услед потребе за вршењем ремонта и других радова на одржавању истих. На Слици 6 су приказане сатне вредности збирних снага производње хидроелектрана у систему Србије. Треба истаћи да су у овде приказане вредности ушле како проточне, тако и акумулационе и реверзибилне хидроелектране. Ово је на дијаграму на слици приказано плавом бојом. Уз то, наранџаста линија је примењена за представљање снага рада пумпи у реверзибилној хидроелектрани Бајина Башта. Посматрањем те линије се може видети да реверзибилна хидроелектрана ради у пумпном режиму у значајном делу године, а нарочито у току пролећних месеци.



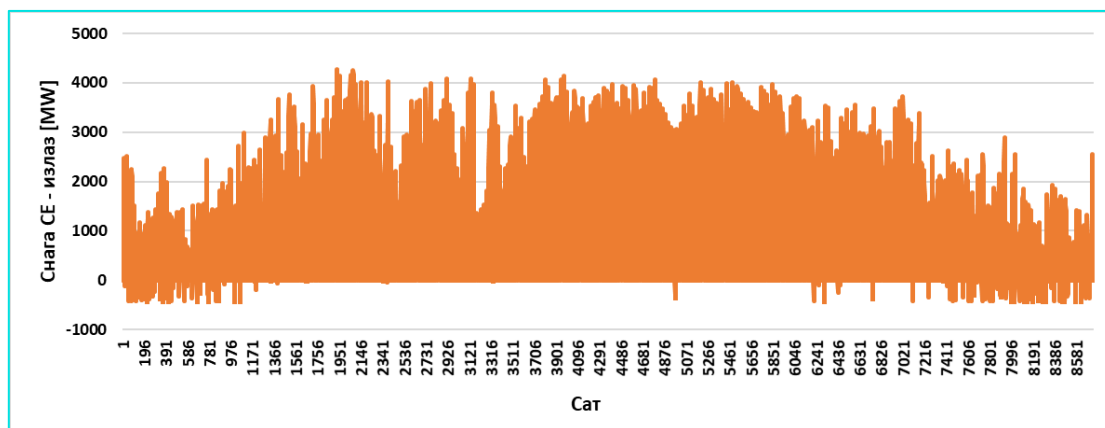
Слика 6: Производња хидроелектрана – резултати за 2029. годину

Пумпни режим РХЕ Бајина Башта је последица интермитентности рада ветроелектрана и соларних електрана, где се за кратко време могу јавити режими у којима постоји вишак енергије и режими у којима нема довољно енергије за задовољавање потреба потрошње. Што се ветроелектрана тиче, за њих је сатни дијаграм снага производње дат на Слици 7.



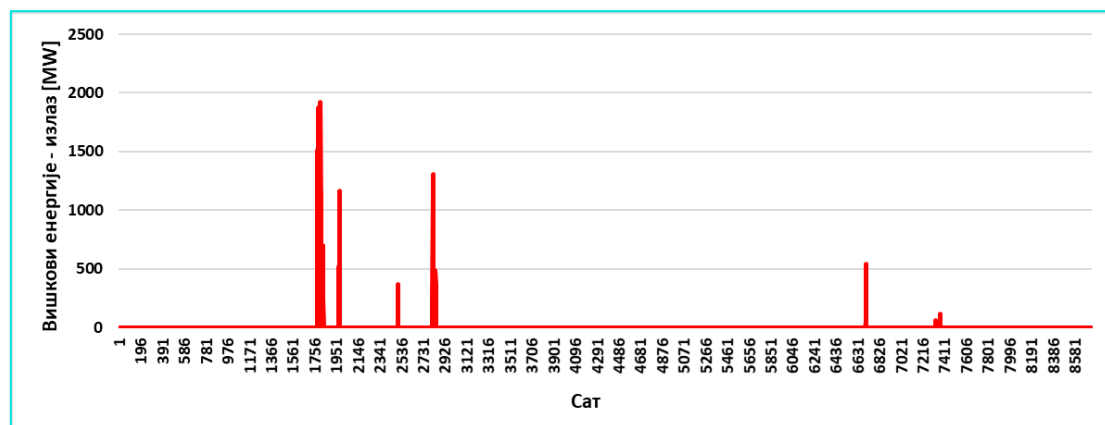
Слика 7: Производња ветроелектрана – резултати за 2029. годину

Добијени профил у великој мери одговара улазном профили који је приказан на Слици 3. Ипак, постоје две разлике које је потребно нагласити. Прво, неке од сатних вредности су ниже од оних унесених у ANTARES пакет услед вишкова у производњи, то јест, режима у којима се део енергије не може пласирати у мрежу због тржишних услова и ограничења размена са суседним системима. Уз ово, за електране које располажу пратећим баланским капацитетима (овде се под оваквим капацитетима подразумевају системи за складиштење електричне енергије), уважен је утицај истих. Њихов рад ефективно спушта производњу ветроелектрана, тако да су вредности добијене за неке сате овде чак и негативне. Слични закључци могу да се изведу и за соларне електране, за које је сатни дијаграм приказан на Слици 8. Са дате слике је евидентно да сумарна производња соларних електрана и њима придодатих система за складиштење у највећој мери пада испод нулте вредности током зимских и јесењих месеци. Управо ово је један од узрока разлика између вредности које су дате на Слици 8 и улазних вредности које су представљене на Слици 4. Други разлог је, опет, постојање радних режима у којима се јавља вишак производње због тржишних ограничења и немогућности пласмана енергије произведене у обновљивим изворима. Наравно, ЕМС а.д. ради на томе да се оваква ограничења умање у што већој мери, што се може постићи изградњом нове и јачањем постојеће инфраструктуре за пренос енергије.



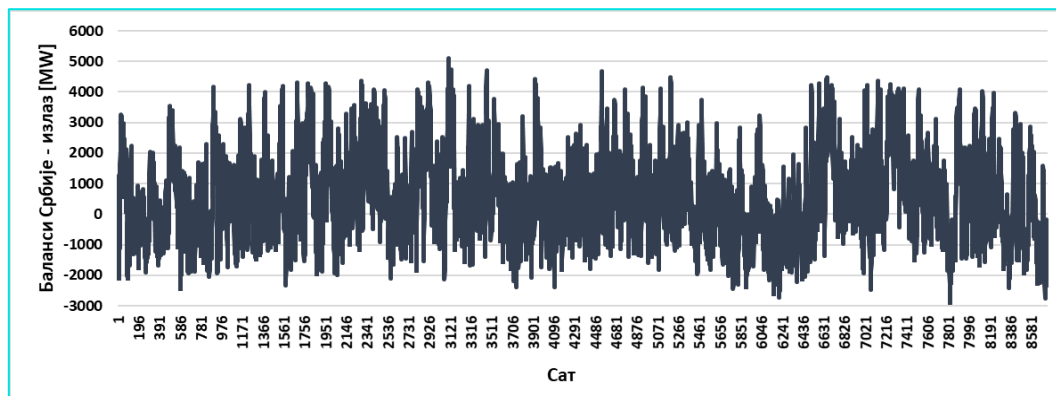
Слика 8: Производња соларних електрана – резултати за 2029. годину

У прошлом пасусу је било нешто речи о томе на који то начин тржишна ограничења могу утицати на пласман енергије из варијабилних обновљивих извора. Да би се утицај таквих вишкова илустровао, сатне вредности истих израчунате за 2029. годину дате су на Слици 9. Са те слике је јасно да до вишкова углавном долази у пролећном периоду 2029. године.



Слика 9: Вишкови производње – резултати за 2029. годину

Последњи податак којим је било требало располагати су баланси система Србије у сваком сату у 2029. години. То је један од резултата који се добијају након спровођења прорачуна на тржишним моделима, те се могу извући директно из ANTARES софтверског пакета. Одређене сатне вредности баланса (тј. разлика извоза и увоза) Србије представљене су на Слици 10, где позитивни износи означавају извоз, а негативни износи увоз енергије.



Слика 10: Баланси Србије – резултати за 2029. годину

Овиме је комплетиран скуп улазних података које је било неопходно обезбедити за сваки сат у години како би се за ту годину могли израдити сатни мрежни симулациони модели на којима су рађени прорачуни, те се може прећи на резултате добијене тим прорачунима.

3 РЕЗУЛТАТИ ПРОРАЧУНА ТОКОВА СНАГА И N-1 АНАЛИЗА

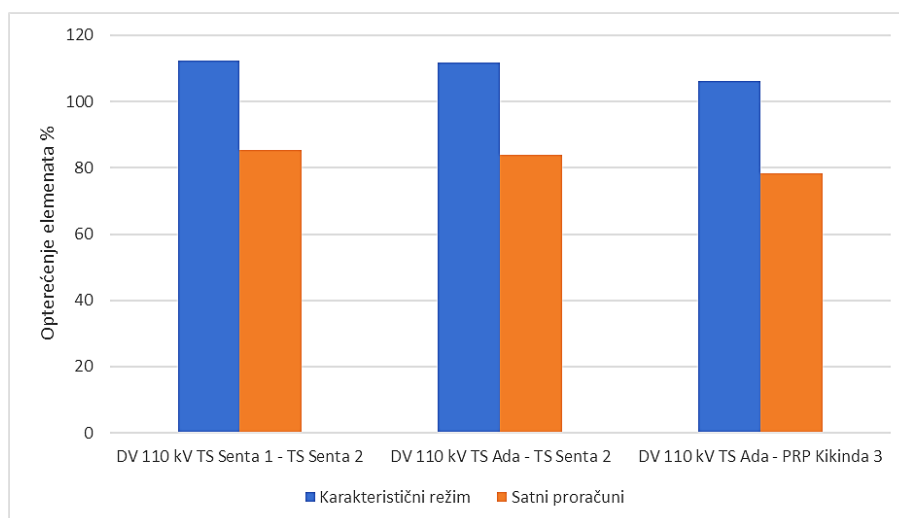
У Табели 3 је представљен одабрани сет резултата прорачуна токова снага кроз елементе и анализа поузданости рада мреже у случајевима једноструких испада у њој (N-1 анализе) обављених на моделу који одговара очекиваном стању система у 2029. години. Поменути одабир је био базиран на два фактора. Први од њих био је тај да је постојала жеља да се прикаже макар по један случај за сваки регион Србије. Други фактор који је овде био узет био је онај по коме су одабирани искључиво комбинације испада и преоптерећења које би биле приказане као проблематичне у случају коришћења карактеристичних режима, а нису виђене када су прорачуни били рађени на сатним моделима. Прва колона ове табеле даје увид у симулирани испад појединачног елемента система, док се у наредној колони наводе елементи означени као преоптерећени приликом анализа на карактеристичним режимима. Њихово максимално процентуално оптерећење (израчунато на ма ком од три креирана карактеристична модела) дато је у трећој колони, док четврта колона даје увид у њихово максимално оптерећење добијено на једном од сатних модела за 2029. годину.

Табела 3: Резултати прорачуна токова снага и N-1 анализа

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење елемента – кар. режим [%]	Оптерећење елемента – сатно [%]
ДВ 220 kV TC Нови Сад 3 – TC Зрењанин 2	ДВ 110 kV TC Сента 1 – TC Сента 2	112,4	85,5
	ДВ 110 kV TC Ада – TC Сента 2	111,9	84,0
	ДВ 110 kV TC Ада – ПРП Кикинда 3	106,3	78,3

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење елемента – кар. режим [%]	Оптерећење елемента – сатно [%]
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 – ПРП Владимировац	ДВ 110 kV ТС Сента 1 – ТС Сента 2	105,2	83,4
	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Сента 2	104,6	81,9
ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља	ДВ 220 kV ТС Бистрица – ТЕ Пљевља	113,5	99,1
ДВ 400 kV ПРП Честобродина – ПРП Ражањ	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1	103,1	83,4
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Бор 6	ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	101,2	84,9
ДВ 400 kV РП Младост – ТС Сремска Митровица 2	ДВ 400 kV ТС Суботица 3 – ТС Шандорфалва (Мађ.)	107,1	76,8
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3	ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1	104,9	86,1
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 – ПРП Врање 5	ДВ 110 kV ТС Владичин Хан – ТС Врање 4	106,3	70,2
	ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ТС Врање 1	104,3	72,5
	ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ТС Владичин Хан	102,5	73,9

Да би ефекат који је радом потребно илустровати био јаснији, графички приказ проблема који су у систему виђени за симулацију испада ДВ 220 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Зрењанин 2 може се видети на дијаграму на Слици 11. Потребно је поновити да су ови проблеми виђени само при вршењу прорачуна на карактеристичним режимима, а нису виђени на прорачунима рађеним на сатним моделима. На овом дијаграму је плава боја искоришћена за максимална оптерећења водова у карактеристичном режиму, а наранџаста боја указује на максималне вредности оптерећења водова у неком од сати у 2029. години. Пошто су сатне анализе утврдиле значајно смањено оптерећења водова (у неким случајевима, ово смањење износи и до 26%), јасно се виде ефекти употребе модификоване методологије.



Слика 11: Приказ преоптерећених водова за испад ДВ 220 kV ТС Н. Сад 3 – ТС Зрењанин 2

Оно што је посебно занимљиво демонстрирати је то какав би утицај ова иновација могла да има на преусмеравање инвестиционих одлука и располагање буџетом и преосталим доступним ресурсима. Наиме, уколико би се инвестиционе одлуке базирале искључиво на резултатима добијеним на карактеристичним моделима, неки од пројеката би се могли учинити као приоритетнији него што заправо јесу. Ако би се посматрао дијаграм дат на Слици 11, као погодан пример за ово се може узети далековод 110 kV између ТС Сента 1 и ТС Сента 2, заједно са резултатима који су за овај далековод добијени симулацијама на карактеристичним и на сатним моделима. Уколико би се као референтни усвојили карактеристични режими, засновани на пропозицијама дефинисаним у Правилима о раду преносног система, дошло би се до тога да тај далековод може бити преоптерећен при испаду далековода 220 kV од ТС Нови Сад 3 до ТС Зрењанин 2. Тада би се можда донела и одлука да се предвиди нова инвестициона активност која би ојачала предметни правац и отклонила преоптерећење. То би могла бити градња новог вода којим би се дуплирао оптерећени правац или реконструкција којом би се постојећем воду повећао капацитет. У било ком случају би ово захтевало незанемарљива улагања и радове, тако да би заузело и одговарајући проценат буџета и осталих ресурса којима оператор преносног система располаже. Како су ресурси ограничени, ово би свакако довело до одлагања реализације неких других пројеката који су такође планирани за реализацију у наредном периоду. Ако би се као референтни усвојили резултати добијени сатним прорачунима, до овога не би дошло, зато што би постало јасно да примећени проблеми не би одговарали ниједном радном стању система блиском реалности. То би даље довело до тога да се сви ресурси боље расподеле, што и јесте један од битних ефеката примене предложене методологије.

4 ЗАКЉУЧАК

У складу са важећим регулаторним оквиром, израда Плана развоја преносног система за период од барем наредних десет година представља законску обавезу на коју ЕМС а.д., као оператор преносног система Републике Србије, мора одговорити на адекватан начин. У ЕМС а.д. се константно ради на томе да се методологије које се користе у планерском процесу ревидирају и да се у њима уоче могућности за иновације и унапређења. Оваква могућност је приликом израде Плана развоја за период од 2025. до 2034. године уочена у начину на који се спроводе анализе токова снага и поузданости рада система приликом једноструких испада елемената у њему. Наиме, до претходне верзије Плана су прорачуни рађени на моделима који одговарају вештачки креираним екстремним радним режимима рада мреже. Иако је тај приступ померен на страну сигурности, ипак може дати резултате који би се могли сматрати и превише конзервативним. У складу са овиме је донета одлука да се од овог Плана развоја прорачуни не раде на екстремним моделима, већ на моделима којима би се симулирао рад система у сваком сату предметне године. Применом сатне резолуције прорачуна обухваћено је свако од стања система које би се могло очекивати по резултатима тржишних прорачуна, за разлику од радних режима одабраних на основу понашања потрошње. Ово је посебно важно за систем, зато што услед велике пенетрације обновљивих извора могу бити критични и режими које не одликују екстремне вредности конзума, него екстремуми производње обновљивих извора. Још једна предност употребе сатне резолуције прорачуна огледа се у томе што се поред максималног оптерећења неког елемента за одређени испад, даје и број сати за које је то преоптерећење уочено, пошто се проблеми примећени за већи број сати могу сматрати критичнијима од оних виђених за свега неколико сати, па се у складу са тиме могу сагледати одговарајуће развојне мере у процесу планирања система.

Примери ситуација у којима би се проблеми који су виђени на карактеристичним моделима изгубили уколико се пређе на сатне прорачуне дати су у претпоследњем поглављу рада, уз посебно стављање акцента на то на који би се начин која од две методологије одразила на коришћење буџета и осталих ресурса. Пошто ЕМС а.д. за наредни период планира интензивна улагања у значајан број пројеката, јасно је у којој се мери унапређења која би могла допринети бољој расподели ионако ограничених средстава могу сматрати добродошлим. Што се шире слике тиче, ово се може узети и као позитиван пример унапређења које је ЕМС а.д. имплементирао у планерске процесе, при чему ће и у наредним процесима свакако долазити и до нових побољшања овог типа. Ова побољшања ће, по имплементацији, бити представљена на неком од будућих саветовања.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Закон о енергетици Републике Србије („Сл. гласник РС“, бр. 145/2014, 95/2018 – др. закон, 40/2021, 35/2023 – др. закон, 62/2023 и 94/2024);
- [2] ЕМС а.д., *Правила о раду преносног система*; 2023, документ јавно доступан на страници: <https://ems.rs>, приступљено у априлу 2025.
- [3] ЕМС а.д., *План развоја преносног система за период од 2023. до 2032. године*; 2023, доступан на адреси: <https://ems.rs/planovi-razvoja>, приступљено у априлу 2025.
- [4] S. Chipli, *Automating AC Power Flow Simulations – European Electricity Grid*; 2021, докторска дисертација, Универзитет у Делфту, Холандија, доступан на: <https://diamhomes.ewi.tudelft.nl>, приступљено у априлу 2025.
- [5] International Energy Agency, *Wind/PV Integration Studies, 3rd Edition – Expert Group Report on Recommended Practices*; 2024, доступан на: <https://iea-pvps.org>, приступљено у априлу 2025.
- [6] Red Electrica de Espana, *Transmission Network Development Plan – 2021-2026 Period*; 2022, доступно на адреси: <https://www.planificacionelectrica.es/en>, приступљено у априлу 2025.