



ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

ЗА ПЕРИОД ОД 2025. ДО 2034. ГОДИНЕ



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ



- финална верзија -



Садржај

1.	Увод.....	4
2.	Методологија израде.....	11
3.	Тренутно стање мреже.....	19
4.	Прогноза потрошње електричне енергије.....	39
5.	Тржишни симулациони модели	54
6.	Мрежни симулациони модели.....	63
7.	Резултати спроведених анализа.....	77
8.	Развојне студије.....	128
9.	Листе планираних пројеката.....	136
10.	Примена иновативних технологија	173
11.	Технички систем управљања и телекомуникација.....	185
12.	Усаглашеност Плана развоја и стратешких докумената.....	194
13.	Закључак и литература.....	199

Поглавље 1

Увод





1.1. Национални аспект планирања развоја

Проблематика адекватног планирања преносног система у модерној енергетици у све већој мери добија на значају и на актуелности. Разлог за то, са једне стране, лежи у интеграцији обновљивих извора енергије и њиховом укључивању у производне портфеле, што је, опет, усклађено и са савременим еколошким тенденцијама и иницијативама да се бар један део конвенционалних извора на дуге стазе замени алтернативама које мање утичу на животну средину. Са друге стране, планирање система мора бити посматрано и уз узимање у обзир конзума који је потребно напојити електричном енергијом на сигуран и поуздан начин. Овде би требало појаснити да се под узимањем потрошње у обзир подразумева како уважавање предвиђеног пораста количине електричне енергије која се троши на годишњем нивоу, тако и разумевање тога да потрошња коју је потребно напојити постаје све осетљивија, то јест, да чак и мали проблеми у напајању електричном енергијом могу довести до врло озбиљних хаварија у њиховом функционисању. Такве измене у генералном сагледавању енергетског сектора морају да буду праћене и одговарајућим повећањем преносних капацитета. Поред тога, развијање тржишта и могућности купопродаје електричне енергије између различитих субјеката за последицу има то да се високонапонска преносна мрежа све више користи и за транзит између суседних система. Према томе, треба планирати и нове интерконективне преносне капацитете ка суседним системима. Ако се ово упари са тиме да је отпор јавног мњења према изградњи нових инфраструктурних објеката све израженији, једноставно се долази до тога да планирање развоја система постаје све изазовнији и све тежи задатак.

*„... планирање
развоја преносног
система је све
тежи задатак.“*

Као добар илустративни пример онога што се догађа у електроенергетици могла би послужити саобраћајна инфраструктура. Конкретно, уколико би се замислила ситуација у којој цело становништво неког града ради у истој фабрици, смештеној ван града, било би јасно да би ти радници морали доћи до свог радног места на неки начин. Ово би довело до тога да се путеви на деоници између града и фабрике прошире и развију тако да на њима не долази до закрчења и да радници могу на посао пристизати што брже и што ефикасније. Ако би се фабрика, из ма ког разлога, сада изместила са те локације, постају јасне две ствари – прво, да би путеви који су спајали град са старом локацијом сада били готово празни, и друго, да је потребно изградити нове путеве који ће спојити град са новом фабриком. У супротном ће поново, упркос улагањима у путеве ка старој локацији, долазити до закрчења и гужви. Веома је слична ситуација и са модерном енергетиком. Како

су преносни системи замишљани и грађени у време када се производња енергије базирала на великим конвенционалним изворима, то је и стара преносна мрежа конципирана тако да те изворе споји са значајним потрошачким чвориштима. Измештање производних јединица услед велике интеграције обновљивих извора енергије довело је до потребе да се концепт преносне мреже измени тако да она споји нове генераторске капацитете са потрошачима.



Управо ово представља један од најбитнијих задатака који су постављени пред оператора преносног система при планирању његовог развоја. Основни принципи и постулати којих се ЕМС а.д., као оператор преносног система Србије, придржава када приступа планерском процесу су дефинисани и важећим правно-регулаторним оквиром. Неки од најзначајнијих аката који чине оквир у коме се планирање развоја врши могу се видети и на Слици 1.1.



Слика 1.1: Регулаторни оквир за планирање развоја преносног система.

Сваки од докумената поменутих на претходној слици дефинише један део процедуре која мора бити поштована током планирања развоја преносног система. Тако, примера ради, у Закону 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) наведено да је оператор преносног система дужан да сваке друге године донесе План развоја за период од најмање десет година (члан 109). Након тога, члан 111 истог закона прецизира то да План развоја мора бити базиран на прогнозираној потрошњи и производњи, те саветовању са заинтересованим странама. У том члану се такође наводи и да План развоја преносног система мора да буде усаглашен са Планом развоја дистрибутивне мреже. Како би се ово обезбедило, у току израде Плана развоја преносног система се, у складу са потребама, организују састанци са оператором дистрибутивног система. На састанцима се обавља верификација достављених података и усаглашавање инвестиционих и развојних планова два оператора. Овиме се спречава да дође до раскорака у реализацији пројеката који захтевају активности оба оператора, те се гарантује то да ће се очекивани бенефити од пројеката остварити сходно предвиђањима.



Исти закон, својим чланом 112, одређује и то да је оператор преносног система у обавези да у свој План развоја уврсти и анализу адекватности. Оваква анализа мора бити урађена према члану 67а Закона о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије („Сл. гласник РС“, бр. 40/2021 и 35/2023), где се тачно наводи које је капацитете потребно узети у обзир приликом израде анализе адекватности. Посебна разлика се прави између анализе која се односи на адекватност производње и преносног система са аспекта балансирања и анализе која се односи на адекватност производног система за задовољење потрошње.

У том члану се конкретно наводи и да План развоја преносног система мора садржати списак објеката за које је оператор преносног система потписао уговоре о изради студије прикључења. Садржај тог уговора је прецизно наведен у члану 6 Уредбе о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Сл. гласник РС“, бр. 84/2023). Кроз исти члан је дефинисан и начин на који се клијент може обратити оператору система са захтевом за израду овакве студије.



Поред ових одредби, приликом планирања развоја преносног система је потребно уважити још две ставке – техничку одрживост стања система које се планира на неком временском хоризонту и усклађеност Плана развоја са државним стратегијама из области од интереса. Први од ових проблема се решава тако што се планирање развоја врши сходно Правилима о раду преносног система (актуелна верзија у тренутку писања овог поглавља је она која је донета у новембру 2023. године), где се Поглавље 4 бави техничким критеријумима који се морају узети у обзир приликом планирања, начином на који се планирање врши и, на крају, садржајем Плана развоја преносног система. Што се тиче усаглашавања са националним плановима из ресора енергетике, оно се постиже тако што се План развоја редовно пореди са званичним документима (или нацртима, тамо где званичне верзије докумената и даље нису усвојене), донетим од стране Владе Републике Србије, народне скупштине, ресорног министарства или других у те сврхе формираних тимова. У таква документа, примера ради, спадају Стратегија развоја енергетике Републике Србије (верзија за период до 2040. године са пројекцијама до 2050. године је усвојена и званично објављена у „Сл. гласник РС“, бр. 94/2024), Програм остваривања ове Стратегије, Полазне основе плана развоја енергетске инфраструктуре, те Интегрисани национални енергетски и климатски план Р. Србије, који је усвојен јула 2024. године. Придржавајући се наведених спецификација, ЕМС а.д. мора на сваке две године донети План развоја преносног система у коме мора да обрати пажњу како на инфраструктуру за пренос електричне енергије између региона у Србији, тако и на инфраструктуру за пренос енергије преко граница и размену исте са суседним системима. У складу са тиме, као и са сопственом мисијом и визијом, ЕМС а.д. за наступајућих десет до двадесет година предвиђа интензивна улагања којима ће се загарантовати безбедан и сигуран рад система, те поуздано напајање потрошача енергијом одговарајућег квалитета.



1.2. Међународни аспект планирања развоја

Пред крај претходног потпоглавља је било речи о томе да се, поред интерних пројеката, у наредном периоду сагледава и значајно проширење мреже интерконективних далековода преко је преносни систем ЕМС а.д. повезан са системима земаља у окружењу. Како би се обезбедило да се ови пројекти реализују хармонизовано, то јест, да не дође до раскорака између активности једног и активности другог оператора, усаглашавање планова се врши кроз радне групе Европске асоцијације оператора система за пренос електричне енергије (*European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E*). Конкретно, у случајевима у којима се дискутује о новим инфраструктурним пројектима, за усаглашавање су задужени представници оператора у Комитету за развој (*System Development Committee – SDC*) ове асоцијације и радним групама које се налазе под окриљем овог комитета. Сами интерконективни пројекти око којих су се релевантни оператори усагласили су набројани и евалуирани у пакету докумената названом Пан-европски план развоја система за пренос електричне енергије (*Ten-Year Network Development Plan – TYNDP*). Намена овог пакета је обезбеђивање транспарентног развоја преносних мрежа у Европи и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу. TYNDP пакет представља прецизан и ажуран извор информација везаних за планирани развој европских преносних мрежа. Уз то, указује на потребна улагања у европску преносну мрежу у циљу постизања циљева енергетске политике, зацртаних у релевантним регулативама и директивама ЕУ.

Регионални инвестициони планови се, као важан део овог пакета, баве примећеним проблемима и потребама преносне мреже на нивоу једног од шест региона ENTSO-E асоцијације, где Србија припада CSE региону, односно Континенталној југоисточној Европи. Регионални инвестициони план је базиран како на пан-европским студијама тржишта, тако и на мрежним студијама којима се у фокусу налази једна или неколицина земаља региона који обрађује. Из перспективе оператора преносних система, транспарентни Регионални инвестициони план представља одличну прилику за успостављање везе између европских циљева

*ENTSO-E асоцијација броју 40
оператора из 36 држава Европе.*

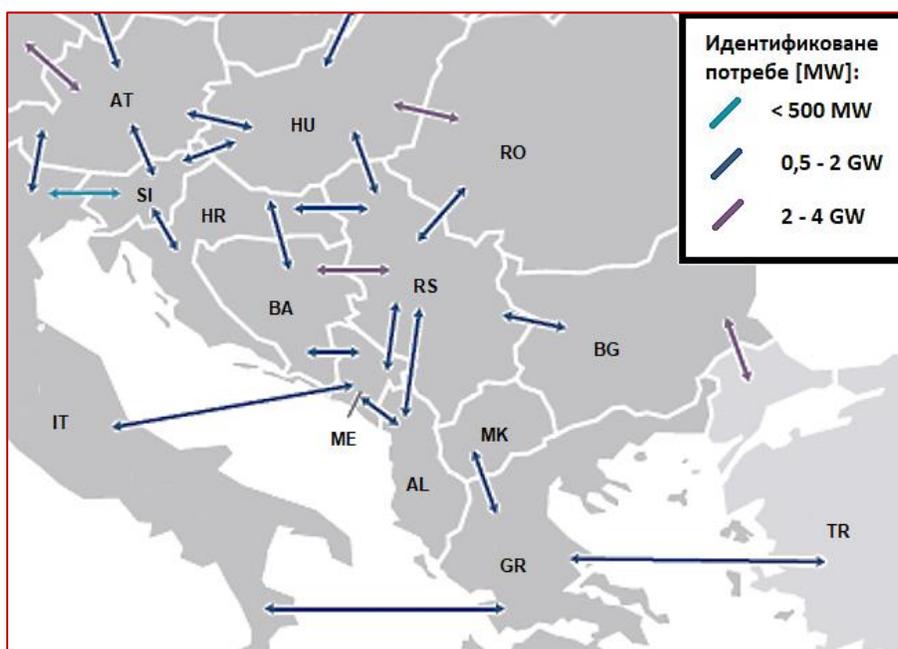


и ситуације у сваком од региона у којима је ове циљеве потребно постићи. Овде се посебна пажња придаје наглашавању специфичности сваког региона и како добрих искустава, тако и препрека са којима су се оператори у региону сусретали. У Регионалном инвестиционом плану су приказани сви пројекти у региону који су пријављени за процену у процесу израде TYNDP, заједно са описима који указују на то како ће сваки од тих пројеката да допринесе решавању садашњих или будућих проблема у региону. Самим тим, овај документ такође представља прилику за операторе преносних система да промовишу пројекте у чијој су номинацији учествовали, те се може посматрати и као важан аргумент у случају захтевања међународне подршке за реализацију ових пројеката. Уз то, Регионални инвестициони план садржи и описе регионалних иницијатива и пројеката који нису укључени у остатак TYNDP пакета, што може допринети препознавању ових пројеката од стране европске јавности.



Што се тиче покретања процеса усаглашавања између оператора суседних система у вези са новим интерконективним пројектима који ће се реализовати у наредном периоду, за то је од посебне важности процес идентификације системских потреба (*Identification of System Needs – IoSM*) који се обавља приликом израде TYNDP пакета. Тренутно актуелна анализа системских потреба спроведена је током израде TYNDP 2022 пакета. У складу са тиме, у њој су као временски хоризонти од интереса посматране године које су биле релевантне и у читавом пакету – 2030. и 2040. година. У овом процесу се на основу добијених резултата идентификују потенцијалне потребе за повећањем интерконективних капацитета у ENTSO-E асоцијацији до предефинисаних пресечних година. Одређивање системских потреба се, у склопу процедуре утврђене методологијом ENTSO-E, спроводи на тржишним моделима. При уношењу капацитета између тржишних зона у моделима се у обзир узимају искључиво вредности валидне за стање мреже какво се предвиђа за 2025. годину. Ова година је, пре иницирања процеса идентификације системских потреба, била одабрана као референтна.

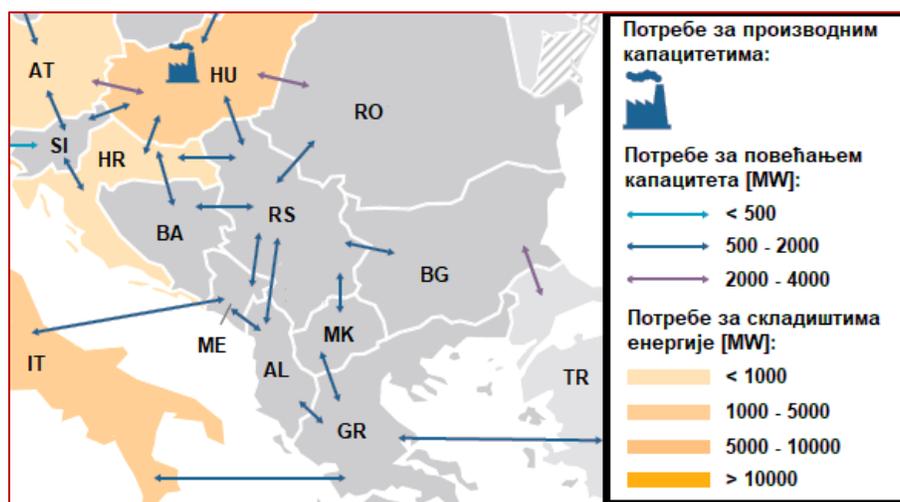
Након што се тржишни модели за изабране пресечне године формирају и верификују, од представника оператора преносних система који су укључени у рад ENTSO-E асоцијације се прикупљају јединичне цене повећања преносних капацитета на њиховим границама, то јест, процена улагања потребних да се тај преносни капацитет подигне за неку јединичну вредност. По скупљању улазних података, покреће се оптимизатор, посебно начињен у ове сврхе, чији излазни резултати директно указују на сет граница на којима би било економски оправдано разматрати повећање постојећих преносних капацитета. Критеријум који се том приликом користи за оптимизацију је максимални пораст друштвеног благостања на нивоу ENTSO-E асоцијације, уз разумни ниво улагања потребних да би се ти ефекти постигли. Када се прорачуни заврше, добија се листа граница на којима постоји потреба за ојачањима мреже, праћена вредностима препоручених повећања преносних капацитета за сваку од ових граница. Системске потребе идентификоване за 2030. годину су дате на Слици 1.2.



Слика 1.2: Идентификоване системске потребе за 2030. годину.



На овој слици је за исказивање потреба за повећањем преносних капацитета на границама искоришћено кодирање бојама, при чему свака од боја одговара по једном опсегу пораста капацитета на некој граници који би био економски оправдан. По томе, повећања доступних капацитета би се могла сматрати оправданим на готово свим границама Републике Србије, где је једини изузетак граница између Србије и Северне Македоније. Са друге стране, оно што охрабрује је чињеница да за готову сваку од приказаних граница већ постоји пројекат укључен у TYNDP портфолио који је намењен повећању расположивих капацитета на њој. Слична је ситуација и за 2040. годину, за коју су резултати дати на Слици 1.3. Овде су, осим различитих боја стрелица, за приказивање резултата искоришћене и боје којима су на овој карти обележене територије различитих земаља у региону. Те боје означавају потребе за изградњом нових производних капацитета и система за складиштење електричне енергије.



Слика 1.3: Идентификоване системске потребе за 2040. годину.

Као што се може уочити, као граница на којој би било пожељно повећати капацитет у 2040. години је обележена чак и граница између Србије и Северне Македоније, што наглашава потребу за интензивним улагањима у развој система у региону у наступајућим деценијама. Након што се одреде границе на којима треба повећати расположиви капацитет, оператори система који деле неку границу могу приступити преговорима и, ако на тој граници већ нема пројекта, дефинисати нови пројекат којим би се одговорило на утврђену системску потребу. Пројекат би, на основу тога што одговара на идентификовану потребу, потом могао да буде пријављен за евалуацију у оквиру наредног TYNDP пакета. Пример за такву процедуру се може наћи већ и на једној од граница Републике Србије. Наиме, све до TYNDP 2020 пакета није било пројекта којим би се повећао преносни капацитет на граници између Србије и Мађарске, да би, након што је у оквиру овог пакета идентификована потреба за увећањем капацитета на овој граници, почели разговори представника ЕМС а.д. и MAVIR (оператора преносног система Мађарске). Ови разговори су довели до идеје о Панонском коридору за пренос електричне енергије, о коме је више детаља дато у Поглављу 9 овог Плана развоја. Поред TYNDP пакета, битно би било истаћи и Пан-европску анализу адекватности ресурса (*European Resource Adequacy Assessment – ERAA*) у којој се, са становишта читаве Европе, разматрају вредности показатеља поузданости напајања потрошача. О тим показатељима ће више речи бити у Потпоглављу 7.5 овог Плана које се и бави њиховим израчунавањем.

Поглавље 2

Методологија израде





2.1. Критеријуми за планирање развоја

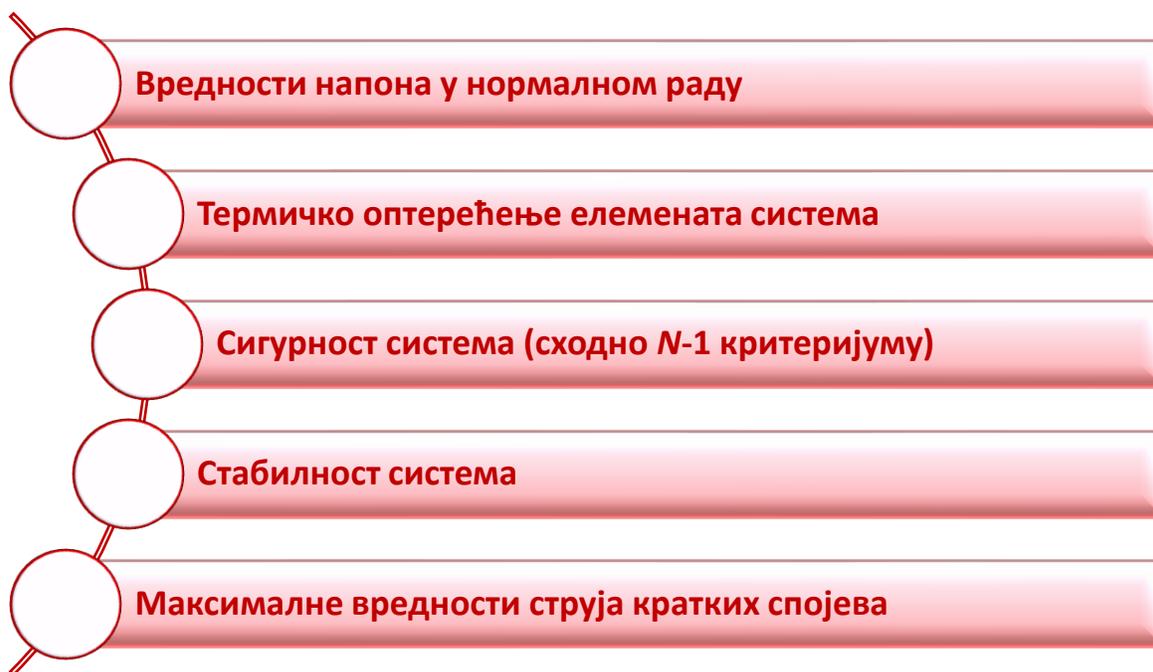
ЕМС а.д. планирање развоја, уз поштовање релевантних законских регулатива, спроводи у складу са својом мисијом и са својом визијом. Конкретно, по званичној интернет страници компаније, у њену мисију спадају сигуран и поуздан пренос електричне енергије, ефикасно управљање преносним системом који је повезан са електроенергетским системима других земаља, оптималан и одржив развој система у циљу задовољења потреба корисника истог и друштва у целини, обезбеђивање функционисања и развоја тржишта електричне енергије у Републици Србији, те његово интегрисање у регионално и европско тржиште електричне енергије. Са друге стране, визија ЕМС а.д. јесте позиционирање ове компаније као лидера међу операторима преносних система у региону. Како би компанија могла постићи тај циљ, потребно је да своје обавезе, као и до сада, извршава ефикасно и одговорно, унапређујући своје пословање у сврхе достизања највиших стандарда, уз примену принципа друштвене одговорности и одрживог развоја. Да би се овакав развој постигао, неопходно је одредити преносни капацитет мреже која би то дозволила, узимајући у обзир, између осталог, тренд промене потрошње електричне енергије, најављена пуштања у погон нових и повлачења старих производних јединица, као и прекограничне размене са суседним операторима.

Након дефинисања улазних претпоставки, потребно је сагледати и проблеме до којих може доћи уколико се развој читавог електроенергетског сектора одвије на начин који одговара тим претпоставкама. О томе како се такве претпоставке дефинишу и у ком кораку се која од њих примењује ће више речи бити у неком од наредних поглавља овог Плана развоја. Овде је фокус потребно ставити на основни принцип који се користи при предлагању могућих решења за уочене проблеме. Наиме, прва ствар која се мора разумети је да је приликом планирања развоја потребно наћи баланс између техничке оправданости предложених решења и њихове економске изводљивости. Ако се било ком од ова два критеријума припише превелики приоритет у односу на други критеријум, направиће се грешка у планерском процесу. Уколико се грешка направи на ону страну која би као важније третирала економске факторе, дошло би се до скупа решења који може не би задовољио потребе са техничке стране. Опет, ако би се као далеко битнији третирали технички критеријуми, без обраћања пажње на економске факторе, добио би се нереалистичан план који не би било могуће остварити са тачке гледишта практичне изводљивости. Како би се оба критеријума задовољила, потребно је разматрати ефикасна решења којима ће се расположиви ресурси расподелити на најбољи могући начин. Посебан напор се улаже како би се, у случајевима у којима је то могуће, пронашла мултифункционална решења, односно решења чијом би се реализацијом решио већи број проблема истовремено. Примера ради, исто решење може отклонити проблем радијалног напајања неке трансформаторске станице и тешкоће везане за снижене напоне у том региону. Оваквим решењима, у сврхе ефикасности, треба тежити.

*„... потребно је
наћи баланс
између техничких
и економских
критеријума.“*



Анализе на основу којих се идентификују предметни проблеми и разматра утицај могућих решења тих проблема су у складу са одговарајућим поглављем Правила о раду преносног система. Тим документом су, између осталог, дефинисани и опсези у којима морају лежати одређени индикатори приликом нормалног радног стања преносног система. Међу осталим разлозима за планирање развоја неког дела преносне мреже, може се истаћи случај у коме прорачуни, урађени на перспективним симулационим моделима, укажу на то да у наредном периоду може доћи до нарушавања неког од техничких критеријума датих у наредној листи:



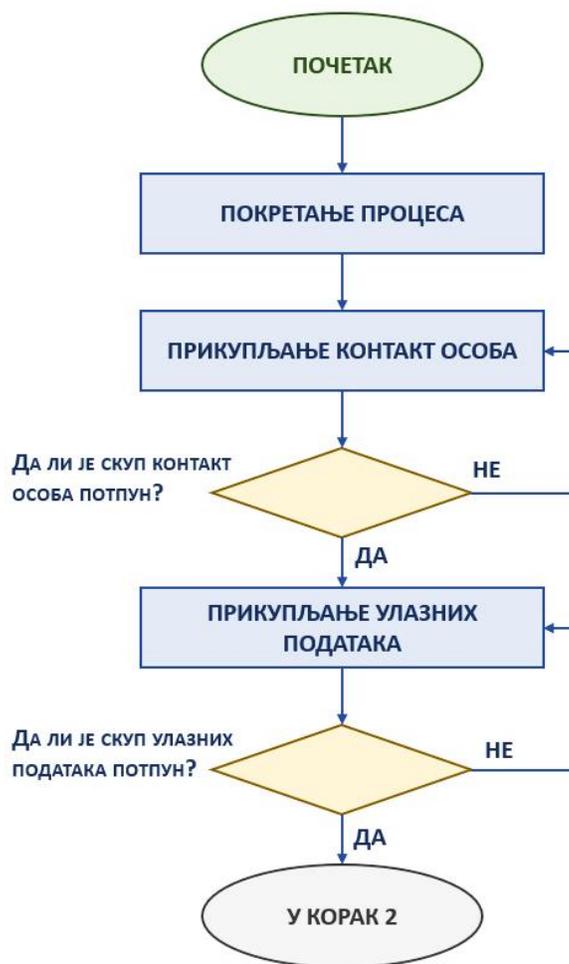
На пример, Правилима о раду је дефинисано да вредности напона у било којој тачки мреже 400 kV, 220 kV и 110 kV у нормалним погонским условима налазе се у следећим опсезима:

- мрежа 400 kV: између 360 kV и 420 kV;
- мрежа 220 kV: између 198 kV и 245 kV;
- мрежа 110 kV: између 99 kV и 123 kV.

По Правилима о раду, систем мора радити у границама дефинисаним овим критеријумима како када нема поремећаја, тако и након једноструких испада елемената. Ови једноструки испади, између осталог, укључују нерасположивости било ког далековода, кабловског вода, мешовитог вода, трансформатора или генератора у систему. У прошлим верзијама Плана развоја, вредности параметара од интереса су испитиване само за радне режиме система који су означени као критични (зимски максимум потрошње, летњи максимум потрошње и годишњи минимум потрошње). У овом Плану развоја је учињен искорак и по овом питању, пошто су за неке индикаторе (оне за које је процењено да је то сврсисходно радити, попут оптерећења елемената система и резултата $N-1$ анализа) прорачуни спровођени за сваки сат у две изабране карактеристичне године. Карактеристичне године су, као и у претходним Плановима развоја, биле оне које су дефинисале петогодишњи и десетогодишњи хоризонт, мерено од тренутка планирања. У овом конкретном случају, то су биле 2029. и 2034. година.

2.2. Ток процеса планирања развоја

У овом потпоглављу ће бити појашњен процес планирања развоја преносног система. Као што је познато, овај процес је динамичке природе и, сходно томе, мора бити флексибилан пошто се захтеви који се постављају пред оператора система непрекидно мењају. У складу са тиме, у овом делу текста ће бити обрађени само основни кораци који су садржани у свим планерским процесима. Зависно од расположивости података, непредвиђених околности и других обавеза испреплетаних са планерским процесом, трајање и редослед ових корака могу варирати од процеса до процеса. Ипак, ово потпоглавље би требало да пружи основну идеју о томе шта је све потребно како би се један процес израде Плана развоја спровео од почетка до краја. Први део овог процеса дат је на блок дијаграму, приказаном на Слици 2.1.



Слика 2.1: Ток процеса планирања развоја преносног система – корак 1.

Први корак у изради Плана развоја представља формирање оперативних тимова у оквиру ЕМС а.д., при чему ови оперативни тимови садрже представнике из различитих јединица компаније. Тако се неки чланови ових тимова баве стриктно планирањем развоја, неки раде на управљању или одржавању преносног система, док су неки стручни по питању тржишта електричне енергије. Тиме се осигурава да сви аспекти нормалног функционисања система буду узети у обзир приликом планирања стања истог на дугорочном временском хоризонту.



Након тога, спроводи се процес прикупљања контакт особа које ће бити задужене за слање података испред свих релевантних актера у систему, где би се, примера ради, могли истаћи ЕПС а.д., Електродистрибуција Србије и сви клијенти (произвођачи и потрошачи) који су у тренутку израде Плана развоја прикључени на преносни систем. Када се скуп контакт особа комплетира, представницима наведених компанија се шаљу упитници које треба попунити како би процес планирања развоја преносног система могао уважити ажурне претпоставке везане за њихово пословање. Природа ових упитника варира зависно од типа компаније. У складу са тиме, клијенти добијају упитнике стриктно везане за свој објекат (или више њих, уколико исти клијент располаже већим бројем објеката), док Електродистрибуција Србије шаље податке о сваком од својих пет дистрибутивних подручја, фокусирајући се на нове трансформаторске станице, радове на постојећим објектима, проценама потрошње, као и на прикључења обновљивих извора енергије на дистрибутивним напонским нивоима. Ако се примети да неки од захтеваних улазних података недостају, ЕМС а.д. може да затражи од релевантне контакт особе допуне, све док се не процени да су подлоге задовољавајуће. Када се скуп улазних података заврши, прелази се на други корак у процесу планирања, при чему је блок дијаграм овог дела процедуре приказан у наставку текста, на Слици 2.2.



Слика 2.2: Ток процеса планирања развоја преносног система – корак 2.



Након што се процени да је скуп улазних подлога и података потпун, приступа се процени перформанси тренутног стања мреже, са фокусом на проблематична подручја по питању оптерећења елемената или вредности напона. Ово се ради анализом мерених вредности тих параметара у претходним годинама. После овога се израђују симулациони модели на којима се спроводе прорачуни потребни за процес планирања развоја преносног система. Први тип ових модела представљају тржишни модели, о којима ће детаљи бити појашњени у Поглављу 5 овог Плана развоја. Резултати анализа извршених на тржишним моделима представљају део улазних података на којима се заснивају мрежни модели, при чему ће се о мрежним моделима до детаља говорити у Поглављу 6 овог Плана развоја. Када се обаве све потребне анализе, прелази се на трећи корак планског процеса, приказан на Слици 2.3.

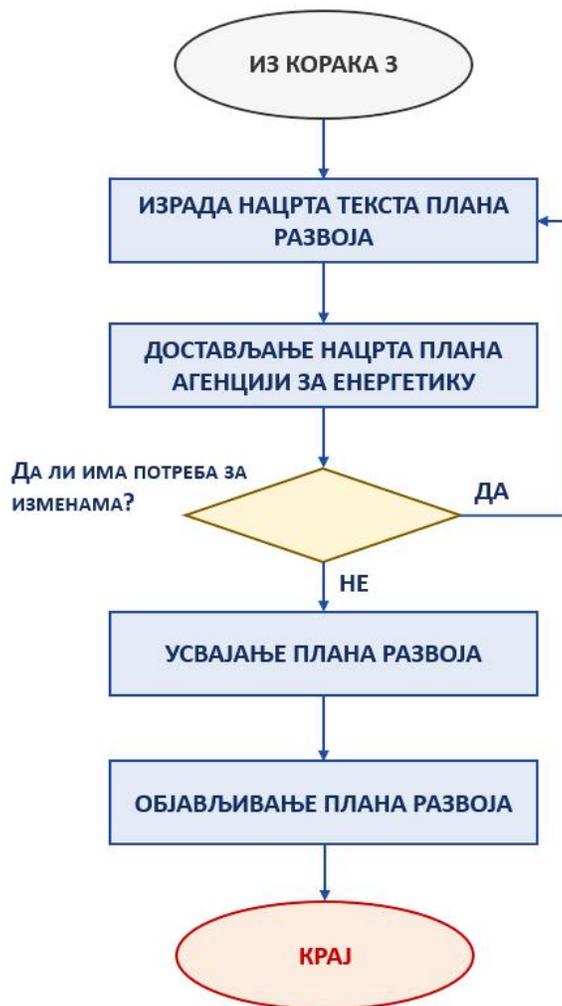


Слика 2.3: Ток процеса планирања развоја преносног система – корак 3.

Овај корак планерског процеса почиње анализом резултата добијених прорачунима који су урађени пред крај претходног корака, уз бележење проблема које је потребно решити било оперативним, било развојним мерама. Оперативне мере подразумевају промене уклопних стања или промене снага генерисања електрана у систему тако да се примећени проблеми реше, што се тестира симулацијом критичних стања система помоћу одговарајућих модела.



Уколико се проблем мора решити неком развојном мером, ово у највећем броју случајева подразумева градњу нове инфраструктуре или ојачање постојећих коридора у систему. Ако се процени да је за неки проблем потребна развојна мера за решавање, прво се проверава скуп постојећих пројеката, наведених у претходном Плану развоја. У ситуацији у којој би се тај проблем могао решити реализацијом неког од раније сагледаних пројеката ЕМС а.д., тај пројекат се наводи уз предметни проблем, што, у одређеном проценту случајева, доводи и до тога да тај пројекат добије на приоритету, те да се његова реализација убрза. Опет, ако се испостави да за примећени проблем нема постојеће развојне мере, приступа се томе да се различита развојна решења тестирају све док се не нађе оно које може решити проблем (или, у идеалној ситуацији, већи број проблема истовремено) уз што мањи утрошак ресурса који се налазе на располагању. Коначно, када се списак пројеката који ће бити уврштени у План развоја комплетира, приступа се њиховој приоритизацији по званичној методологији ЕМС а.д., при чему се као резултат добијају године реализације разматраних пројеката. У складу са тиме се дефинише и потреба да неки од пројеката пређу у инвестициону фазу и да се активно отпочну активности на њиховој реализацији. Када се све то заврши, прелази се на завршни корак у процесу планирања развоја система, дат на дијаграму на Слици 2.4.



Слика 2.4: Ток процеса планирања развоја преносног система – корак 4.



Коначно, последњи део планерског процеса обухвата израду текста Плана развоја, где су ставке које овај текст мора укључивати наведене како у одговарајућој законској регулативи, тако и у поглављима Правила о раду преносног система која се баве том темом. Након што се нацрт текста Плана развоја изради од стране формираних оперативних тимова, врши се његово интерно усвајање на седницама стручних и управних тела ЕМС а.д. Овако усвојен нацрт се доставља Агенцији за енергетику Републике Србије (АЕРС), после чега се ставља на јавне консултације. Када се добију коментари са јавних консултација, они се придодају коментарима које су на нацрт текста дали представници АЕРС, после чега се у оквиру ЕМС а.д. спроводе корекције овог нацрта и дају одговори на пристигле коментаре. Верзија текста која је усаглашена са примедбама се интерно усваја у ЕМС а.д. и поново шаље Агенцији за енергетику. После добијања сагласности АЕРС, План развоја преносног система постаје званичан, те се, у складу са својим статусом, објављује и на интернет страници ЕМС а.д.

2.3. Транспарентност у процесу планирања

Један од основних принципа којих се ЕМС а.д. придржава у процесу планирања развоја је принцип транспарентности, односно спремности да се подаци о току планерског процеса и његовим исходима учине доступним јавности у што већој мери. Један од основних начина на које се демонстрира та транспарентност и одговорност коју ЕМС а.д. има пред друштвом Републике Србије као оператор преносног система јесте већ поменуто постављање нацрта Плана развоја преносног система на јавне консултације. Нацрт Плана развоја се поставља на званичну интернет страницу АЕРС, након чега се дефинише рок у коме је било којој од заинтересованих страна остављена могућност да достави питања и коментаре на ма који део овог документа. Сваки одговор који се достави током јавних консултација се прослеђује ЕМС а.д., након чега се евалуира потреба за изменом нацрта у складу са овим одговорима. Уколико се донесе одлука да се документ измени сходно коментару, то се и ради пре него што се финални нацрт Плана развоја пошаље на усвајање Агенцији за енергетику. Уколико се, пак, процени да коментар из неког разлог није могуће имплементирати у нацрт Плана, за такву одлуку се даје и одговарајуће образложење. Поред јавних консултација, ЕМС а.д. настоји да укључи јавност у своје активности и тако што номинује учеснике на стручним панелима и на скуповима и саветовањима. На оваквим дешавањима се представницима компаније могу поставити питања везана за различите радне процесе, укључујући у то и процес израде планских докумената. Коначно, важна планска документа ЕМС а.д. могу да

„... важна планска документа ЕМС а.д. се могу пронаћи на званичној интернет страници фирме.“

се нађу и на интернет страници компаније (<http://www.ems.rs/>), где се, под делом који се односи на планирање и развој система, може наћи ажурни усвојени План развоја, заједно са архивом претходних верзија овог документа. У истом том делу те странице се налази и текст последњег усвојеног Плана инвестиција у преносни систем за наредни трогодишњи период. Уз све то, ЕМС а.д. је присутан и на друштвеним мрежама помоћу којих редовно информисе своје пратиоце о актуелностима из света електроенергетике.

Поглавље 3

Тренутно стање мреже





3.1. Преглед показатеља рада преносног система

Као што је већ напоменуто у одговарајућем делу Поглавља 2, темељ процеса планирања развоја преносног система заправо представља евалуација тренутног стања мреже. На основу овакве анализе може се стећи увид у то који се проблеми јављају у систему какав је данас, што даље ставља акценат на слабе тачке које би требало санирати у наступајућем периоду. Ови проблеми, зависно од свог обима, могу да се поделе на локалне и глобалне. Примери локалних проблема могу да се нађу у преоптерећењима далековода у неком делу мреже у случају критичних радних режима и нерасположивости одговарајућих елемената, док се пример глобалног проблема може наћи у детектовању повишених напона у 400 kV преносној мрежи не само Србије, већ и великог дела региона југоисточне Европе. Ако је проблем који се разматра локалног карактера, онда се његово решавање може сагледати кроз постизање одговарајућег уклопног стања или градњу нове инфраструктуре. Решавање глобалних проблема често захтева координисану акцију већег броја суседних оператора.

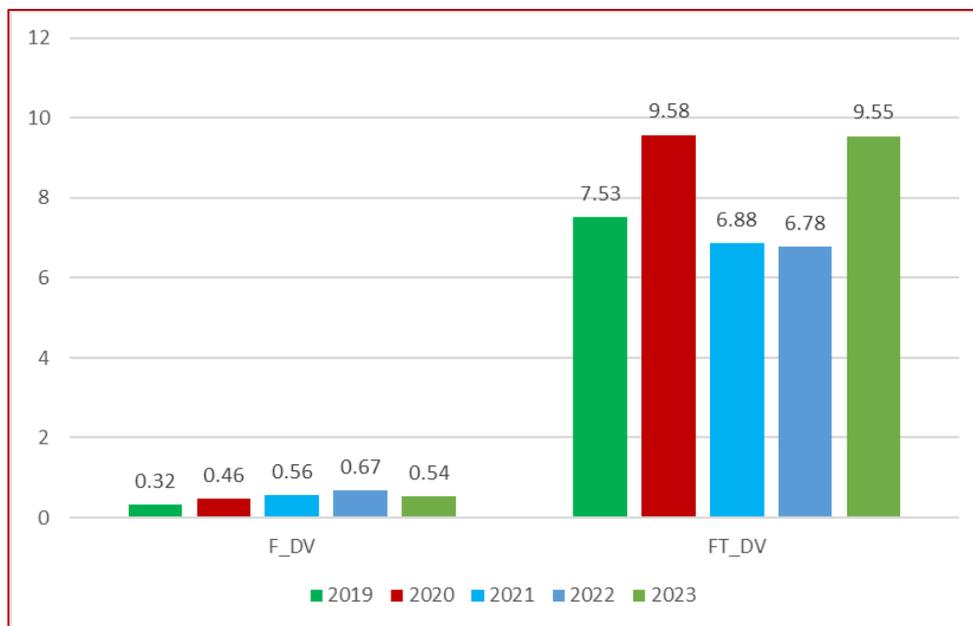
Тренутно стање мреже се оцењује на основу одговарајућих показатеља поузданости рада, то јест, циљева одржавања елемената. Овакви циљеви, сходно *SMART* дефиницији, треба да буду прецизно дефинисани, мерљиви, достижни, релевантни и временски ограничени. У складу са тиме, одабрана су два основна критеријума чија се вредност прати кроз време:

- број трајних кварова на далеководима и у постројењима;
- трајање ових кварова.

Циљне вредности параметара за наредни период се статистички прогнозирају као медијана остварених вредности ових параметара, добијених праћењем догађаја у периоду од 2012. до 2023. године. Периодичност прогнозирања вредности је једанпут годишње. Поред тога, месечно се прати остваривање циљне вредности сваког параметра и прецизирају узроци битнијих одступања забележених вредности од прогнозираних. На смањење износа ових параметара се, уз адекватно планирања развоја, може утицати и применом одговарајућих пројектантских решења, употребом квалитетне опреме, унапређењем испитних метода и

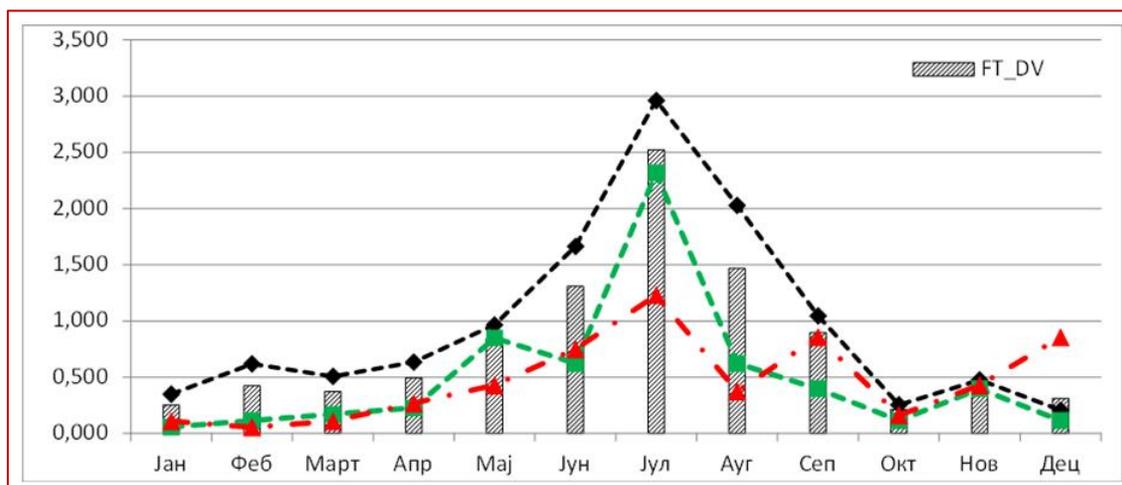
технологије рада, као и редовним и превентивним одржавањем. У складу са овиме је и у овом Плану развоја сагледан значајан број реконструкција и адаптација постојећих елемената система. Овиме ће се утицати на побољшање износа показатеља рада преносног система у наредном периоду. На Слици 3.1 се може видети расподела параметара поузданог рада далековода у преносном систему за период од 2019. до 2023. године. На овој слици је са *F_DV* обележена учестаност трајних кварова далековода по 100 km њихове дужине, а са *FT_DV* учестаност пролазних кварова далековода, опет срачуната на дужину од 100 km. Са приложеног дијаграма се може уочити да је учестаност трајних и пролазних кварова далековода у систему Србије у 2023. години била на нивоу претходних година.

„... реконструкције и адаптације постојеће мреже обезбеђују висок ниво поузданости.“

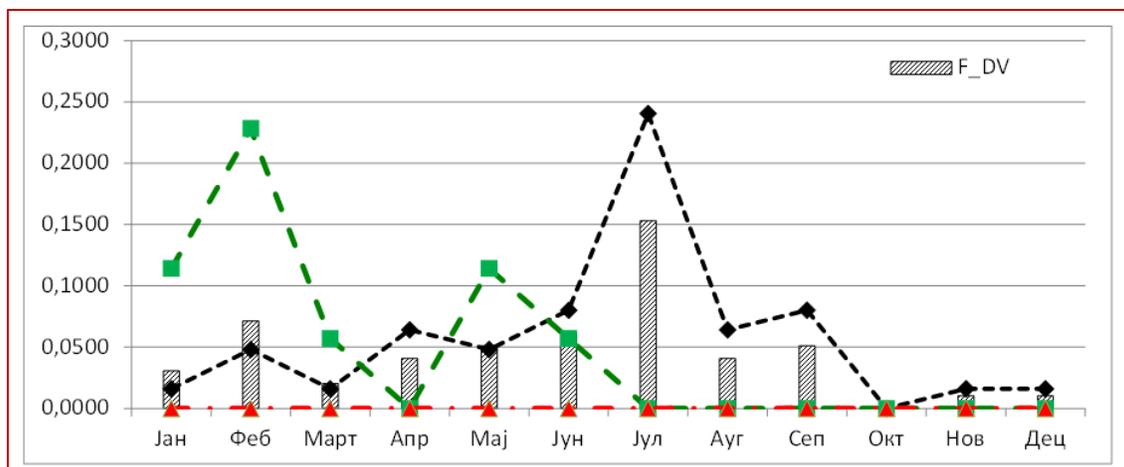


Слика 3.1: Преглед расподеле параметара рада далековода по годинама.

Са аспекта рада преносног система, пожељно је да вредности ових параметара буду што ниже. Што се тиче благог раста учестаности пролазних кварова далековода у 2023. години у односу на вредности из 2021. и 2022. године, треба истаћи да је величина овог параметра зависна од великог броја фактора, те да до његовог раста не мора доћи услед лошег стања елемената система, већ може бити и последица климатских услова. Удари грома, примера ради, нису довољно предвидиви, а могу да доведу до краткотрајног смањења изолационог нивоа опреме и до повољних услова за настанак пролазних кварова. На Сликама 3.2 и 3.3 се могу видети учестаности пролазних, односно трајних кварова далековода у различитим месецима 2023. године. Притом је црна боја искоришћена за приказ учестаности кварова на далеководима 110 kV нивоа, зелена за приказ учестаности кварова на водовима 220 kV нивоа, док је црвена боја употребљена за податке који се односе на систем 400 kV нивоа.



Слика 3.2: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km].



Слика 3.3: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km].

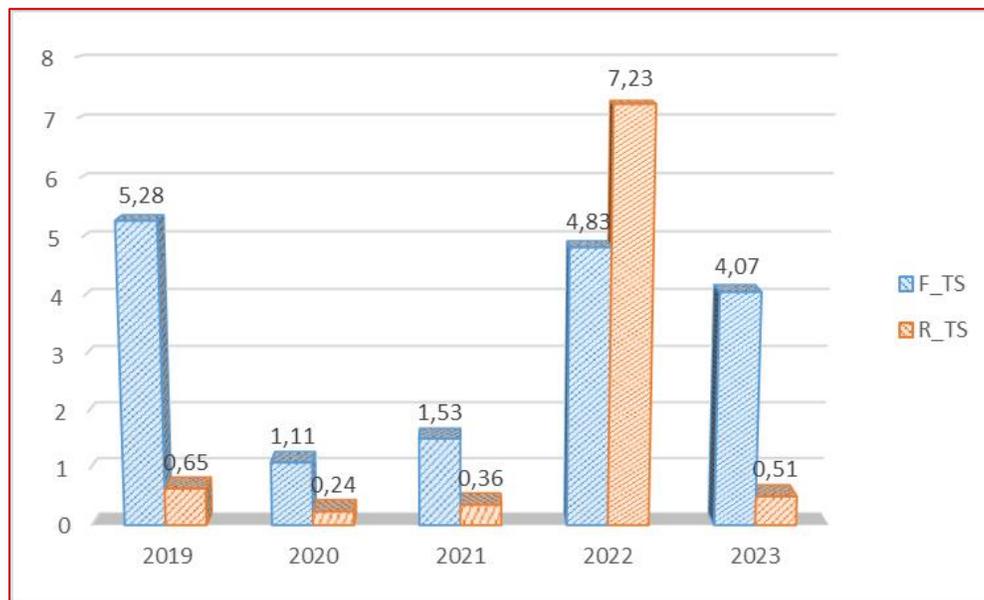
Са датих дијаграма је евидентно да се пролазни кварови далековода у преносном систему ЕМС а.д. чешће дешавају у току лета, него у току зимских месеци, што је посебно уочљиво за далеководе напонских нивоа 110 kV и 220 kV. Расподела је равномернија за водове 400 kV напонског нивоа. Са друге стране, код трајних кварова не постоји овакво правило, већ до истих долази релативно подједнако у летњем и у зимском делу године. Догађаји који су током 2023. године највише утицали на параметре рада далековода дати су у Табели 3.1.

Табела 3.1: Догађаји који су утицали на параметре рада далековода у 2023. години.

Објекат	Догађај	Датум стављања далековода под напон
ДВ 220 kV бр. 205/2 ТС Подујево – ТС Крушевац 1	Санација стуба бр. 206	11.07.2023.
ДВ 110 kV бр. 128/3 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	Санација стуба бр. 130	23.05.2023.
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	Санација стуба бр. 3	12.10.2023.
ДВ 110 kV бр. 157 ТС Аранђеловац – ТС Младеновац	Санација хаварије на стубу бр. 48	16.10.2023.
ДВ 110 kV бр. 199/1 Чвор Мартинци – ТС Шид	Санација стубова 50, 51 и 52 и санација конзола на стубовима 49 и 53	07.11.2023.
ДВ 110 kV бр. 199/2 ТС Нијемци – ТС Шид	Санација хаварије на стубовима бр. 41, 42, 45, 46, 59, 60 и 61	29.12.2023.
ДВ 110 kV бр. 149 ТС Зајечар 1 – граница/ТС Кула	Санација хаварије на стубовима бр. 15 и 16	03.11.2023.



Слично као што су на Слици 3.1 приказани параметри рада далековода у преносној мрежи ЕМС а.д. у претходних пет година, на Слици 3.4 се може видети преглед расподеле истих параметара за постројења у преносној мрежи за период од 2019. до 2023. године. Овде је са F_TS обележена учестаност кварова поља постројења (износ срачунат на 100 поља), а са R_TS трајање искључења поља постројења због квара (изражено у часовима по пољу).



Слика 3.4: Преглед расподеле параметара рада постројења по годинама.

Погонска спремност трансформатора и високонапонске опреме током 2023. године је била на високом нивоу, тако да је за оба анализирана параметра примећено смањење у односу на 2022. годину. Тако доброј погонској спремности трансформаторских станица у преносној мрежи су допринели различити фактори, као што су превентивно и корективно одржавање опреме, редовни прегледи, провере и ремонти, као и реконструкције трансформаторских станица. На вредности ових параметара током 2023. године су утицали следећи догађаји:

- хаварија на трансформатору Т4 у ТС Нови Сад 3;
- хаварија на трансформатору Т1 у ТС Обреновац;
- учестали ломови обртних изолатора растављача производње Минел (конкретно, ту се мисли на изолаторе типа RS2452) због старости;
- учестали ломови потпорних изолатора носача проводника на многим објектима ЕМС а.д. услед старости истих;
- погоршани резултати добијени при редовном испитивању проводног изолатора 110 kV трансформатора 110/35 kV Т4 у ТС Београд 5, који је у међувремену замењен.

Као што је напоменуто, и у будућности ће се тежити томе да се вредности ових индикатора приближе нултој у што је то већој мери могуће, при чему ће овоме несумњиво допринети и велики број адаптација, доградњи и реконструкција постојећих елемената мреже виђених овим Планом развоја. О овим пројектима се више детаља може наћи у Поглављу 9 Плана.



3.2. Проблеми због неадекватне опреме у објектима ЕДС

Како би се на исправан начин извршила евалуација тренутног стања преносног система, у овом потпоглављу ће бити наведени неки од проблема у раду преносних система до којих долази услед неодгоарајућих елемената у објектима ЕДС. Притом ће фокус бити стављен на проблеме везане за ограничење пропусне моћи елемената преносног система, пошто ова ограничења утичу не само на постојеће услове рада преносног система, већ морају да буду узета у обзир и приликом формирања симулационих модела на којима су обављани прорачуни за потребе Плана развоја. Табела 3.2 пружа увид у листу објеката ЕДС у којима постоје елементи виђени као ограничавајући са аспекта пропусне моћи преносног система.

Табела 3.2: Елементи ЕДС који ограничавају пропусну моћ елемената преносног система.

Редни број	Елементи ЕДС и образложења за настале проблеме
1	<p>У ТС 110/35 kV Јагодина 1 прекидачи 110 kV не задовољавају струје кратких спојева за кварове које би напајала оба трансформатора 400/110 kV у ТС Јагодина 4.</p> <p><u>Образложење:</u> Због таквог стања прекидача у ТС 110/35 kV Јагодина 1 је у ТС 400/110 kV Јагодина 4 формирано уклопно стање на 110 kV страни са искљученим спојним пољем 110 kV, где су трансформатори на различитим сабирницама 110 kV. Тиме је, и поред уграђене диференцијалне заштите сабирница 110 kV, смањена поузданост напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.</p>
2	<p>У ТС 110/20 kV Палић је у пољу за ДВ бр. 135/5 уграђен струјни мерни трансформатор (СМТ) од 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника на воду је 240/40 mm² (Al/Џе).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења далековода.</p>
3	<p>У ТС 110/20 kV Зрењанин 4 је у пољу за ДВ бр. 1008 уграђен СМТ од 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника на воду је 490/65 mm² (Al/Џе).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења далековода.</p>
4	<p>У ТС 110/20 kV Сента 2 је у пољу за ДВ бр. 1103/2 уграђен СМТ од 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника на воду је 240/40 mm² (Al/Џе).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења далековода.</p>
5	<p>У ТС 110/20 kV Кикинда 2 је у пољу за ДВ бр. 1147 уграђен СМТ од 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника на воду је 240/40 mm² (Al/Џе).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења далековода.</p>
6	<p>У ТС 110/20 kV Нови Бечеј је у пољу за ДВ бр. 1147 уграђен СМТ од 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника на воду је 240/40 mm² (Al/Џе).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења далековода.</p>
7	<p>У ТС 110/20 kV Темерин је у ПСП 110 kV (у питању је "Н" шема) уграђен СМТ од 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника на воду је 240/40 mm² (Al/Џе).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења далековода.</p>



3.3. Проблеми везани за подграђеност објеката ЕМС а.д.

Један од проблема са којима се ЕМС а.д. суочава везан је и за нелегалну изградњу објеката у непосредној близини постојећих далековода (испод њих или поред њих). Ово може имати негативне последице како на струјну оптеретљивост ових далековода, тако и на безбедност људи у нелегално изграђеним објектима. Да би се деловало превентивно и тиме спречиле трагичне последице, од стране ЕМС а.д. се регуларно ради на отклањању ових проблема. То, пре свега, подразумева пријављивање ових нелегалних објеката надлежним органима, у складу са релевантним законским процедурама. По тренутно валидној евиденцији ЕМС а.д., на територији Србије постоје чак 102 објекта која нарушавају сигурносне удаљености од далековода који припадају преносном систему. Неке од ових далековода (примера ради, ДВ 110 kV бр. 129А/2 ТС Београд 20 – ТС Београд 3) није могуће безбедно ставити у погон из овог разлога. Раније је речено да, поред тих потешкоћа, нелегална градња може да има утицаја и на смањење преносног капацитета далековода. Далеководи чија је пропусна моћ тренутно смањена због проблема који су везани за подграђеност наведени су у Табели 3.3.

Табела 3.3: Далеководи ЕМС а.д. чији је капацитет смањен због подграђености.

Далековод	Смањење пропусне моћи далековода [%]
ДВ бр. 113/1 ТС Ниш 1 – ТС Ниш 2	20%
ДВ бр. 113/6 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 15	20%
ДВ бр. 113/7 ТС Ниш 15 – ТС Лесковац 4	20%
ДВ бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно	10%
ДВ бр. 116/1 ТС Севојно – ТС Косјерић	20%
ДВ бр. 116/2 ТС Косјерић – ТС Ваљево 1	20%
ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35	10%
ДВ бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	20%
ДВ бр. 142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј	10%
ДВ бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	10%

Ова ограничења струјне оптеретљивости не утичу само на тренутно стање система, већ би могла довести и до проблема у функционисању истог у будућности, уколико се проблеми у вези са подграђеношћу не реше. Сходно томе, ограничења дата у Табели 3.3 су морала да буду узета у обзир и приликом прављења симулационих мрежних модела за перспективна стања мреже. Наравно, не мора да значи да ће на сваком од далековода чија је пропусна моћ смањена због подграђености доћи до проблема везаних за преоптерећења. Опет, то не значи да проблеме везане за подграђеност далековода који се, према резултатима, не преоптерећују не треба решавати. Наиме, у циљу искоришћења ових елемената преносног система на начин како је то предвиђено и задржавања нормалног рада преносног система у будућности, потребно је што пре решити проблеме у вези са нелегалним објектима који нарушавају безбедност становништва и угрожавају перформансе елемената овог система.



3.4. Проблеми у преносном систему идентификовани на основу анализа сигурности и оперативног рада

Након што су у претходна два потпоглавља изложени неки фактори који утичу на смањење поузданости рада система и угрожавају његове перформансе, у овом потпоглављу ће бити дат увид у резултате анализа сигурности које су за преносни систем вршене у протекле две године. Анализе сигурности обухватају планске анализе сигурности које се раде на моделу система Југоисточне Европе, у сарадњи са суседним операторима преносних система. Уз то, у овај тип анализа спадају и анализе сигурности у реалном времену које се спроводе на SCADA/EMS систему. Анализама сигурности се проверава задовољеност критеријума *N-1* (рад система при једноструком испаду неког елемента) у мрежи 400 kV, 220 kV и 110 kV. У складу са тиме, у Табели 3.4 су наведени најчешће забележени случајеви у којима није био задовољен критеријум *N-1* током 2022. и 2023. године. Ова преоптерећења су забележена приликом прорачуна спроведених на одговарајућим симулационим моделима, базираним на тренутној топологији мреже. Уз свако преоптерећење је дат и предлог мере која би могла допринети његовом смањењу или комплетном решавању. Неке од ових мера се сврставају у оперативне, те подразумевају промене уклопног стања у појединим постројењима, док се друге сврставају у развојне, па обухватају градњу нове инфраструктуре у преносној мрежи.

Табела 3.4: Проблеми виђени при *N-1* анализи топологије мреже из 2022. и 2023. године.

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Мера за растеређење
ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (2)	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	Затварање СП 110 kV у ТС Ваљево 3 / по потреби, отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV бр. 1165 РП Ђердап 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV бр. 168 РП Ђердап 2 – ТС Прахово	Градња ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Мосна
ДВ 2x220 kV бр. 276АБ ТС Београд 8 – ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136Б/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 13	Прерасподела оптерећења у конзумном подручју ТС Београд 17
ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (1)	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	Затварање СП 110 kV у ТС Ваљево 3 / по потреби, отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В. Кривељ (пре увођења овог вода у ПРП В. Кривељ 2)	ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин	Градња ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Мосна
ДВ 2x220 kV бр. 276АБ ТС Београд 8 – ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136А/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 11	Прерасподела оптерећења у конзумном подручју ТС Београд 17
ДВ 110 kV бр. 1165 РП Ђердап 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV бр. 165 ТС Неготин – ТС Прахово	Градња ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Мосна
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	Отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1



Испад елемента	Преоптерећени елемент	Мера за растеређење
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	Отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 1204 РП Ђердап 2 – ТС Зајечар 2	ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин	Градња ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Мосна
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 444/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	Промена положаја регулационе склопке у ТС Србобран / секционисање 110 kV мреже
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 123/3 ТС Крагујевац 2 – ТС Топола	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (1)	ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (2)	Затварање СП 110 kV у ТС Ваљево 3
ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (2)	ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (1)	Затварање СП 110 kV у ТС Ваљево 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3

Као што се може закључити, постоји неколико региона у систему у којима се преоптерећења доминантно јављају, што су пре свега делови мреже у Београду (између ТС Београд 2 и ТС Београд 3), Колубарском округу (110 kV правац између Београда и Ваљева) и у региону Источне Србије. Једини идентификован проблем ван наведених региона је преоптерећење ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран које се јавља услед испада ДВ 400 kV бр. 444/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран. Решавање набројаних проблема ће, заједно са ефективношћу предложених мера, бити размотрено и кроз анализе сигурности које ће бити урађене на перспективним симулационим моделима за 2029. и за 2034. годину. Уколико на овим моделима буде уочена потреба за изменом неке од горенаведених мера, то ће бити описано у одговарајућем делу текста. Треба напоменути и да, уколико дође до потребе за таквим корекцијама, то не мора да значи да су мере које су дате у горњој табели нетачне. Напротив, може се догодити да је нека мера ефикасна у решавању одговарајућег проблема за тренутно стање преносног система, али да се њоме не може постићи идентичан ефекат и на перспективним моделима. Ово је превасходно последица измена у самом систему и производном миксу које се очекују пре временских хоризоната који су моделима покривени.



3.5. Напонска проблематика у тренутној конфигурацији преносног система

Осим проблема везаних за преоптерећења елемената преносног система, једна од важних потешкоћа са којима се оператори редовно суочавају у оперативном раду система су и оне везане за појаву напона ван опсега нормалног рада за одговарајући напонски ниво. Што се преносног система Србије тиче, у њему су проблеми везани за јављање напона који се не налазе у наведеним границама много критичнији са аспекта појаве повишених, него појаве снижених напона. Како би се ова изјава могла оправдати, потребно је разумети и то који се карактеристични периоди године могу препознати у раду система Србије, осматрано са тачке гледишта напонских прилика. Ти периоди су, сходно оперативном искуству, следећи:

- пролећни и јесењи периоди са ниским конзумом – ове периоде (посебно дане око верских и државних празника, попут Ускрса и 1. маја) одликују ниске потрошње у систему, што доводи до подоптерећења водова, тако да износи напона, посебно ноћу, постају високи и често могу прећи горњу границу опсега нормалног рада;
- летњи периоди са значајном производњом енергије у обновљивим изворима који се доминантно налазе у државама Европске уније у региону (пре свега се мисли на Грчку у којој је у погону преко 9 GW соларних електрана, Мађарску и Бугарску) – овакве периоде одликују мале вредности прекограничних размена, тако да је и 400 kV мрежа у целом региону ниско оптерећена, што доводи до пораста напона;
- мањи део зимског периода са екстремно високим конзумом (или са недостатком напонско-регулационог капацитета на генераторима због испада) – за овај период су карактеристична висока оптерећења водова, што доводи и до великих падова напона, тако да се напони, иако у опсегу нормалног рада, крећу ка доњој граници;
- мањи део летњег периода са изразито високим температурама – у овом периоду долази до високих вредности потрошње и до проблема у вези са хлађењем блок-трансформатора и генератора и мањка напонско-регулационог капацитета; овде се напони и даље налазе у опсегу нормалног рада, али близу доње границе истог.

Приметно је да преносни систем у Републици Србији током године доминантно прима реактивну енергију од суседа. На неким од граница се ово догађа услед високих профила напона у суседним системима, док је на другим границама ово последица непостојања локалних капацитета намењених регулацији напона у деловима преносних система близу граница. Такав профил токова реактивних снага значајно доприноси јављању високих напона у критичним чвориштима у Србији и додатно потврђује претпоставку о томе да је проблему регулације напонских прилика погодније приступати координисано са операторима система у окружењу. У Табели 3.5 су дата трајања повишених напона у 400 kV мрежи Србије у 2022. и 2023. години.

„... систем Србије доминантно прима реактивну енергију од суседних система.“



Табела 3.5: Трајања повишених напона у 400 kV мрежи у 2022. и 2023. години.

Објекат	Број сати са повишеним напонима у 2022. години	Број сати са повишеним напонима у 2023. години
ТС Врање 4	6714,8	7485,4
ТС Лесковац 2	6746,4	7449,9
ТС С. Митровица 2	3470,5	4875,4
ТС Ниш 2	3562,5	4189,6
ПРП Чибук	2225,3	4279,8
РП Младост	2497,7	3546,4
ТС Београд 8	1572	3867,2
РП Дрмно	1507,1	3551,8
ТС Београд 20	1389,3	3538,6
ТС Нови Сад 3	1705	2757,9
ТС Краљево 3	1649,8	2661,7
ТС Јагодина 4	2068,4	2145
ТС Панчево 2	930,4	3185,2
ТС Крагујевац 2	1832,3	1863,5
ТС Обреновац	1288,6	2218,9
ТС Суботица 3	1060,8	1240
ТС Бор 2	1202,5	1047
ТС Србобран	61,7	1968,7
ХЕ Ђердап 1	63,3	183,8

Подсећања ради, према Правилима о раду, напон у чворовима 400 kV нивоа у нормалном раду лежи у опсегу до 420 kV, те горњу табелу треба посматрати као приказ броја сати у изабраним годинама у којима је напон на сабирницама наведених постројења превазишао тај износ. Из горње табеле се лако може увидети да су најкритичније трансформаторске станице 400 kV мреже, гледано са аспекта повишених напона у претходном периоду, биле ТС Врање 4 и ТС Лесковац 2. Та проблематика постаје још занимљивија ако се узме у обзир и то да су напонски проблеми у ова два постројења отпочели након што је у погон пуштен далековод ТС Врање 4 – ТС Штип (Северна Македонија). Како је овај интерконективни вод слабо оптерећен у току великог дела године, понаша се као додатни генератор реактивне енергије и подиже напоне у јужном делу система Србије. Оно што би још требало истаћи је и то да су трајања повишених напона у 400 kV мрежи генерално била дужа у 2023. години, него што је то био случај у 2022. години. Ово указује на тенденцију погоршања примећених проблема са временом и на неопходност што ургентнијег реаговања ЕМС а.д.. Како би се томе приступило одговорно, у Плану инвестиција ЕМС а.д. се још одраније налази пројекат уградње варијабилног шант-реактора у ТС Врање 4, што ће бити само прво од неопходних улагања у преносни систем како би се проблеми везани за повишене напоне решили. Више о преосталим потребним улагањима ће бити прецизирано у Поглављу 8, заснованом на развојним студијама чија је израда у току у тренутку писања овог Плана развоја. Табела 3.6 даје увид у дужине трајања повишених напона у 220 kV мрежи у току 2022. и 2023. године.



Табела 3.6: Трајања повишених напона у 220 kV мрежи у 2022. и 2023. години.

Објекат	Број сати са повишеним напонима у 2022. години	Број сати са повишеним напонима у 2023. години
ТС Бистрица	2028	3679,7
ТС Пожега	1787,8	3357,2
ТС С. Митровица 2	1771,9	3345,8
РП Бајина Башта	1655,3	1846
ТС Крушевац 1	1043	2380,7
ПРП Ковачица	1892,7	831,3
ТС Нови Сад 3	1835,4	885,3
ТС Зрењанин 2	1542	718,6
ТС НИС	1603,5	524,8
ТС Краљево 3	447,3	1603,1
ТС Београд 8	1449,5	385,8
ТС Шабац 3	334,7	1355
ТС Обреновац	942,2	664,2
ТЕТО Панчево	718,2	259,8
ТС Смедерево 3	494,5	190,2
ТС Београд 5	-	668,5
ТС Београд 3	11,7	392,1
ТС Ваљево 3	194	179,6
РХЕ Бајина Башта	144	163,7

Овде треба подсетити да је 2023. године усвојена Уредба о испоруци електричне енергије, те да је њом и Правилима од раду за 220 kV напонски ниво горња граница опсега нормалног рада од новембра 2023. године дигнута са 242 kV на 245 kV. Због тога је трајање повишених напона од новембра до децембра 2023. године дефинисано уз узимање у обзир ажуриране горње границе овог опсега. Ако се анализирају дужине трајања повишених напона у 2022. и у 2023. години, долази се до закључка да се ситуација у систему Србије, поготово ако се



разматра његов јужни део, погоршала у 2023. години у поређењу са ситуацијом из 2022. године. Треба рећи да се такав закључак не односи на делове 220 kV мреже у Београду и Новом Саду, што ни у ком случају не значи да ће стање у тим регионима бити сређено само од себе. Сходно овоме, ЕМС а.д. ће морати да предузме адекватне кораке. Табела 3.7 даје увид и у трајања повишених напона у 110 kV мрежи у 2022. и 2023. години.



Табела 3.7: Трајања повишених напона у 110 kV мрежи у 2022. и 2023. години.

Објекат	Број сати са повишеним напонима у 2022. години	Број сати са повишеним напонима у 2023. години
ТС Сип	2091,7	928,5
ТС Неготин	1613	1006,3
ХЕ Ђердап 2	2064,5	440,5
ТС Ниш 2	750,7	1072
ТЕТО Нови Сад	646	759,8
ТС Параћин	889,9	396,8
ТС Крагујевац 2	493,5	539,2
ТС Ниш 8	293,2	567
ТС Књажевац	304,1	442
ТС Нови Сад 3	202,6	525
ТС Нови Сад 4	202,7	405,8
ТС Ниш 15	148,6	425,9
ТС Јагодина 4	410,8	146,4
ТС Суботица 3	116	376,3
ТС Пирот	2	487,5
ФАС	248,2	219,3
ТС Сврљиг	151,8	215,2
ТС Нови Сад 1	53,7	286,8
ТС Темерин	50,7	221,8
ТС Прокупље	53,5	178,7
ТС Жабалъ	44,8	180,3
ТС Суботица 1	32,2	157,8
ТС Велики Кривељ	167,6	4,2
ТС Бор 2	71,9	28,8
ХЕ Пирот	15,4	73,3
ТС Ђићевац	-	88
ТС Бор 1	40,9	22,3
ТС С. Митровица 2	18,8	42,4
ТС С. Митровица 3	0,3	45,4
ТС Зрењанин 4	27,2	9
ТС Кањижа	5,8	28,5
ТС Краљево 3	14,7	16,5
ТС Србобран	-	29,5



Објекат	Број сати са повишеним напонима у 2022. години	Број сати са повишеним напонима у 2023. години
ТС Стара Пазова	24,6	2,2
ТС Ариље	10,7	12,1
ТС Зрењанин 2	-	19,2
ТС Београд 9	-	18,6
ПРП Бор 4	0,2	16,8
ТС Сомбор 1	0,7	14,5
ТС Београд 5	4,3	9
ТС М. Митровица	0,2	12,3
ТС Врбас 2	-	11,7
ТС Смедерево 3	0,2	9,6
ТС Нови Сад 6	-	7,8
ТС Бегејци	-	7,5
ТС Врбас 1	-	6,2
ТС Куршумлија	-	5,3
ПРП Алибунар	-	4,8
ПРП Кошава	-	3,3
ТС Чачак 2	0,3	2,9
ТС Крушевац 1	-	3,2
ТС Београд 6	2,7	-
ТС Београд 20	2,3	-
ТС Кула	-	1,8
ТС Нови Бечеј	1,2	0,5
ТС Зрењанин 3	1,3	0
ПРП Бор 5	-	0,5
ТС Пожега	-	0,5
ХЕ Зворник	-	0,2

Слично као код 220 kV нивоа, Уредбом о испоруци електричне енергије и Правилима о раду преносног система је за 110 kV напонски ниво горња граница опсега у коме напони чворова леже у нормалном погону подигнута на 123 kV. Због тога је ово граница изнад које је мерено трајање повишених напона током новембра и децембра 2023. године. У првих десет месеци 2023. године и у целој 2022. години је као граница узета вредност која је у тим месецима била валидна, а то је вредност од 121 kV. За разлику од 400 kV и 220 kV нивоа, на 110 kV напону није приметан универзални тренд дужег трајања повишених напона у 2023. години, али и даље треба истаћи да су проблеми свакако били присутни у целом систему Србије, а да се као критично подручје система издвојило оно у окружењу ХЕ Ђердап 2 и ТС Ниш 2.



Поред тога што се у преносном систему детектују проблеми везани за повишене вредности напона, такође може доћи и до режима у којима су напони нижи од доње границе опсега у коме треба да леже у нормалном погону. У 2022. и 2023. години није било тих проблема у мрежама 220 kV и 400 kV, али јесте у мрежи 110 kV напонског нивоа. О овоме сведочи и Табела 3.8, у којој су дата трајања снижених напона у овој мрежи за године од интереса.

Табела 3.8: Трајања снижених напона у 110 kV мрежи у 2022. и 2023. години.

Објекат	Број сати са сниженим напонима у 2022. години	Број сати са сниженим напонима у 2023. години
ТС Бегејци	61	-
ТС Пирот 2	50,2	-
ТЕТО Нови Сад	38,5	-
ТС Београд 1	10,2	14
ТС Београд 21	0,3	18,2
ПРП Бор 5	-	2,7
ТС Стара Пазова	-	2,7
ПРП В. Кривељ 2	-	2
ТС Велики Кривељ	-	1,2
ТС Нови Сад 6	-	1
ТС Оџаци	-	1
ТС Рашка	1	-
ТС Нови Сад 1	-	0,8
ТС Нови Бечеј	-	0,7
ТС Сјеница	0,7	-
ТС Сомбор 1	0,3	0,4
ТС Бор 1	-	0,5
ТС Мајданпек 2	-	0,5
ТС Београд 11	0,3	-
ТС Бор 2	-	0,3
ПРП Бор 4	-	0,3
ХЕ Ђердап 2	-	0,3
ТС Мајданпек 3	-	0,3
ТС Неготин	-	0,3
ТС Сип	-	0,3
ТЕТО Зрењанин	-	0,3
ТС Краљево 3	0,2	-

Сви проблеми који су наведени у оквиру претходне табеле могу бити сматрани последицом пролазних кварова и других оперативних потешкоћа у систему, те њихово решавање није потребно сагледавати са планерске тачке гледишта. Овиме је потврђена и хипотеза изнета на почетку овог потпоглавља којом је речено то да је за систем Србије ситуација са високим напонима критичнија од оне везане за ниске напоне, те да би планерске активности овде требало фокусирати на отклањање напона изнад горње границе опсега нормалног рада.



3.6. Радијално напајане трансформаторске станице ЕДС

Познато је да је радијално напајање трансформаторских станица преко којих се електрична енергија доставља до потрошача један од главних разлога због којих поузданост напајања може бити угрожена, те и ове трансформаторске станице треба јасно истаћи и, што је пре могуће, наћи начин да им се обезбеди снабдевање из алтернативног извора. У Табели 3.9 се, тако, могу видети објекти који се радијално напајају из преносне мреже ЕМС а.д., при чему је са P_{max} означена забележена активна снага потрошње у режиму зимског максимума потрошње за 2022. и 2023. годину. У овој табели није као релевантна изабрана инсталисана снага трансформаторских станица зато што је вршна мерена потрошња, са тачке гледишта ЕМС а.д., једина валидна информација која указује на величину угроженог конзума ако дође до испада напојног вода. Овакво резонување је додатно поткрепљено и тиме што се снага трансформатора у постројењима оператора често предимензионише како би се омогућило да се напајање потрошње настави и уколико неки од трансформатора испадне из погона. Решавање радијалног напајања ових постројења ће бити објашњено у оквиру Поглавља 9.

Табела 3.9: Радијално напајане трансформаторске станице ЕДС.

ДП ЕДС	Назив ТС	P_{max} [MW]
Ниш	ТС Бело Поље	8,76
	ТС Босилеград	2,18
	ТС Власотинце	14,39
	ТС Димитровград	5,05
	ТС Јабланица	21
	ТС Ниш 10	37,65
	ТС Прешево	16,19
	ТС Мосна	2,09
Краљево	ТС Јагодина 3	11,73
	правац ТС Крупањ – ТС Љубовија	9,9 + 5,21
	правац ТС Ариље – ТС Ивањица	15,14 + 18,26
	правац ТС Пријепоље – ЕВП Бродарево	17,58
	ТС Владимирци	14,23
	правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац	22,21 + 10,96
	ТС Копаоник	16,81
	ТС Љиг	11,11
	ТС Поповац	5,23
	ТС Тутин	9,81
Крагујевац	ТС Крагујевац 20 (Кнић)	6,67
	ТС Крагујевац 3	34,72
	ТС Страгари	6,63
	ТС Рудник 5	5,02
	ТС Рудник 4 (ПК Дрмно)	18,11
Нови Сад	правац ТС Ковин – ТС Рудник Ковин	21,49 + 2,44
	правац ТС Сента 2 – ТС Ада	17,73 + 17,01
	правац ТС Темерин – ТС Жабаљ	17,58 + 15,49
	ТС Палић	12,82



3.7. Тренутно искоришћење интерконективних капацитета

Иако је познато да је градња нове инфраструктуре у наступајућем периоду неопходна како би се преносном систему обезбедила потребна количина стабилности и флексибилности у раду, значајан ресурс према остваривању таквих циљева такође представља и постизање што боље искоришћености постојећих капацитета. У складу са овиме, ово потпоглавље ће се фокусирати искључиво на то у којој се мери тренутно доступни интерконективни водови на границама Србије користе. Тако се у Табели 3.10 могу видети средње вредности нето прекограничних преносних капацитета на границама регулационе области Србије у 2023. години на месечном нивоу, при чему је изабран смер увоза електричне енергије у Србију.

Табела 3.10: Средњи месечни износи NTC за увоз енергије у Србију у 2023. години [MW].

Граница / месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ - Срб	610	575	700	700	623	700	700	294	607	635	633	558
Рум - Срб	500	600	550	433	590	687	489	377	440	358	510	500
Буг - Срб	350	350	350	332	350	233	350	344	348	365	350	350
Мак - Срб	500	400	350	417	400	383	500	500	550	400	500	600
Алб - Срб*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЦГ - Срб	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
БиХ - Срб	450	600	416	545	300	423	481	400	430	400	500	400
Хрв - Срб	300	300	300	300	300	200	300	300	150	150	150	150

Средње месечне вредности које су дате у овој табели су одређене у складу са релевантним ENTSO-E методологијама из ове области. Координација вредности (то јест, усаглашавање ових износа између оператора чији системи деле границу) се врши на регионалном нивоу. Као што се може видети, вредност средњег месечног преносног капацитета између Србије и Албаније је у 2023. години била једнака нули. Ово није последица стварног недостатка капацитета на граници ове две државе, већ искључиво резултат геополитичких прилика. У Табели 3.11 су на исти начин приказане средње вредности нето прекограничних преносних капацитета на границама регулационе области Србије у 2023. години на месечном нивоу. За разлику од горње табеле, у којој је изабран смер увоза електричне енергије у Србију, у Табели 3.11 је за приказ одабран смер извоза електричне енергије из Србије. Упоредним разматрањем те две табеле може се стећи потпун увид у капацитете на српским границама.

Табела 3.11: Средњи месечни износи NTC за извоз енергије из Србије у 2023. години [MW].

Граница / месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб - Мађ	697	657	800	800	800	800	800	335	693	656	670	800
Срб - Рум	500	600	473	473	542	693	506	500	543	523	700	584
Срб - Буг	350	350	350	350	350	233	350	344	350	389	350	350
Срб - Мак	600	550	500	333	481	500	500	574	480	500	600	600
Срб - Алб*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Срб - ЦГ	300	300	300	300	300	300	245	300	300	300	300	300
Срб - БиХ	600	600	532	600	600	497	571	474	600	555	580	550
Срб - Хрв	300	300	300	300	300	200	300	300	150	150	150	150



Потпун увид у искоришћење постојећих капацитета може да се стекне тек ако се, осим тога што се знају вредности капацитета које су биле доступне за размену енергије, знају и термичка ограничења далеководна на предметним границама. За ове сврхе, направљена је и Слика 3.5. Капацитети који су представљени на овој слици представљају збир термичких капацитета свих далеководна на одговарајућим границама (капацитети који су означени црвеном бојом одговарају летњем периоду, од половине априла до половине октобра, док су капацитети који су на слици обележени плавом бојом валидни током зимског периода).



Слика 3.5: Термичка ограничења интерконекција Србије (децембар 2023. године).

Треба напоменути да искоришћење постојећих интерконективних далеководна зависи како од ограничења у преносној мрежи ЕМС а.д., тако и од ограничења постављених од стране оператора суседних система. Такође, потребно је истаћи да се, према прогнозама ENTSO-E асоцијације, у наредним годинама очекује раст прекограничних размена енергије услед интеграције варијабилних обновљивих извора у производне портфеле, што ће да доведе до потребе за растом расположивих прекограничних капацитета између суседних система. Поред тога, треба нагласити да су на горњој слици у обзир узети само водови 400 и 220 kV напонских нивоа, пошто они имају доминантну улогу у прекограничним разменама енергије.



Оно што се такође може поставити као питање је који су то елементи који у систему Србије представљају ограничавајуће факторе за прекограничне размене енергије, то јест, да ли су интерконективни далеководи ти чији испади или преоптерећења одређују износе приказане на Слици 3.5. Одговор на ово питање пружа Табела 3.12, у којој су приказани елементи који су представљали ограничавајуће факторе на границама Србије у 2023. години и испади при којима су ти елементи били угрожени. Поред тога, дате су и развојне мере помоћу којих ће свако од ових проблема бити отклоњен, при чему се те мере у највећем броју случајева свде на изградњу инфраструктуре којом ће проблематични делови система бити ојачани. Оно што је ипак потребно истаћи је да то који елементи ограничавају капацитет не зависи само од инфраструктуре, већ и од посматраног производног портфеља, па би, уколико дође до значајнијих измена портфеља Србије због интеграције обновљивих извора енергије, то могло утицати и на списак ограничавајућих елемената који је представљен у доњој табели.

Табела 3.12: Ограничавајући елементи у мрежи ЕМС а.д.

Друга страна	Испад елемента	Преоптерећени елемент	Развојна мера
Мађарска	ДВ 400 kV бр. 444/1 ТС Н. Сад 3 – ТС Србобран	ТР 400/110 kV у ТС Нови Сад 3	Панонски коридор
	ДВ 400 kV бр. 401/3 ТС Смедерево 3 – ТС Београд 8	ТР 400/110 kV у ТС Смедерево 3	ТС 400/110 kV Пожаревац 3 и Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV бр. 409/2 РП Младост – ТС С. Митровица 2	ТР 400/110 kV у ТС Србобран	Панонски коридор
	ТР 400/110 kV у ТС Нови Сад 3 (1)	ТР 400/110 kV у ТС Нови Сад 3 (2)	Панонски коридор и Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV бр. 444/1 ТС Н. Сад 3 – ТС Србобран	ТР 400/110 kV у ТС Србобран	Панонски коридор
БиХ & Хрватска	ДВ 400 kV ТС Угљевик – ТС Тузла (БиХ)	ДВ 220 kV бр. 214/5 ТС Пожега – ТС Вишеград (БиХ)	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Требиње – ТС Ластва (ЦГ)	ДВ 220 kV бр. 214/5 ТС Пожега – ТС Вишеград (БиХ)	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Требиње – ТС Ластва (ЦГ)	ТР 400/220 kV у ТС С. Митровица 2	Панонски коридор и Трансбалкански коридор
	ДВ 400 kV бр. 454 ТС Суботица 3 – ТС Шандорфалва (Мађ)	ТР 400/220 kV у ТС С. Митровица 2	Панонски коридор и Трансбалкански коридор
	ДВ 220 kV бр. 214/5 ТС Пожега – ТС Вишеград (БиХ)	ТР 400/220 kV у ТС С. Митровица 2	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ТР 400/220 kV у ТС С. Митровица 2	ДВ 220 kV бр. 214/5 ТС Пожега – ТС Вишеград (БиХ)	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV бр. 455 ТС С. Митровица 2 – ТС Угљевик (БиХ)	ДВ 220 kV бр. 214/5 ТС Пожега – ТС Вишеград (БиХ)	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Угљевик – ТС Тузла (БиХ)	ДВ 220 kV бр. 291 ТС Бајина Башта – ТС Пожега	Централно-балкански коридор



Друга страна	Испад елемента	Преоптерећени елемент	Развојна мера
С. Макед. и Ц. Гора	ДВ 220 kV бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	ДВ 220 kV бр. 266/2 ТС Бистрица – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	Трансбалкански коридор
	ДВ 220 kV бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	ДВ 220 kV бр. 291 ТС Бајина Башта – ТС Пожега	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Требиње – ТС Ластва (ЦГ)	ДВ 220 kV бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	Трансбалкански коридор
	ДВ 400 kV бр. 407 ТС Ниш 2 – ТЕ Косово Б	ДВ 220 kV бр. 266/2 ТС Бистрица – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	Трансбалкански коридор
	ДВ 220 kV бр. 291 ТС Бајина Башта – ТС Пожега	ДВ 220 kV бр. 203/3 ТС Бистрица – ТС Бајина Башта	Трансбалкански коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Ластва (ЦГ) – ТС Виљанова (Ита)	ДВ 220 kV бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	Трансбалкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Ластва (ЦГ) – ТС Виљанова (Ита)	ДВ 220 kV бр. 266/2 ТС Бистрица – ТС Пљевља 2 (ЦГ)	Трансбалкански коридор
Румунија & Бугарска	ДВ 400 kV бр. 403 ТС Ниш 2 – ТС Бор 2	ДВ 400 kV бр. 405 РП Ђердап 1 – ТС П. де Фиер (Рум)	Северни CSE коридор и Централно-балкански коридор
	ДВ 400 kV ТС Арад (Рум) – ТС Шандорфалва (Мађ)	ДВ 400 kV бр. 405 РП Ђердап 1 – ТС П. де Фиер (Рум)	Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV бр. 401/3 ТС Смедерево 3 – ТС Београд 8	ТР 400/110 kV у ТС Смедерево 3	Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV бр. 453/2 РП Чибук 1 – ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV у ТС Смедерево 3	Повећање инсталисане снаге у ТС Смедерево 3
	ДВ 400 kV бр. 401/4 РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 400 kV бр. 453/2 РП Чибук 1 – ТС Панчево 2	Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV бр. 453/2 РП Чибук 1 – ТС Панчево 2	ДВ 400 kV бр. 401/4 РП Дрмно – ТС Смедерево 3	Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV ТС Надаб – ТС Бекешчаба (Мађ)	ДВ 400 kV бр. 405 РП Ђердап 1 – ТС П. де Фиер (Рум)	Северни CSE коридор
	ДВ 400 kV бр. 405 РП Ђердап 1 – ТС П. де Фиер (Рум)	ДВ 220 kV бр. 214/1 ТС Крушевац 1 – ТС Краљево 3	Северни CSE коридор и Централно-балкански коридор
	ТР 400/110 kV у ТС Бор 2 (1)	ТР 400/110 kV у ТС Бор 2 (2)	Градња ТС 400/110 kV Бор 6

Као што се из горње табеле може закључити, већина проблема који су лоцирани у Србији, а доводе до ограничења капацитета на њеним границама, биће решена након што градња коридора који ће прелазити преко ње буде завршена. Ово је позитиван знак који упућује на то колико је правовремени завршетак ових пројеката важан не само за прилике у систему Србије, већ и за исправан, поуздан и безбедан рад електроенергетских система у региону.

Поглавље 4

Прогноза потрошње електричне енергије





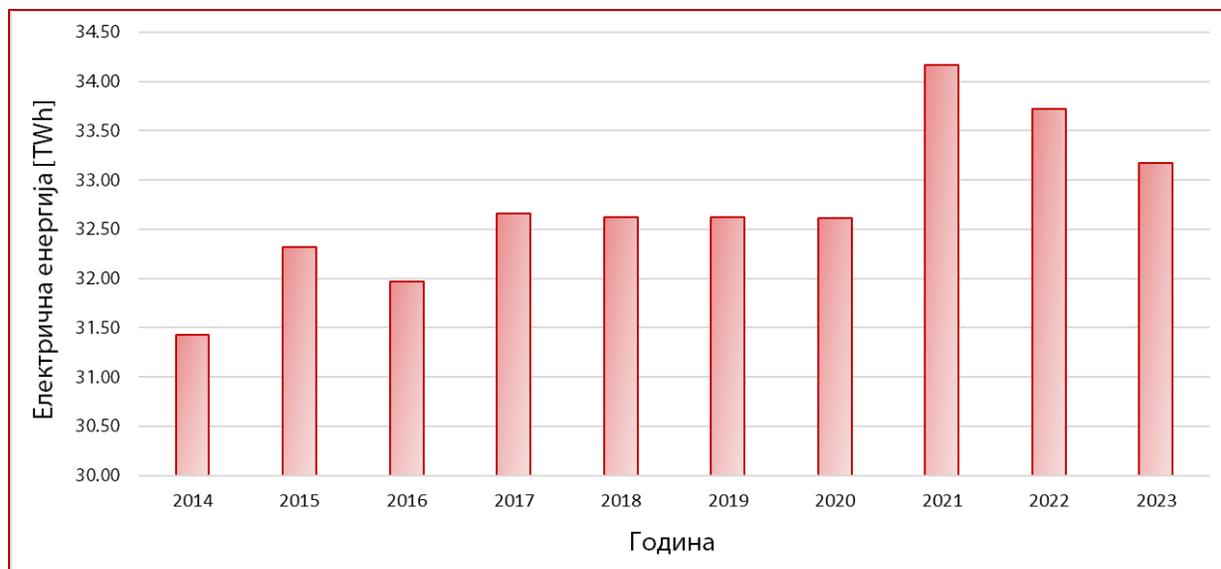
4.1. Увод у прогнозу потрошње

Као што је познато, потрошња електричне енергије у некој држави зависи од великог броја различитих фактора. Неки од најважнијих фактора од којих зависи потрошња енергије су енергетска стратегија саме државе, економски развој, демографска слика, цена електричне енергије, регионалне и глобалне климатске прилике, управљање потрошњом, као и мере енергетске ефикасности. Ови фактори се могу сврстати у четири групе, дате на Слици 4.1.



Слика 4.1: Фактори који утичу на потрошњу електричне енергије.

У складу са овиме, може се закључити у којој је мери прогнозирање потрошње енергије на дужем временском хоризонту незахвалан и комплексан задатак. Према дефиницији, циљ вршења ове прогнозе је дефинисање трендова (било да је у питању пораст, стагнација или пад) према којима се очекује да ће се годишња потрошња електричне енергије у систему од интереса кретати у наступајућем периоду. Овај период може варирати у зависности од потреба процеса у оквиру ког се ради, при чему се, за потребе планирања развоја система, најчешће користи период од најмање десет година. Прогноза потрошње је неизоставни фактор који мора да буде узет у обзир приликом дугорочног планирања развоја преносног система зато што се кроз анализу пројектоване потрошње могу сагледати потребе за новим инвестицијама, као и потенцијални проблеми до којих би у систему могло доћи уколико се ове инвестиције не би реализовале по иницијалном плану. Износи потрошњи електричне енергије у Републици Србији (без територије АП КиМ) у претходних десет година (период од 2014. године до 2023. године) се могу видети на дијаграму који је приказан на Слици 4.2.



Слика 4.2: Историјске вредности потрошње ел. енергије у Републици Србији (без АП КиМ).

Са ове слике се види да је потрошња електричне енергије у Републици Србији у периоду од 2014. до 2020. године углавном стагнирала, док се након тог периода примећује благи раст потрошње. Стагнација у периоду пре 2020. године се једним делом може приписати и последицама светске економске кризе. Наиме, у условима диктираним светском кризом је смањен обим инвестиција, што се у највећем проценту одразило на улагања у индустрију. Такође, на вредности потрошњи у домаћинствима и у индустријском сектору је у периоду након 2019. године велики утицај имала и пандемија вируса COVID-19, при чему су неке од најзначајнијих последица ове пандемије биле непредвидивост економских прилика (што се поготово одразило на мала и средња предузећа), као и ограничење кретања становништва (што је довело до тога да потрошња електричне енергије у домаћинствима порасте).

Наравно, као што је раније наглашено, економске прилике нису једино што утиче на износ потрошње електричне енергије. И ово се може илустровати преко горњег дијаграма. Наиме, уколико би конзум зависио искључиво од економских прилика, дошло би се до погрешног закључка да је стање у Србији било убедљиво најбоље у 2021. години, пошто је у њој забележена највећа потрошња у посматраном десетогодишњем интервалу. Како ово евидентно није истина (посебно ако се у обзир узме и то да је током ове године пандемија и даље била у пуном замаху), долази се до потврде горе изнете тврдње о томе да постоји већи број фактора који се морају паралелно посматрати да би се приметила икаква релевантна законитост. О томе који су то фактори и на који их је начин могуће уважити при прогнози ће више бити речено у наредном потпоглављу.

„... потрошња у Србији је углавном стагнирала у претходном периоду.“



4.2. Методологија за прогнозу потрошње

Укупна потрошња електричне енергије у Републици Србији (не укључујући у то територију АП КиМ) може бити категорисана на различите начине. Како би прогноза потрошње могла да буде урађена уз уважавање што већег броја релевантних фактора, али без непотребног утршка расположивих ресурса, усвојена је категоризација према којој се читава потрошња може поделити у три категорије, од којих је свака потом третирана на одговарајући начин:

- електрична возила;
- купци електричне енергије на преносном систему;
- потрошачи на дистрибутивном систему.

За сваки од типова потрошње се потом приступило дефинисању оптималног начина на који би се прогноза трендова за наредни период могла урадити. Методолошки приступи који су на крају одабрани се могу видети у наставку овог потпоглавља, за сваку категорију засебно.

4.2.1. Електрична возила

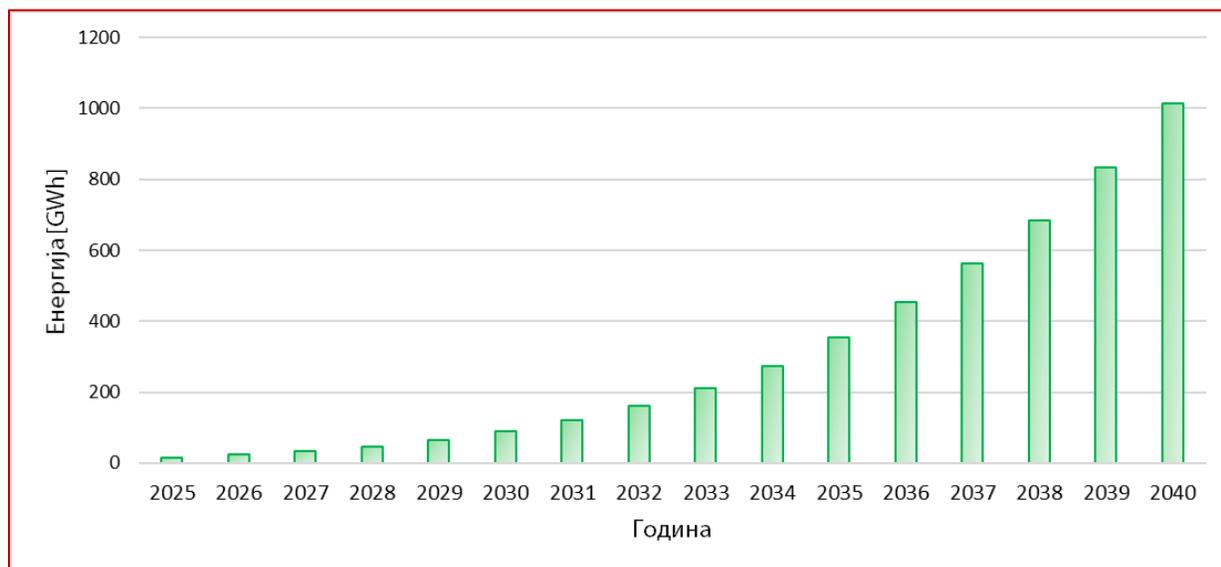
Као што је и познато, климатске промене које су изазване емисијом штетних гасова довеле су до тога да се раније уобичајена решења везана за различите области живота и привреде преиспитују, те да се за она за која се утврди да у значајној мери доприносе овим ефектима траже еколошки прихватљивије алтернативе. Једно од првих решења која су се нашла на удару оваквих тенденција јесте коришћење горива базираних на фосилним сировинама за покретање возила, те је последњих година веома приметан тренд раста броја возила која се крећу на електрични погон. Очекује се да ће се овај тренд наставити и у будућности, при чему ће томе допринети како поменуте еколошке тенденције, тако и ефикасност конверзије енергије, мањи трошкови одржавања и евентуалне субвенције и друге погодности које ће у циљу подстицаја бити одобраване. Потребно је нагласити да ова тврдња није валидна само за државе западне Европе, већ се може са пуним правом применити и на Србију. Тако је, по подацима преузетим са интернет странице Министарства унутрашњих послова, крајем 2023. године број електричних возила регистрованих у Републици Србији износио око 2700.

Ови аутомобили, веома упрошћено речено, функционишу тако што се електрична енергија, ускладиштена у батерији аутомобила, уз помоћ електромотора претвара у механичку. Ове батерије могу бити значајно различитих капацитета, при чему овај капацитет варира од око 15 kWh у малим и економичним електричним возилима, па све до преко 100 kWh у већим и луксузнијим моделима тих превозних средстава. Као што је наведено у претходном пасусу, савремени електрични аутомобили се одликују изузетном ефикасношћу, с тим што њихова потрошња електричне енергије на годишњем нивоу директно зависи и од броја километара које током те године пређу. Иако се и овај податак може мењати у зависности од модела и типа електричног возила које се посматра, за већину комерцијално доступних модела се, у складу са спецификацијама датим од стране произвођача, може сматрати да троше између 15 и 25 kWh на пређених 100 километара. Иако је, наравно, веома тешко проценити колико ће километара које од електричних возила прећи током године, из јавно доступних извора је добијен податак да се годишња потрошња сваког возила креће у опсегу од 1,8 до 2 MWh. За потребе ове прогнозе потрошње, усвојена је горња граница овог опсега, то јест, 2 MWh.



Као што се може закључити, како би се адекватно извршила прогноза потрошње електричних возила на неком временском хоризонту, треба располагати проценом броја таквих возила који одговара том хоризонту. Приликом прогнозирања потрошње у току израде овог Плана развоја, узета је процена броја електричних возила приказана у нацрту финалне верзије Интегрисаног националног енергетског и климатског плана за период до 2030. године са визијом до 2050. године. Конкретно, у овом нацрту се могу наћи подаци о броју

возила на електрични погон регистрованих у Републици Србији који се предвиђа за 2030. и за 2040. годину. На основу ових података, као и већ дате информације о броју електричних возила у 2023. години, било је могуће спровести интерполацију којом су добијени бројеви електричних возила и за сваку годину између оних за које су били доступни улазни подаци. Множењем ових бројева јединичном вредношћу од 2 MWh по возилу, добијена је и укупна вредност прогнозиране потрошње електричних возила у Републици Србији за сваку годину у интервалу од интереса за овај План развоја. Процењене потрошње електричне енергије електричних возила за предстојећи период су приказане и на дијаграму на Слици 4.3.



Слика 4.3: Прогноза потрошње електричне енергије возила у Републици Србији.

Као што се са овог дијаграма може видети, предвиђа се стабилан пораст броја електричних возила у Републици Србији у периоду од интереса, при чему тај раст резултира тиме да је у 2030. години прогнозирана потрошња електричне енергије ових потрошача око 90 GWh, док у 2040. години предвиђена вредност ове потрошње премашује чак и границу од 1 TWh.

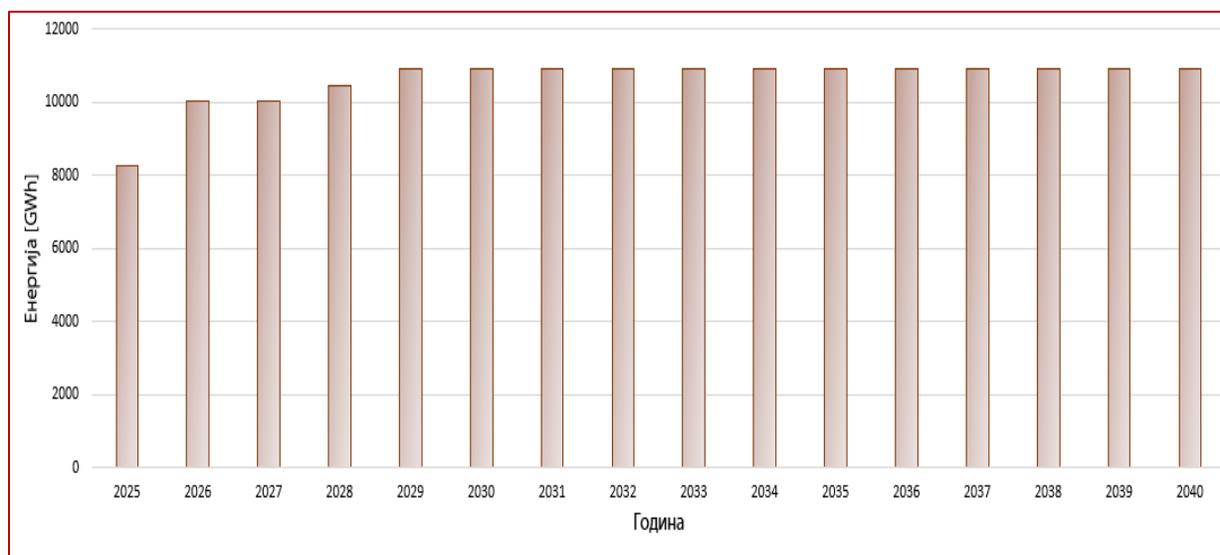


4.2.2. Купци електричне енергије у преносном систему

Корисници преносног система који су у својству купаца прикључени на преносни систем су приликом прогнозе потрошње издвојени у посебну категорију. Притом је било потребно на одговарајући начин одвојити оне купце који су тренутно прикључени на преносни систем од купаца чије се прикључење тек очекује у наступајућем периоду. Што се тиче купаца који су тренутно прикључени (укључујући у то и операторе затворених дистрибутивних система), њихова укупна потрошња електричне енергије је у 2023. години била једнака 3,87 TWh. У наставку прогнозе потрошње је сматрано да ће (осим тамо где је најављено кроз поступак прикључења на преносни систем) годишња енергија коју ови потрошачи троше остати иста у читавом временском интервалу од интереса за овај План развоја преносног система.

Међу купцима чије се прикључење на преносни систем очекује се издвајају Инфраструктура железница Србије са пет нових електроувучних подстанца (Суково, Бела Паланка, Нови Сад, Суботица и Врбас), те већи индустријски потрошачи (Линглонг, Зи Ђин Бор). Студија прикључења на преносни систем је, током ванредног прозора за израду истих, издата и за Српско-кинески индустријски парк „Михајло Пупин“ одобрене снаге 50 MW. Такође, клијенту Elixir Прахово уручена је Студија којом је предвиђено повећање одобрене снаге са 5,997 на захтеваних 30 MW. Клијент ЈКП Београдски метро и воз захтевао је одобрење укупне снаге од 190 MW које би служило за напајање прве две линије београдског метро система.

Сви претходно наведени купци електричне енергије који тек планирају прикључење на преносни систем уважени су у прогнози потрошње од године која стоји у званичном захтеву за израду Студије прикључења, односно у складу са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења. При прогнози потрошње за све клијенте је уважен фактор капацитета у складу са типом потрошње (рударски капацитети, хемијска индустрија, железница...). На самом крају су, сабирањем потрошње садашњих капацитета и прогнозираних потрошњи најављених купаца електричне енергије, добијене процењене годишње потрошње енергије за сваку од обухваћених година, што је дато на Слици 4.4.



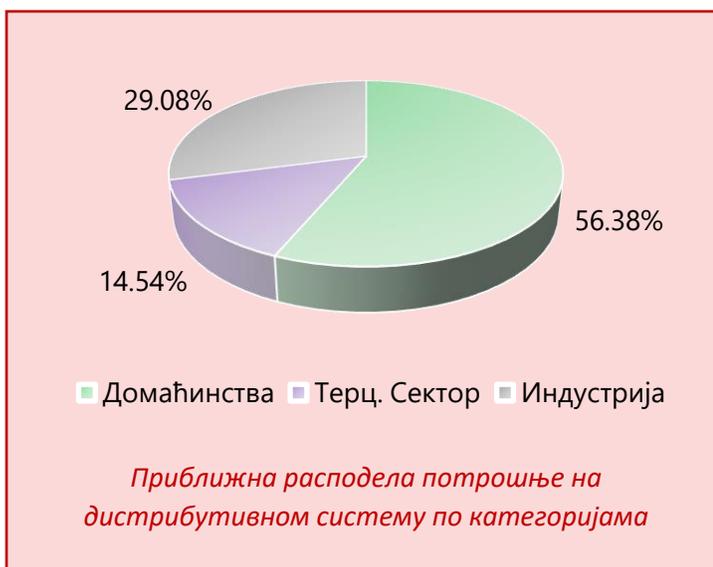
Слика 4.4: Процењене потрошње купаца електричне енергије у преносном систему.



Треба имати у виду да ова процена укључује оне објекте за које клијенти на дан 1.6.2024. године имају израђену Студију прикључења или Мишљење оператора преносног система о условима и могућностима прикључења. Сходно томе, процену дату на горњем дијаграму не треба схватити као индикатор тога да се потрошња купаца на преносном систему неће повећавати након 2029. године, већ само тога да за пораст снаге након те године тренутно не постоје довољно поуздани подаци. Током сваког од наредних прозора за израду Студија прикључења, клијенти ће имати могућност да поднесу захтеве за израду Студија за нове објекте или за повећање снаге постојећих објеката. Потрошње свих потенцијалних објеката за које ће се Студије тек издавати биће уважене у некој од наредних верзија Плана развоја.

4.2.3. Потрошња у дистрибутивном систему

Категорија која има највећи удео у укупној потрошњи Србије је конзум дистрибутивног система. Под овом потрошњом се подразумевају сви појединачни потрошачи, без обзира на тип (домаћинства, индустрија и терцијарни сектор). За разлику од методологије сходно којој је вршена прогноза за две категорије о којима је речи било у ранијим одељцима, а које су углавном биле засноване на статистичкој анализи информација преузетих из различитих доступних извора, за ову категорију потрошње је требало уважити више фактора.



„... највећи удео у конзуму Србије тренутно има дистрибутивна потрошња.“

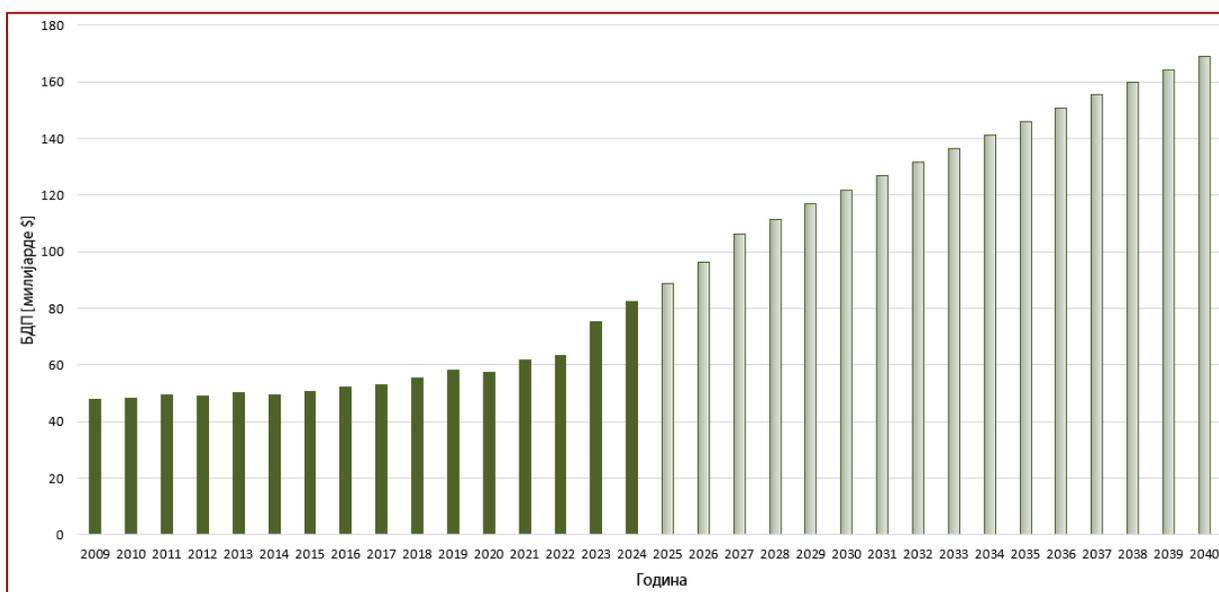
Метода за прогнозу потрошње која ће се користити за ову категорију конзума базира се на утврђивању везе између историјских вредности годишње потрошње дистрибутивног система за период од 2009. до 2023. године и креиране селекције фактора од интереса:

- бруто домаћи производ (БДП) државе;
- број становника;
- просечне максималне дневне температуре;
- просечне минималне дневне температуре.

Бруто домаћи производ (БДП) неке државе је укупна вредност укупних блага и услуга које су произведене током одређеног временског периода. Тај временски период је обично једна година од интереса за врсту анализе која се ради. Он представља меру економске активности у држави и користи се за праћење раста економије државе. Историјске вредности БДП Србије узете су са сајта Међународног монетарног фонда.



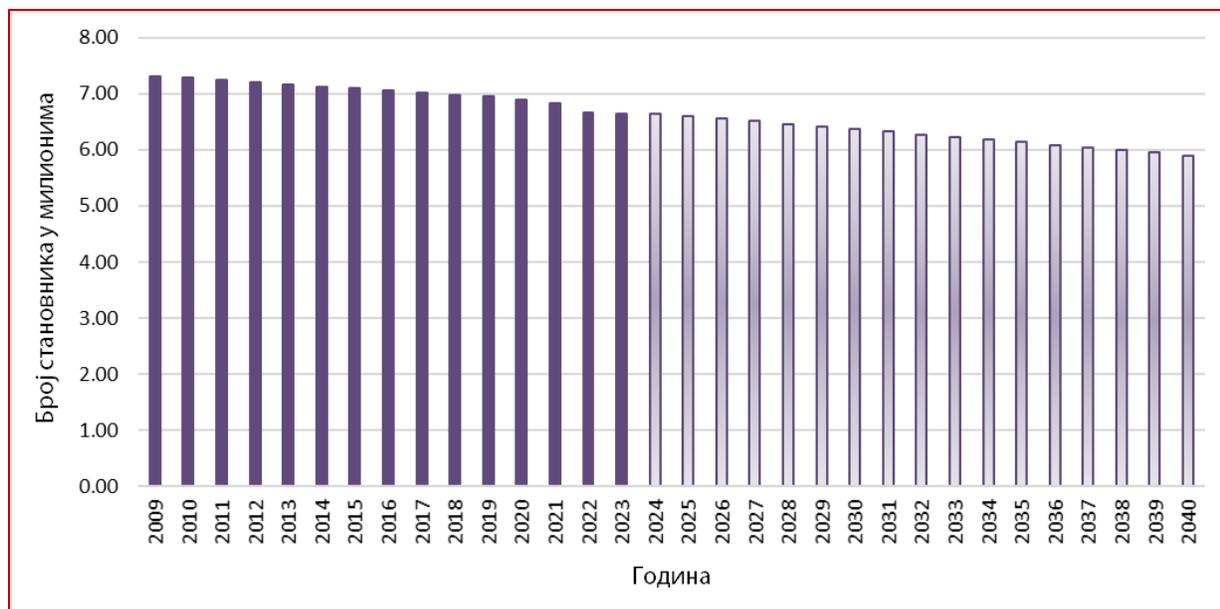
Вредности БДП-а Србије до 2040. године прогнозиране су у складу са претходно наведеним историјским подацима, уз употребу алата *Forecast sheet* у програмском пакету *Excel*. Овај алат заснован је на алгоритму троструког експоненцијалног изглађивања (*Exponential Triple Smoothing*). Алгоритам побољшава квалитет улазних података који се користе при прогнози тако што открива моделе понављања података, а потом користи те моделе како би ублажио екстремуме. За потребе овог плана је усвојен алгоритам из ААА групе (*additive error, additive trend, additive seasonality*). Ова техника прогнозе се најчешће користи у ситуацијама у којима су улазни подаци нелинеарни, али их одликују понављајући обрасци. На Слици 4.5 су дате историјске и прогнозиране вредности БДП-а Републике Србије. За историјске вредности (од 2009. до 2024. године, где је за 2024. годину узета прогноза Међународног монетарног фонда која је била доступна) коришћени су једнолично обојени стубићи, а за прогнозиране вредности (од 2025. до 2040. године) искоришћени су неравномерно осенчени стубићи.



Слика 4.5: Прогноза вредности БДП Републике Србије.

Као што се са овог дијаграма може видети, у наредном периоду се предвиђа сталан пораст вредности БДП Републике Србије, те се очекује да ће и куповна моћ становништва порасти. Самим тим, ово би (уз одговарајући степен електрификације) требало да доведе и до раста потрошње електричне енергије. Треба напоменути и да тенденција пораста БДП Србије није виђена само овде, већ је исти тренд присутан и у другим званичним прогнозама овог параметра, као што је и она која је доступна на страници Међународног монетарног фонда.

Потрошња на дистрибутивном нивоу Републике Србије доминатно зависи од потрошње домаћинства, при чему је један од основних фактора који утичу на то број становника. Како би се урадила прогноза овог параметра, историјски подаци о броју становника преузети су са интернет странице Међународног монетарног фонда и укључују вредности наведене у званичним пописима обављеним у Републици Србији током 2011. и 2022. године. Прогнозе броја становника у будућности добијене су на основу горенаведених историјских података и алата *Forecast sheet* у програмском пакету *Excel*, на идентичан начин као што је рађено приликом прогнозе БДП-а. Добијена прогноза броја становника приказана је на Слици 4.6.



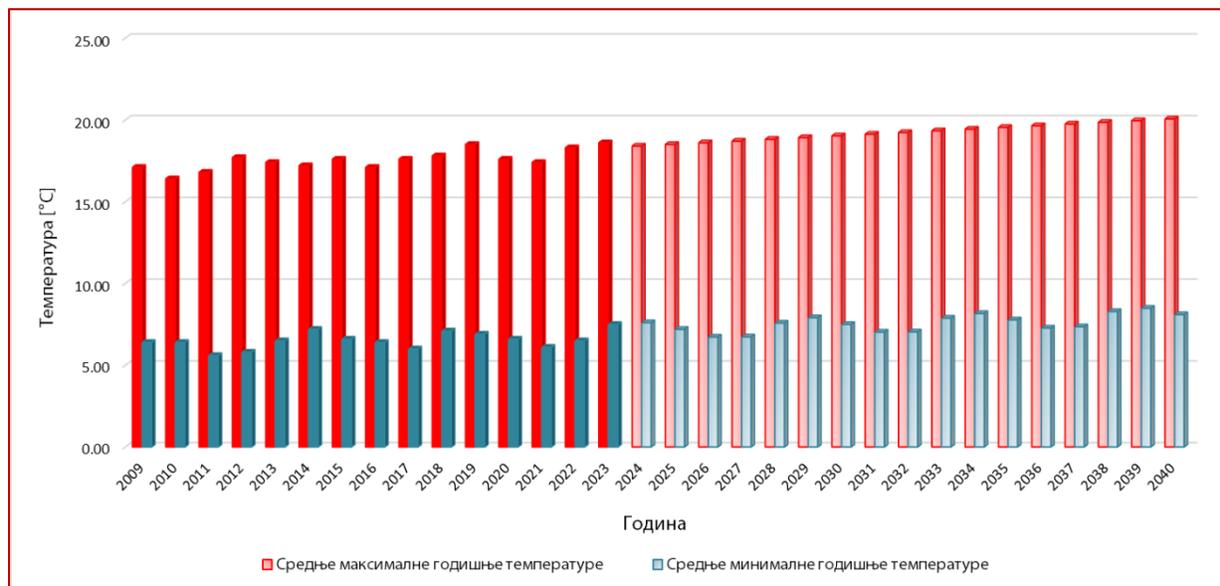
Слика 4.6: Прогноза броја становника Републике Србије.

Према приказаним историјским подацима, у Србији је у претходном периоду дошло до пада броја становника, при чему је једина ствар која се мењала из године у годину брзина којом је до тога пада долазило. Посебно је приметно то да се опадање броја становника убрзало у годинама у којима је владала пандемија вируса *COVID-19*. У складу са свиме тиме, као и са старосном структуром становништва и негативним природним прираштајем, очекује се да ће се тренд пада броја становника наставити и у будућности. При томе се може очекивати да ће се овај тренд успорити у поређењу са оним присутним током пандемије, али не и да ће се пад броја становника потпуно зауставити. Као што се може закључити, опадање броја становника не доводи аутоматски и до пада потрошње електричне енергије, али се такође може доћи до тога да би раст потрошње био још израженији да опадања популације нема.

Наредни фактор који је било потребно узети у обзир јесте кретање просечних температура, при чему хладније зиме и топлија лета доводе до пораста потрошње електричне енергије у сврхе грејања, односно хлађења. У последњих неколико деценија просечна температура на Земљи је у сталном порасту. Истовремено, електрификација домаћинства и опремање истих уређајима за грејање и хлађење узима маха у све већој мери. Потрошња електричне енергије у Републици Србији је још увек већа у зимском периоду и, самим тим, диктирана је средњом минималном дневном температуром у току предметне године. У претходном периоду је приметно да се ова температура повећава, чему сведоче осетно топлије зиме и мања потреба за грејањем. С друге стране, то је директно повезано и са чињеницом да је средња максимална температура током године такође у константном порасту, при чему је ово приметно како на примеру Републике Србије, тако и на глобалном нивоу. Клима уређаји у домаћинствима су све чешћа појава, посебно у урбаним срединама где веома мали број домаћинства нема, односно не употребљава клима уређаје за хлађење током летњих месеци. Системи за климатизацију су у све већој мери оптерећени и у установама у којима се њихово коришћење већ дуже време подразумева, попут општина и судова. Посебно је важно ту истаћи и здравствене установе у којима услови морају бити строго регулисани.



Клима планете Земље се карактерише великом инерцијом и сви фактори који доводе до успостављања трендова какве имамо данас су присутни већи број деценија, па и векова уназад. Због тога, јасно је да ће се у наредним годинама и деценијама тренд наставити, те да је повећање средње годишње температуре неминовно. У прогнози средње минималне и максималне годишње температуре коришћен је исти алат (*Forecast sheet*) у програмском пакету *Excel*, онако како је већ описано у четвртном одељку овог потпоглавља. Пројектоване и историјске вредности ових температура приказане су на дијаграму датом на Слици 4.7.



Слика 4.7: Прогноза промене температуре у Републици Србији.

Након извршених прогноза БДП-а, броја становника, просечне минималне температуре и просечне максималне температуре у Србији за период до 2040. године, добијена је потпуна листа улазних података за прорачун потрошње дистрибутивног система. Уз већ наведена четири фактора, за прогнозирање потрошње у години n искоришћени су и познати подаци о потрошњи у години пре ње, означеној са $n-1$. При изради дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, примењиван је модел који се може описати следећом формулом:

$$W_{Dn} = \alpha + \beta_1(W_{Dn-1}) + \beta_2(T_{nsrmax}) + \beta_3(T_{nsrmin}) + \beta_4(P_n) + \beta_5(GDP_n) \quad (4.1)$$

Значење сваке од ознака у обрасцу (4.1) је :

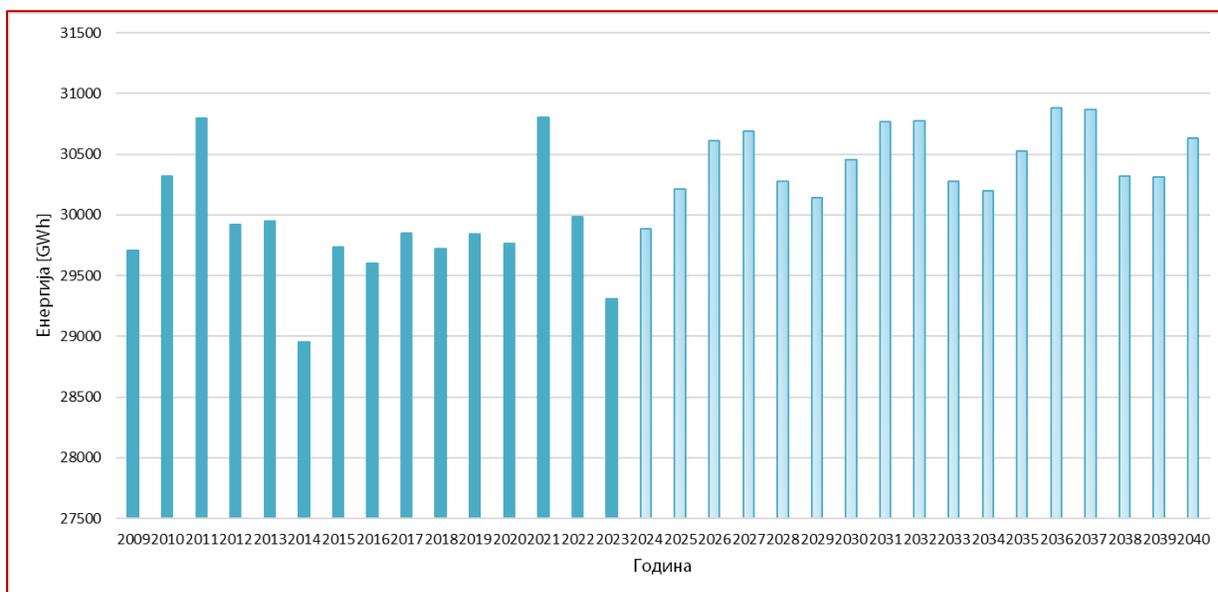
- W_{Dn} – потрошња електричне енергије дистрибутивног система у години n [GWh];
- W_{Dn-1} – потрошња електричне енергије дистрибутивног система у години $n-1$ [GWh];
- T_{nsrmin} – средња минимална температура ваздуха у години n [°C];
- T_{nsrmax} – средња максимална температура ваздуха у години n [°C];
- P_n – популација Републике Србије без АП КиМ у години n (у милионима);
- GDP_n – бруто домаћи производ у години n [милијарде \$];
- $\alpha, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$ – коефицијенти линеарне регресије.



Процена коефицијената линеарне регресије из формуле (4.1) је вршена поступком вишеструке регресије. У овом кораку су уважене вредности остварених годишњих потрошњи и наведених пет фактора (потрошња у претходној години, средња минимална и максимална температура ваздуха, популација и вредност бруто домаћег производа) за период од 2010. до 2023. године. Прецизност линеарне регресије се уобичајено процењује помоћу величине која се обележава са r^2 (налази се у опсегу између 0 и 1). Што је вредност овог показатеља ближа 1, то је већа и прецизност линеарне регресије и поузданост са којом је та регресија рађена. Оптимизацијом коефицијената линеарне регресије који су дати у формули (4.1) је постигнута вредност r^2 већа од 0,92. Ово се може сматрати доста великом вредношћу овог показатеља и указује на веома велики степен прецизности урађене прогнозе.

*„... постигнут је
веома висок ниво
поузданости урађене
прогнозе потрошње.“*

Информације о годишњим потрошњама дистрибутивног система узете су из одговарајућих Годишњих техничких извештаја ЕМС а.д. Ове вредности су потом кориговане тако што су на њих додаване вредности произведене енергије на дистрибутивном систему, почевши од 2018. године. Тиме је добијена укупна потрошња електричне енергије на дистрибутивном нивоу. Вредности произведене енергије на дистрибутивном систему су добијене директно од ОДС. Прогноза потрошње на дистрибутивном систему, урађена упаривањем прогноза са претходних слика и обрасца (4.1), дата је на дијаграму који је приказан на Слици 4.8.



Слика 4.8: Прогноза потрошње дистрибутивног система Републике Србије (без АП КиМ).



Прогнозиране вредности потрошње електричне енергије конзума дистрибутивног система не одступају битно од историјских, односно показују тренд стагнације присутан и у мереним вредностима. Разлози за то су, пре свега, благи пад популације и очекивани раст средњих годишњих температура, узимајући у обзир да домаћинства имају највећи удео у потрошњи дистрибутивног система. И поред тога, прогнозирана потрошња нема опадајући тренд због све већег броја индустријских потрошача прикључених на дистрибутивни систем.

4.3. Укупна потрошња електричне енергије

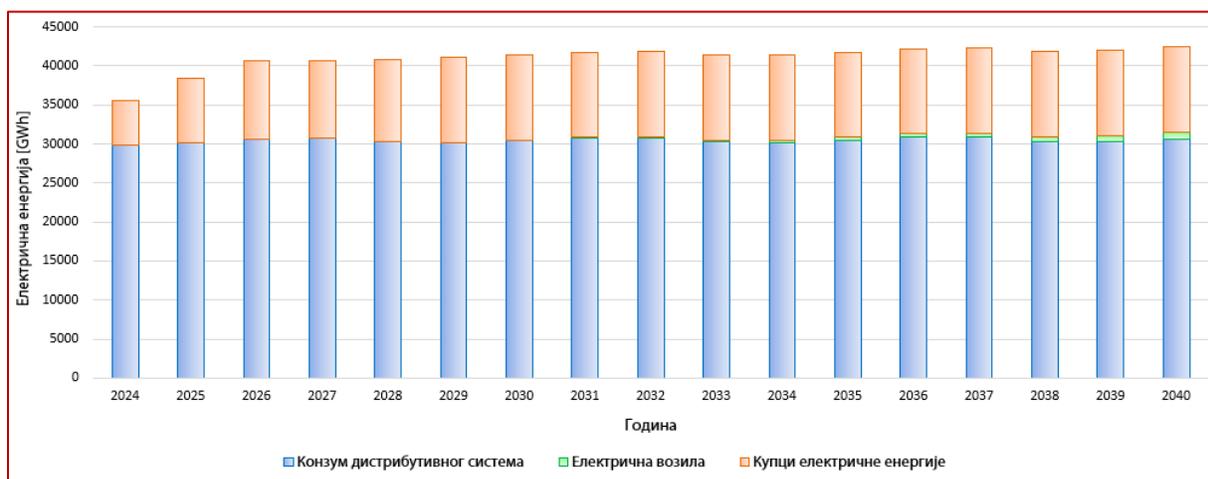
Након што је извршена прогноза потрошње електричне енергије за сваку од три претходно дефинисане категорије конзума, могло се прећи на прогнозу укупне потрошње електричне енергије за сваку од година у временском интервалу од интереса за овај План развоја. Ова прогноза је рађена у складу са обрасцем (4.2), датим и до детаља објашњеним у наставку.

$$W_n = W_{Dn} + W_{EVn} + W_{Kn} \quad (4.2)$$

У овом обрасцу, нове ознаке имају следећа значења:

- W_n – укупна потрошња електричне енергије у години n [GWh];
- W_{Dn} – потрошња електричне енергије дистрибутивног система у години n [GWh];
- W_{EVn} – потрошња енергије електричних возила у години n [GWh];
- W_{Kn} – потрошња енергије купаца на преносном систему у години n [GWh].

Прогнозиране вредности потрошње електричне енергије у Републици Србији за период од 2024. до 2040. године приказане су на дијаграму на Слици 4.9. У складу са обрасцем (4.2), на појединачним стубићима приказан је удео категорија потрошње, при чему је потрошња дистрибутивног система означена плавом, потрошња енергије електричних возила зеленом, а потрошња електричне енергије купаца на преносном систему наранџастом бојом. Као што се са овог дијаграма може закључити, у укупној потрошњи електричне енергије Републике Србије је приметан тренд благог пораста у наступајућем периоду. Овај раст је превасходно последица нове индустријске потрошње, као и пораста броја електричних возила у Србији.

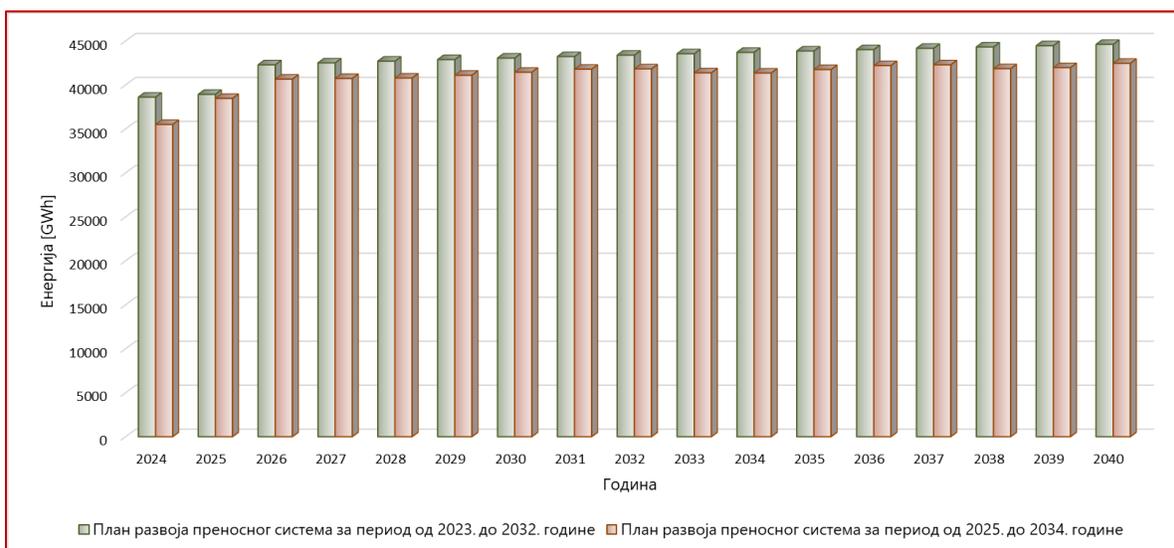


Слика 4.9: Прогноза укупне потрошње електричне енергије у Републици Србији (без АП КиМ).



Такође је приметно и да је овај тренд пораста превасходно изражен у првом петогодишњем интервалу на који се овај план односи, то јест, до 2029. године. Разлог за овакво запажање не лежи у томе што се не очекује да се конзум након тога увећава, већ зато што се за период након 2029. године не располаже подацима о новим индустријским потрошачима који би се прикључивали на систем. Када за те објекте буду послати захтеви за прикључење, прогноза потрошње електричне енергије ће бити коригована у складу са овим захтевима и Студијама прикључења које ће бити израђене на основу њих. Корекција прогнозе ће бити уврштена у верзију Плана развоја преносног система која ће бити урађена након што се предметне Студије прикључења објеката на преносни систем усвоје. Уз ово, у наредном периоду може доћи и до појаве типова потрошача које у овој прогнози није било могуће уважити (системи за складиштење, информациони центри, постројења за производњу водоника). Они ће бити уважени чим за тиме буде било реалне потребе и довољне количине улазних података.

Поред тога, уколико би се извршило поређење прогноза које су приказане у овом поглављу и прогноза датих у претходној верзији Плана развоја, дошло би се до закључка да постоје разлике у прогнозама. Како би се ово илустровало, на Слици 4.10 могу се видети упоредно дате прогнозе годишњих потрошњи електричне енергије из прошлог и овог Плана развоја.



Слика 4.10: Упоредни приказ прогноза потрошње ел. енергије у Р. Србији (без АП КиМ).

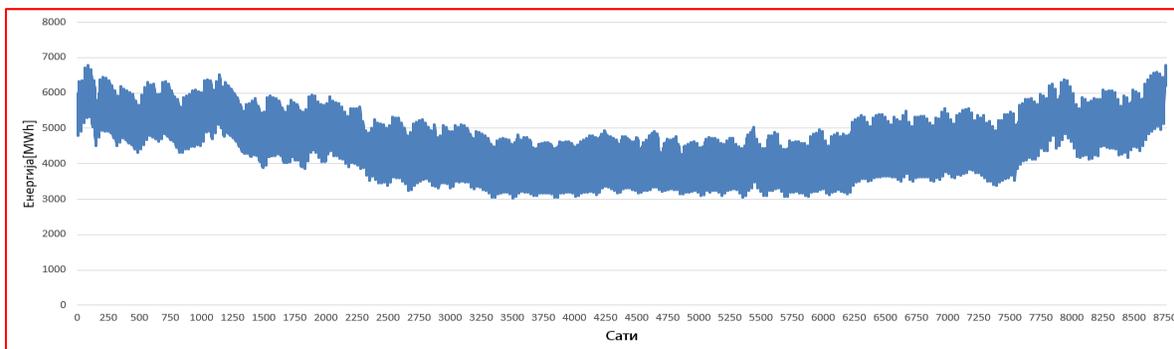
Са слике 4.9 се види да је, по прогнози потрошње електричне енергије из прошлог Плана развоја, тада било очекивано да ће потрошња показивати стабилан раст и у периоду од 2030. до 2040. године. Овакво одступање у прогнозама између два плана треба сматрати искључиво последицом тога што је у међувремену унапређена методологија у складу са којом се прогнозирање потрошње и спроводи. Наиме, раније коришћена методологија била је базирана искључиво на вези потрошене енергије и вредности БДП-а Србије. Уважавање осталих наведених фактора од интереса доводи до ширег спектра сагледавања, те се може сматрати и да су закључци таквих сагледавања у битној мери веродостојнији. Осим тога, прогноза дата у овом поглављу сагледавала је само финалну потрошњу енергије у систему, док је методологија из прошлог Плана у приказану потрошњу директно убрајала и губитке који настају у преносу електричне енергије, што би додатно појаснило примећене разлике.



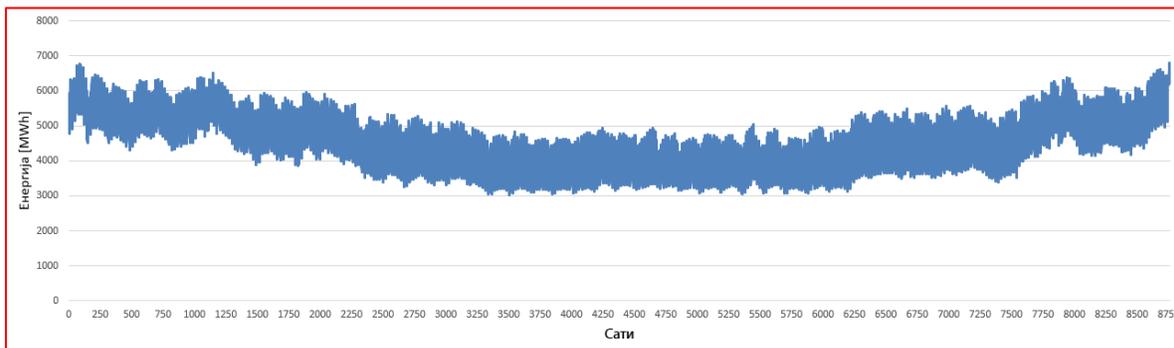
4.4. Сатни профили потрошње

Осим прогнозе потрошње електричне енергије, за израду детаљних анализа потребних за овај План развоја било је неопходно располагасти и начином на који је та енергија подељена по сатима у току године. Ово није било потребно радити за све године за које је, у складу са већ описаним поступком, обављена прогноза потрошње електричне енергије, већ су као карактеристичне издвојене године које означавају петогодишњи ($N+5$) и десетогодишњи временски хоризонт ($N+10$). У овом случају, то су биле 2029. и 2034. година, респективно.

За потребе одређивања расподеле, коришћен је DFT (*Demand Forecasting Tool*) алат који је креиран од стране стручних тимова из ENTSO-E асоцијације, након чега је стављен на располагање операторима преносног система. DFT је алат који на основу улазних података о потрошњи електричне енергије генерише сатне профиле потрошње за задате временске интервале. У улазне податке спадају три документа који садрже историјске податке о сатној потрошњи, податке о нерадним данима, као и РЕММДВ подлогу у којој су дате годишње потрошње електричне енергије (историјске и прогнозиране). Овај алат има предефинисан тренинг-период за који се обавља процена параметара расподеле у сврхе минимизирања грешке која се том приликом чини. Након овога следи тест-период који на улазне податке примењује функције прогнозе и као резултат даје одговарајуће временске серије. Добијени сатни профили потрошње за 2029. годину и за 2034. годину могу се видети на Слици 4.11 и Слици 4.12, респективно. На овом месту треба напоменути да су у приказане сатне серије урачунати и губици који настају при преносу енергије, пошто се њихов процентуални износ уноси као улазни податак за DFT алат (овде је усвојен износ од 2% потрошње у систему).



Слика 4.11: Сатни профил потрошње Републике Србије у 2029. години (без АП КиМ).

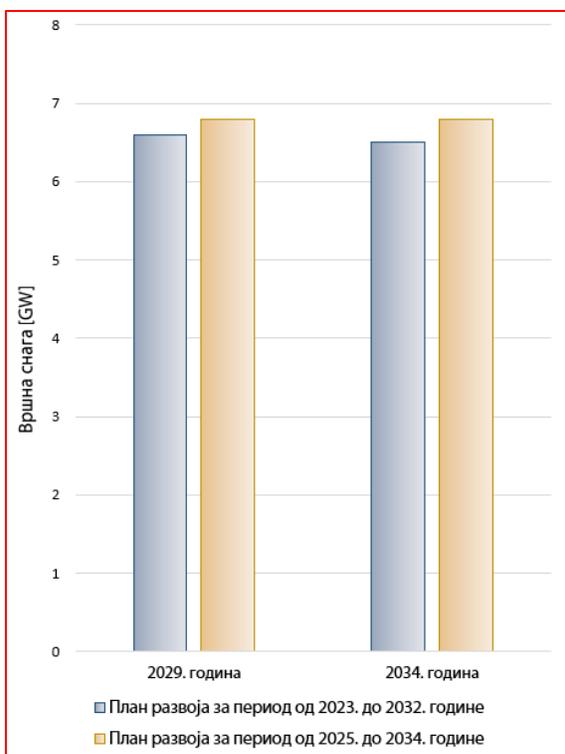


Слика 4.12: Сатни профил потрошње Републике Србије у 2034. години (без АП КиМ).



Сходно оваквим сатним расподелама, било је могуће утврдити и вредности вршне снаге потрошње валидне за 2029. и 2034. годину. У 2029. години пројектована вредност вршне снаге износи 6,788 GW, док је пројектована вредност вршне снаге за 2034. годину 6,787 GW. Закључак овог поступка је да се између 2029. године и 2034. године може очекивати стагнација вршне снаге потрошње. Слично као и приликом прогнозе тоталне потрошње енергије, овде се може направити поређење са вредностима вршних снага потрошње за исте карактеристичне године из претходног Плана развоја. У прошлом Плану развоја је за 2029. годину вршна снага процењена на око 6,6 GW, док је за 2034. годину приказана вредност од око 6,5 GW. Из ових вредности се може доћи до закључка да је, у односу на прорачун који је коришћен за потребе Плана развоја за период од 2023. до 2032. године, видљив пораст пројектованог износа вршне снаге за 3 до 4% (валидно за оба хоризонта).

„... методологија за прогнозу потрошње је значајно унапређена током израде овог Плана развоја.“



Слика 4.13: Поређење вршних снага потрошње у 2029. и 2034. години.

Како би се те разлике илустровале, дијаграм на Слици 4.13 даје увид у паралелни приказ износа вршних снага из оба Плана развоја, и то за оба разматрана временска хоризонта. Слично као код прогнозе потрошње енергије, и овај пут треба имати у виду да је приликом израде прогнозе потрошње за потребе овог Плана развоја коришћена значајно другачија методологија. Поред тога што се то одrazilо на вредности прогнозиране енергије, имало је утицаја и на пројектоване износе вршних снага конзума у систему. Још једанпут, треба истаћи да је методологија која је коришћена у те сврхе у великој мери унапређена између израде претходног и израде овог Плана, као и да је број фактора који су уважени у овом Плану развоја далеко већи од броја фактора који су сматрани утицајним при прогнозама рађеним за претходни План развоја. Самим тим, и резултати који су приказани овде могу бити посматрани као веродостојнији од оних који су приложени у прошлом Плану развоја.

Поглавље 5

Тржишни симулациони модели





5.1. Софтверски пакет ANTARES

За потребе тржишног моделовања при изради овог Плана развоја примењен је софтверски пакет ANTARES (енг. *A New Tool for Adequacy Reports and Economic Simulations*). Овај програмски пакет ANTARES се сматра једним од најбољих алата за анализе адекватности и економске анализе. Притом се корисницима пружа како опција моделовања појединачних система, тако и могућност моделовања великих интерконеција. Тај алат зато представља један од кључних ресурса за рад у планским процесима ENTSO-E асоцијације, као што су TYNDP пакет и ERAA пакет. ANTARES је номинално алат за вршење тржишних прорачуна, те се анализе које се раде у њему не поклапају са онима које се врше коришћењем алата за мрежно моделовање. У зависности од тога који се резултати траже, у ANTARES пакету се након покретања бира једна од три опције обављања симулација, описане у наставку:

- Анализе адекватности – ове симулације као резултат дају естимације учестаности ситуација у којима нису задовољене потребе потрошње, као и трајање тих ситуација и количину електричне енергије која није испоручена потрошачима у систему.
- Економско ангажовање – симулација извршена употребом ове опције даје процену годишњих трошкова рада система и оптимална ангажовања генератора на сатном нивоу, тако да се назива и прорачун економског диспечинга електрана у систему.
- Брзи прорачун – опција слична оној за вршење анализа адекватности, с тим што је ниво детаља са којим се врши моделовање доста нижи, тако да се овај мод користи када треба дати грубу процену резултата, а рок за вршење анализа је ограничен.

При моделовању се сваки од повезаних преносних система представља једним чвором. Ти чворови су повезани гранама, где је капацитет неке гране једнак капацитету на граници коју та грана представља. Генератори се, подељени по типовима, уносе у модел агрегирано на нивоу сваког система, слично као и конзум. У складу са овиме, као и са чињеницом да се симулације спроводе са сатном резолуцијом, треба припремити следеће улазне податке:

- сатне снаге потрошњи у сваком од система;
- сатне вредности преносних капацитета између чворова;
- сатне расположиве снаге термоелектрана (укључујући и сезоне одржавања);
- сатне снаге производње проточних хидроелектрана;
- недељне (или дневне) расположиве снаге акумулационих хидроелектрана;
- сатне снаге производње ветроелектрана и соларних електрана;
- подаци о складиштима електричне енергије (батерије).

Као што се може видети, ANTARES узима сатне вредности производње ветроелектрана, соларних електрана и проточних хидроелектрана као улазне податке. Снага којом се такве електране ангажују у сваком сату симулиране године директно зависи од вредности које за тај сат унесе корисник програма. Ове електране не подлежу оптимизацији, што се гарантује тиме што се цена њиховог рада у програму поистовећује са нултом. ANTARES пакет као излаз даје и информацију о количини енергије коју је немогуће пласирати (енг. *spillage*) због прениске потрошње у моделованим системима или услед других тржишних ограничења.



5.2. Тржишни модел за 2029. годину

Као што је већ напоменуто у ранијим деловима овог Плана, временски хоризонти за које је било потребно креирати одговарајуће симулационе моделе и за које су, стога, и извршени жељени прорачуни били су петогодишњи и десетогодишњи временски хоризонт. Пошто је План развоја написан током 2024. године, први од два напоменута хоризонта одговарао је 2029. години, док је други хоризонт заправо представљао 2034. годину. Велика иновација која је, у поређењу са ранијим издањима Плана развоја преносног система, у овој верзији плана имплементирана по први пут било је вршење одређеног скупа прорачуна на сатном нивоу, уместо на нивоу карактеристичних режима. Упростијено, то значи да су ти прорачуни вршени за сваки од 8760 сати у посматраној години, док су у ранијим планским процесима рађени искључиво на карактеристичним радним режимима система. Овде се сматрало да су ти режими рада критични и да, уколико се проблеми не примете на њима, до истих неће доћи ни у неком умеренијем стању мреже. У претходном Плану развоја су ти режими били:

- радни режим зимске максималне потрошње – режим у коме је сматрано да је мрежа, због максималне снаге потрошње коју је потребно задовољити, најоптерећенија, те да у овом режиму може доћи и до преоптерећења далековода или до појаве напона на сабирницама који би били нижи од доње дефинисане границе нормалног рада;
- радни режим летње максималне потрошње – за разлику од првог изабраног режима, до ког долази током зимског периода, други режим је представљао режим највећег конзума у летњим месецима, при чему је овај режим сматран критичним са аспекта могућих преоптерећења елемената чија је летња пропусна моћ нижа од зимске;
- радни режим летње минималне потрошње – коначно, овај режим није представљао критично стање система по питању преоптерећења елемената, али јесте био режим у коме је, због малог оптерећења далековода и каблова у систему, могло долазити до вредности напона у мрежи виших од горње дефинисане границе.

Одавде је јасно да су ови радни режими пре свега дефинисани уважавајући карактеристике потрошње у систему, те да су могли бити репрезентативни за ситуације у којима су токови снаге очекивани искључиво из великих конвенционалних производних јединица до великих потрошачких центара. Ипак, како је појавом обновљивих извора енергије, поготово на оним напонским нивоима који одговарају дистрибутивном систему, дошло до промена у токовима енергије, тако се јавила и потреба да се број посматраних режима система увећа. Тиме би се пружила и могућност уважавања варијација у токовима до којих доводе сезонске и сатне промене у производњама обновљивих извора. Сходно овоме, Правилима о раду преносног система прецизирано је да је прорачуне за потребе Плана развоја потребно вршити у свим сатима у пресечним планским годинама. У овом Плану развоја је то по први пут и урађено.

Како би тржишни модел био креиран, на самом почетку је било неопходно дефинисати сет улазних података. Прва група података коју је требало обрадити 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, а њихов излазак из погона није сагледан у наредних пет година, тако и капацитети који би, сходно годинама које су клијенти најавили приликом подношења захтева за прикључење, требало да се прикључе у овом интервалу.



Инсталисане снаге производних јединица прикључених на преносни систем које су узете у обзир приликом формирања тржишних модела за 2029. годину могу се видети у Табели 5.1 у наставку. Ови подаци су дати по типовима електрана, а не по појединачним јединицама, а последња колона овде пружа увид у удео сваког типа електрана у укупним капацитетима.

Табела 5.1: Инсталисане снаге капацитета на преносном систему – 2029. година.

Тип електране	Инсталисана снага [MW]	Процентуални удео [%]
Термоелектране на лигнит	4079,8*	24,3
Термоелектране на гас	400,9*	2,4
Хидроелектране (без РХЕ)	2393,8	14,3
Реверзибилне хидроелектране	614 (турбине) / 560 (пумпе)	3,7
Ветроелектране	6069,8	36,2
Соларне електране	3170,8	18,9
Остале електране	30,2	0,2
Батеријска складишта	604,5 (кап. од 1,98 GWh)	-

* - у случају електрана на лигнит и гас, дата је снага на прагу преносног система, то јест, снага генератора од које је одузета вредност сопствене потрошње.

Овде је потребно појаснити на који се начин дошло до вредности приказаних у Табели 5.1. Наиме, од пројеката прикључења нових објеката на преносни систем уважени су искључиво они који су, у тренутку писања овог Плана развоја, имали комплетну Студију прикључења на преносни систем. Такође је постојао и критеријум према коме је пројекат узиман у обзир само ако је сматрано да ће предуслов за његово прикључење, уколико исти постоји, бити у погону до 2029. године. На тај начин формиран је сет објеката који је обухватао све пројекте из Табеле 9.9 (са изузетком ВЕ Торак и ВЕ Grand Wind Park), као и пројекте из Табеле 9.10 за које је у Поглављу 9 назначено да имају завршену Студију прикључења. Једини изузетак од овог правила биле су четири електране које се на систем прикључују према стратешком партнерству државе Србије по питању градње фотонапонских соларних електрана за чију је благовремену реализацију у складу са достављеним подацима гарант држава Србија.

Осим тога, инвеститори у поједине пројекте прикључења варијабилних обновљивих извора енергије на систем били су у обавези да, како би избегли одлагање процеса прикључења, приликом подношења захтева за израду Студије пријаве и одговарајући капацитет који ће систему обезбедити услугу секундарне резерве. Овде су у питању сви пројекти који су дати у Табели 9.10. Ови пројекти, осим градње соларних електрана и ветроелектрана, укључују и системе за складиштење енергије, који су били експлицитно уврштени у тржишне моделе.



Поред производних капацитета који ће бити прикључени на преносни систем, у моделима је било потребно уважити и производне капацитете који ће у 2029. години бити прикључени на дистрибутивни систем. Укупне инсталисане снаге ветроелектрана и соларних електрана прикључених на дистрибутивни систем узете као улазни податак при прављењу тржишних модела могу се видети у Табели 5.2, подељено према дистрибутивним подручјима ЕДС. У овој табели су, као што је речено, дате инсталисане снаге објеката и исте не могу да буду третиране као индикатор снаге инјектирања енергије из дистрибутивног у преносни систем. Снага којом се врши инјектирање енергије из дистрибутивног у преносни систем преко једне трансформаторске станице је, према важећем регулаторном оквиру, ограничена на 16 MW.

Табела 5.2: Инсталисане снаге капацитета на дистрибутивном систему – 2029. година.

Дистрибутивно подручје	Инсталисана снага ВЕ [MW]	Инсталисана снага СЕ [MW]	Остали капацитети [MW]
Београд	0	60,9	0
Нови Сад	93,3	727,3	68,2
Краљево	0	121,2	29,1
Крагујевац	0	354,6	0
Ниш	0	419,5	23,6
Укупно	93,3	1683,5	120,9

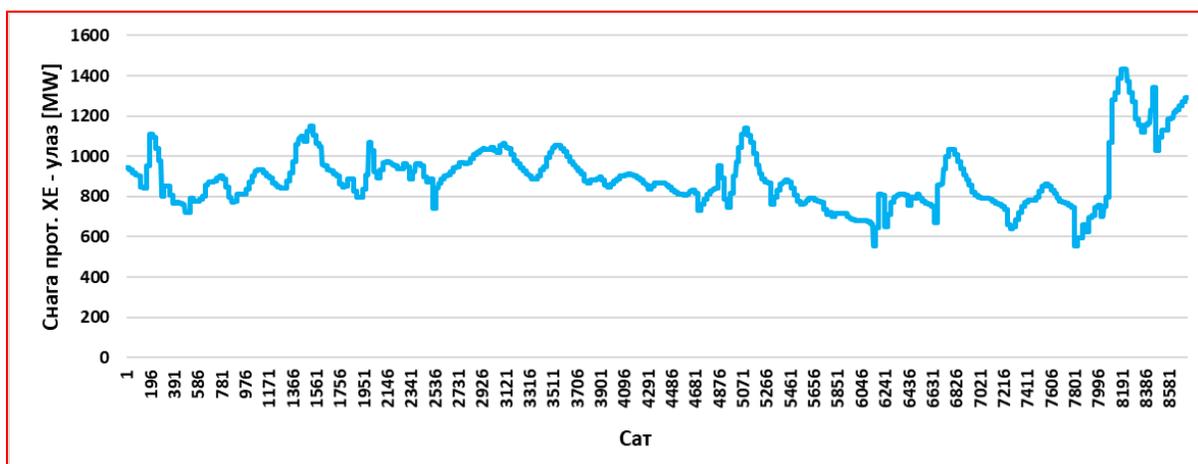
Ове инсталисане снаге су базиране на информацијама које је на адресу ЕМС а.д. оператор дистрибутивног система доставио током скупљања улазних подлога и података за потребе анализе адекватности производње и преносног система са аспекта балансирања. Притом су у обзир узети само они капацитети који су, у тренутку доставе података, имали званичне Услове за пројектовање и прикључење, издате од стране ЕДС. Ова одлука је донета сходно томе што се, према члану 67а Закона о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије, одлагање процеса прикључења (у случају потребе за њиме) не односи на пројекте прикључења на дистрибутивни систем за које су ови услови издати. Поред ових пројеката, у капацитете из Табеле 5.2 су ушле и електране које су већ прикључене на дистрибутивни систем у тренутку израде овог Плана развоја, као и пројекти купаца-произвођача снаге до 50 kW за које је издат Сепарат о прикључењу производног објекта крајњег купца. У складу са информацијама достављеним од стране ЕДС, издат Сепарат за ове пројекте може бити узет као еквивалент Услови за пројектовање и прикључење који се издају за друге пројекте.

Овиме је комплетиран скуп генераторских капацитета укључених у симулационе моделе на којима су вршене анализе које се односе на петогодишњи временски хоризонт. Као што се може видети из Табела 5.1 и 5.2, варијабилни обновљиви извори енергије су у производни микс који је овде разматран ушли са око 11 GW инсталисане снаге. Што се хидроелектрана и термоелектрана тиче, ту није било значајнијих промена у поређењу са тренутним стањем, осим тога што је узето да се у 2029. години ТЕ Колубара А и ТЕ Морава налазе ван погона.



Креирани тржишни модел је, пре свега, замишљен као извор улазних података потребних за формирање сатних мрежних симулационих модела. У складу са тиме, прорачуни који су рађени у овом кораку били су спроведени уз одабир опције ANTARES пакета која се односи на економско ангажовање електрана, односно на економски диспечинг. Ипак, како је речено у првом потпоглављу овог поглавља, да би се овакав прорачун спровео, није довољно да се у ANTARES унесу само инсталирани капацитети различитих типова извора. Уместо тога, за неке типове извора је потребно као улазне податке имати временске серије производње са сатном резолуцијом. Такође, потребно је унети и сатне вредности потрошње електричне енергије које се очекују у години која се посматра. Сатне вредности конзума које се очекују у 2029. години су већ приказане у Поглављу 4 које се односило на прогнозирање потрошње.

Поред сатних вредности потрошње, у улазне вредности које је неопходно унети у ANTARES модел пре спровођења прорачуна спадају и сатни профили производње електрана чији је трошак производње, према ANTARES алату, једнак нули. Те електране су, као што је раније објашњено, ветроелектране, соларне електране и проточне хидроелектране. Што се тиче проточних хидроелектрана, њихов профил је базиран на профилима који су за Србију дати у Пан-европској климатској бази података (енг. *Pan-European Climate Database – PECO*). На дијаграму на Слици 5.1 се може видети годишњи профил рада проточних хидроелектрана, унет у формирану тржишну симулациони модел као један од захтеваних улазних података.

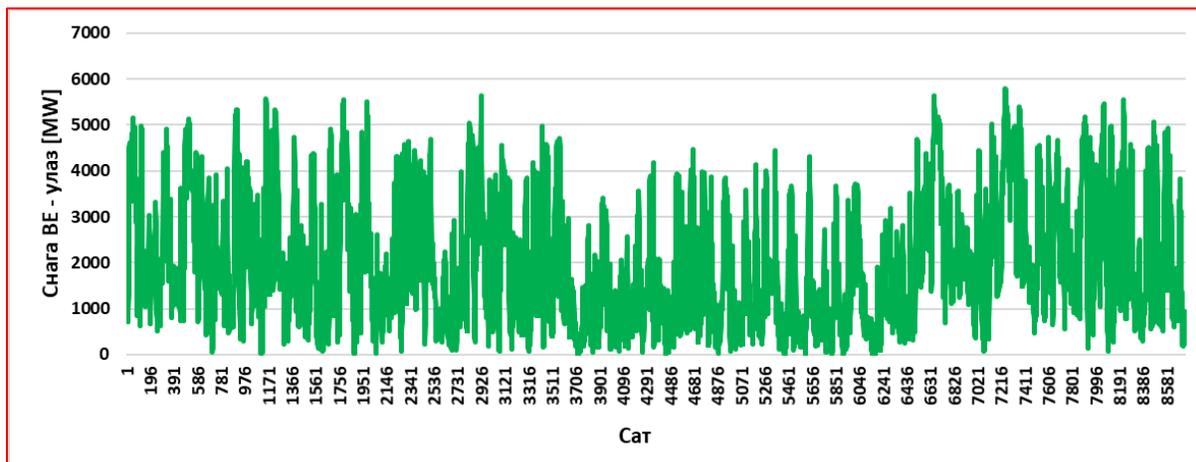


Слика 5.1: Производња проточних хидроелектрана – улазни податак за 2029. годину.

Поред проточних хидроелектрана, било је потребно генерисати и сатне серије производњи за ветроелектране и соларне електране. Овде је, међутим, било потребно узети у обзир и то да се не може сматрати да ће се, примера ради, све ветроелектране у Србији у сваком сату понашати на исти начин, пошто не располажу сви делови Србије ни истим ветровима, а ни истим рељефом. Сходно томе, уколико је ветар такав да у неком сату ветроелектрана у Бачкој ради максималном снагом, не мора да значи и да ће ветроелектрана подигнута у околини Враћа у том сату радити максималном снагом и обрнуто. Слични закључци могу да буду изведени и за соларне електране, па се може доћи до тога да приликом генерисања временских серија није било могуће сматрати да ће се све електране истог типа понашати по истом профилу. Да би се ово уважило, профили за ветроелектране и соларне електране су генерисани уз узимање у обзир тога која се електрана налази у којој географској области.

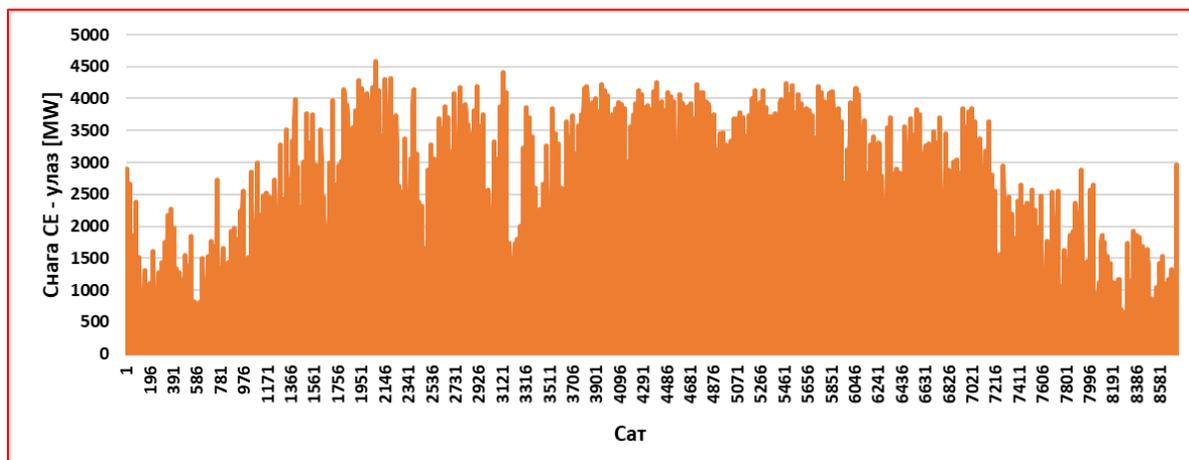


Према оваквом принципу, формиран су профили производње за сваку од ветроелектрана и соларних електрана уважених у моделима за 2029. годину. Сабирањем снага за сваку од ветроелектрана у сваком сату у тој години добијени су укупни улазни профили производње ветроелектрана који су унесени у ANTARES. Овај профил је дат на дијаграму на Слици 5.2.



Слика 5.2: Производња ветроелектрана – улазни податак за 2029. годину.

Одавде се може видети да је код ветроелектрана далеко изражена варијабилност у снази производње енергије, него што је ово био случај код проточних хидроелектрана. Управо је та варијабилност један од кључних фактора који су довели до потребе за вршењем анализа на сатном нивоу. Тај поступак је спроведен и за профиле производње соларних електрана. Дијаграм са укупним улазним снагама производње соларних електрана дат је на Слици 5.3.



Слика 5.3: Производња соларних електрана – улазни податак за 2029. годину.

На овом месту је потребно појаснити да то што се на дијаграму датом на Слици 5.3 не виде нулте снаге производње соларних електрана не значи да таквих сати није било. Напротив, ове електране не раде у ноћним сатима, с тим што се ово не може јасно видети на дијаграму којим је представљено готово 9000 одбирака. Када су ови профили, заједно са преосталим улазним подацима, унети у формирану тржишну модел, могло се отпочети са обављањем прорачуна на њима. О резултатима ових прорачуна ће више речи бити у Потпоглављу 6.2.



5.3. Тржишни модел за 2034. годину

Како је идентичан сет модела морао да буде креиран за 2029. годину и за 2034. годину, то је на овом месту потребно описати и то какви су улазни подаци коришћени при прављењу симулационих модела за ту годину. Још једном прво треба обратити пажњу на инсталисане снаге електрана које су уважене у моделима. Тако су инсталисани капацитети јединица за које је сматрано да су у 2034. години прикључене на преносни систем дати у Табели 5.3.

Табела 5.3: Инсталисане снаге капацитета на преносном систему – 2034. година.

Тип електране	Инсталисана снага [MW]	Процентуални удео [%]
Термоелектране на лигнит	4079,8*	23,9
Термоелектране на гас	400,9*	2,3
Хидроелектране (без РХЕ)	2413,8	14,1
Реверзибилне хидроелектране	1270 (турбине) / 1314 (пумпе)	3,6
Ветроелектране	6369,8	37,3
Соларне електране	3170,8	18,6
Остале електране	30,2	0,2
Батеријска складишта	604,5 (кап. од 1,98 GWh)	-

* - у случају електрана на лигнит и гас, дата је снага на прагу преносног система, то јест, снага генератора од које је одузета вредност сопствене потрошње.

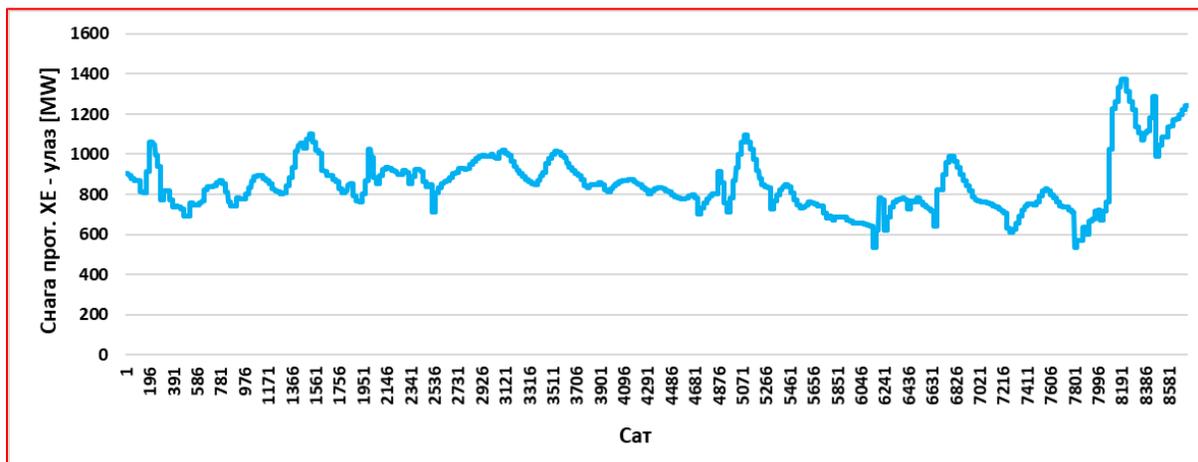
Упоредном анализом горње табеле и Табеле 5.1 могло би се доћи до закључка да су снаге термоелектрана, соларних електрана и осталих електрана исте у 2029. и 2034. години. Ово је последица тога што за њих нема сагледаних пројеката прикључења који ће ући у погон у међувремену. За преостале типове капацитета, до промена долази из следећих разлога:

- хидроелектране (без реверзибилних) – повећање од 20 MW у односу на вредност из 2029. године због повећања снаге пет агрегата у ХЕ Ђердап 2;
- реверзибилне хидроелектране – значајно повећање у односу на вредност из 2029. године (и турбине, и пумпе) због прикључења РХЕ Бистрица на преносни систем;
- ветроелектране – повећање од 300 MW због симулирања прикључења ВЕ Торак на преносни систем (предуслов за улазак у погон је изградња Панонског коридора).

Што се тиче електрана које би требало да буду прикључене на дистрибутивни систем, ту је сматрано да нема измена у односу на 2029. годину. Пошто је и за овај хоризонт релевантна Табела 5.2, није било потребе правити нову табелу у којој би се приказале исте вредности.

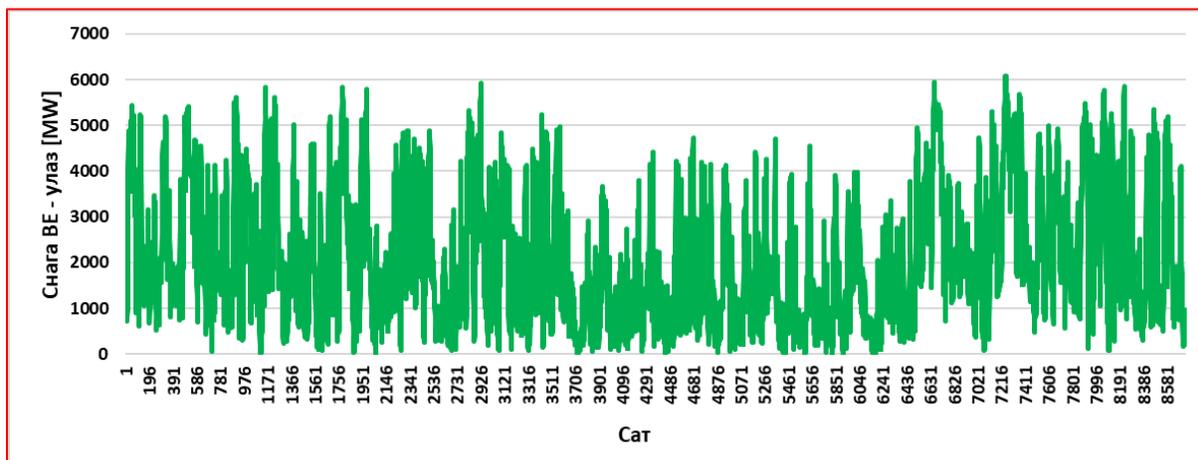


Наредни податак који је требало одредити биле су сатне вредности потрошњи релевантне за 2034. годину. Ове потрошње могу бити директно очитане са Сликe 4.12, представљене у претходном поглављу овог Плана. Након тога, могло се прећи и на релевантне временске серије производњи електрана. Што се проточних хидроелектрана тиче, профил је незнатно измењен у односу на онај из 2029. године, што се може видети на дијаграму на Слици 5.4.



Слика 5.4: Производња проточних хидроелектрана – улазни податак за 2034. годину.

Поред проточних хидроелектрана, до измене профила је дошло и код ветроелектрана, што је консеквенца уважавања ВЕ Торак у симулационим моделима. Нови збирни профил који је сматран валидним за ветроелектране дат је на дијаграму представљеном на Слици 5.5.



Слика 5.5: Производња ветроелектрана – улазни податак за 2034. годину.

Може се видети да и овај профил, као и онај који је био приказан на Слици 5.2, демонстрира висок ниво стохастичности. Што се тиче преосталих типова електрана, ту би требало рећи да је, како није било промена у инсталираним снагама соларних електрана, сматрано да се за 2034. годину може уважити улазни профил производње идентичан оном узетом за 2029. годину. Усвојени профил може се видети на Слици 5.3, тако да овде није било потребе за понављањем истог дијаграма. Након формирања симулационог тржишног модела за 2034. годину, почело се са прорачунима чији су резултати детаљно описани у Потпоглављу 6.3.

Поглавље 6

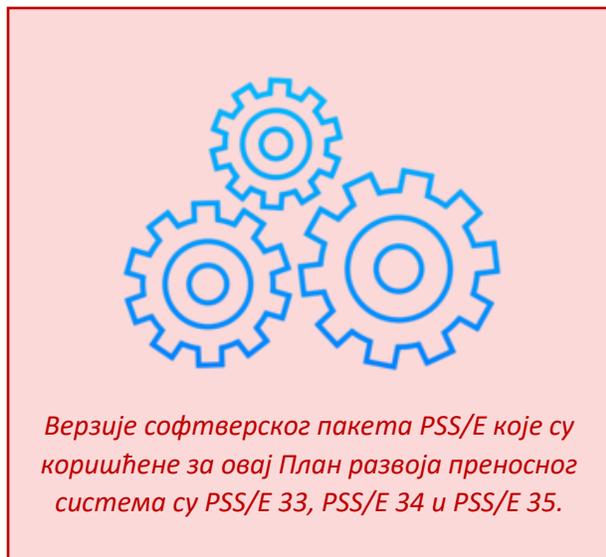
Мрежни симулациони модел





6.1. Софтверски пакет PSS/E

Што се мрежних прорачуна потребних за израду Плана развоја преносног система тиче, за њихово обављање је изабран софтверски пакет PSS/E, произвођача *Siemens PTI*. Овакав избор је превасходно начињен због могућности којима овај софтверски пакет располаже, а свакако је селекцију олакшало и то што се исти алат користи већ дужи временски период и у ЕМС а.д., и на европском нивоу, кроз планерске процесе ENTSO-E асоцијације. Изабрани пакет се највећим делом користи за анализу и планирање електроенергетских мрежа кроз



анализе токова снага и анализе сигурности, анализе оптималних токова снага, анализе напонске стабилности, прорачуне преносних могућности, анализе редукције мреже, као и прорачуне симетричних или несиметричних кварова у мрежи и анализе стабилности (на пример, стабилности на мале поремећаје и стабилности при прелазним процесима). Уз то, овај пакет укључује и могућност приказа резултата на одговарајућим дијаграмима. За потребе израде овог Плана развоја није било потребе користити све наведене функције, при чему ће то који су прорачуни урађени и какви су резултати добијени на основу њих боље бити описано у наредним поглављима.

Пре било каквих прорачуна, било је неопходно направити одговарајући симулациони модел преносног система који се анализира, и то за предефинисани скуп улазних претпоставки. Како би се поменути модел направио, потребно је обавити моделовање сваког дела мреже који може имати утицаја на резултате. Тако је за модел који би био подобан за обављање прорачуна токова снага и статичке анализе потребно моделовати следеће делове мреже:

- сабирнице (чворове);
- водове и трансформаторе;
- потрошње на сваком од чворова;
- електране и генераторе;
- области и њихове балансе;
- преостале дефинисане елементе мреже.

Додатно се могу моделовати и власници сваког од елемената мреже, зоне, размене између појединих области и друго. Програмски пакет PSS/E пружа и опцију аутоматског извођења анализа сигурности (*N-1* анализе, *N-1-1* анализе, *N-2* анализе...). Прорачуне кратког споја могуће је извршити за конкретан случај токова снага, као и за мрежу у празном ходу. Из прорачуна токова снага узимају се топологија мреже, параметри директног система, као и стање мреже пре настанка разматраног квара. Програмски пакет потом даје кориснику могућност избора начина моделовања потрошње, оточних и осталих елемената. Након што се то дефинише, скуп улазних података потребних за прорачуне се сматра комплетираним.



6.2. Мрежни модели за 2029. годину

По Одељку 3.2.2 Правила за прикључење објеката на преносни систем, јавно доступним на интернет страници ЕМС а.д., мрежни модели за Студије прикључења се искључиво односе на годину Г+5, где је са Г означена година почетка израде Студије прикључења. Такође, ти симулациони модели, од инфраструктуре намењене преносу електричне енергије, морају да укључују постојеће елементе преносног система, као и инвестиционе пројекте ЕМС а.д. за које је прибављена грађевинска дозвола или донет закључак Владе Републике Србије да је пројекат од посебног значаја за државу. Овакав принцип моделовања је, по први пут, имплементиран у План развоја преносног система. Треба напоменути да је том приликом коришћен регионални мрежни модел који укључује мреже свих држава Југоисточне Европе.

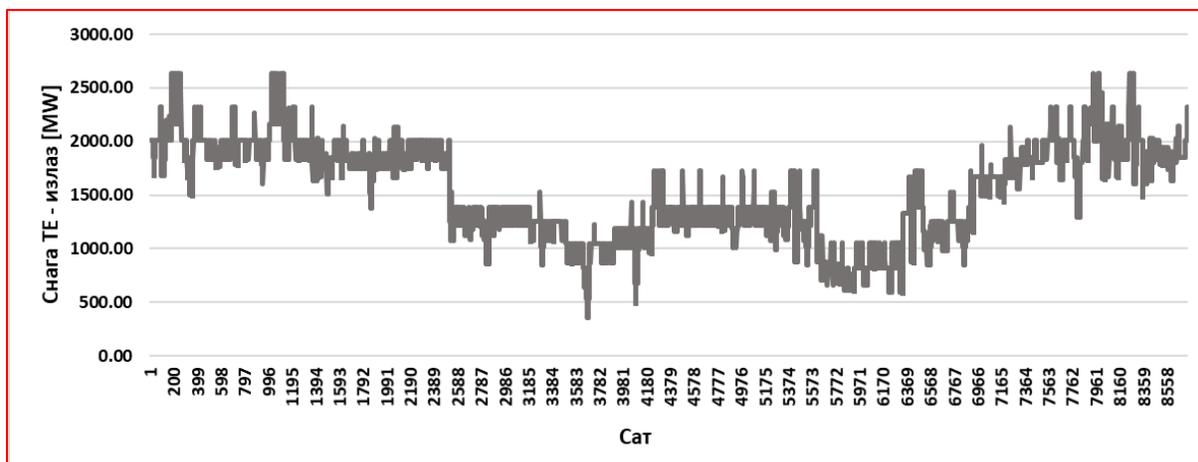
Наиме, до претходног Плана развоја, модели који су се односили на петогодишњи хоризонт укључивали су све пројекте који су, према том Плану, били сагледани за улазак у погон до те године. Ипак, за овај План је донета одлука да се усвоји нешто обазривији приступ, тако да су у модел имплементирани само они пројекти који испуњавају један од горенаведених услова. Сматрано је да, уколико неки проблем не буде примећен у овим моделима, свакако

„... приликом израде мрежних модела је сада усвојен нешто обазривији приступ.“

не би био примећен ни у моделима у којима је укључен већи број пројеката. Са друге стране, проблеми који би били примећени у моделима креираним на овај начин могли би да укажу на потребу да се неки пројекти који нису присутни у моделима реализују што пре, те да се за њих што пре исходује грађевинска дозвола. На овај начин је процедура умногоме поистовећена са идентификацијом системских потреба из Пан-европског плана, описаном у Потпоглављу 1.2.

Након што је одређена инфраструктура коју је требало узети у обзир у мрежним моделима, наредни корак је представљала припрема сатних вредности производње сваке производне јединице уврштене у модел и баланса Србије за сваки од тих сати. Под балансом се овде подразумева количина енергије коју систем Србије у посматраном сату увози из суседних система или извози у суседне системе. У случају да се енергија увози, баланс је негативан. Насупрот овоме, уколико се енергија извози из система Србије према суседним системима, баланс је у том сату позитиван. Те вредности су, као што је раније поменуто, добијене тако што су на формираном симулационом тржишном моделу обављени прорачуни економског ангажовања електрана за сваки сат, то јест, прорачуни економског диспечинга електрана.

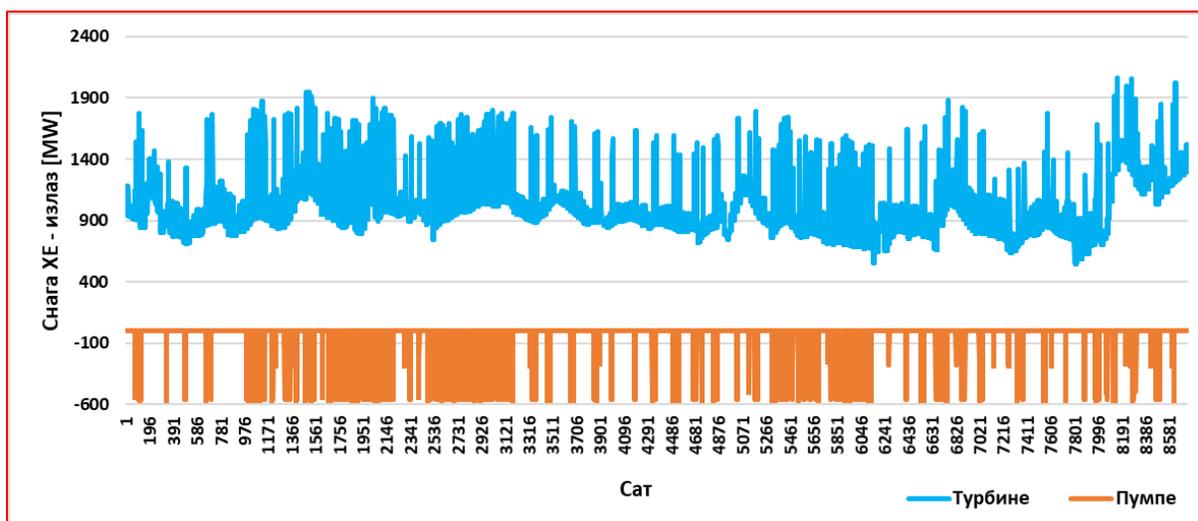
Како би се добио увид у то које су вредности добијене из ANTARES софтверског пакета, на наредним странама се могу видети дефинисани дијаграми сатних вредности производње који су потом искоришћени за креирање мрежних модела за сваки сат у посматраној години. Као што се може видети, резултати прорачуна урађеног у ANTARES алату приказују сатне вредности производње сваког типа електране, али не сваке производне јединице понаособ. Расподела снаге производње сваког типа генератора по засебним јединицама је обављена сходно техничким карактеристикама и ограничењима тих јединица. Дијаграм сатних снага производње термоелектрана у Србији, добијен на описани начин, приказан је на Слици 6.1.



Слика 6.1: Производња термоелектрана – резултати за 2029. годину.

Као што се са горњег дијаграма може закључити, добијени резултати указују на то да ће се од термоелектрана очекивати израженија подршка систему у зимском периоду, него што је то случај у летњим месецима. У великој мери, овај закључак је интуитиван, пошто се зими јавља већи број ситуација у којима би напон могао пасти испод дефинисаних граница, те је подршка термоелектрана кључна. Поред овога, и вредности снага потрошње су веће, тако да термоелектране могу утицати на то да сигурност снабдевања конзума не буде угрожена. Коначно, у летњим месецима може доћи и до планиране нерасположивости неких агрегата у термоелектранама услед потребе за вршењем ремонта и других радова на одржавању.

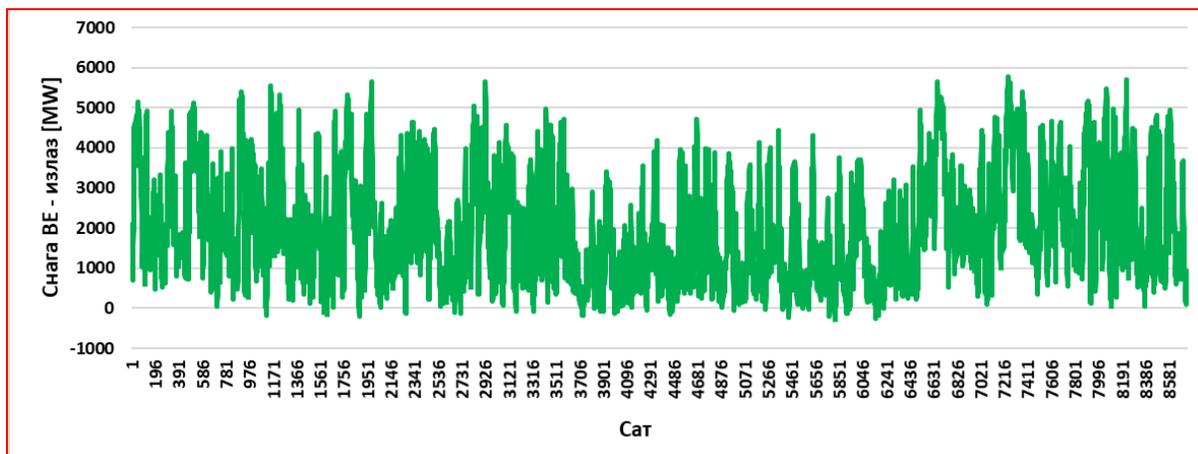
Наредни вид производних капацитета које је потребно размотрити су хидроелектране. Због овога су на дијаграму на Слици 6.2 приказане сатне вредности збирних снага производње хидроелектрана у систему Србије. Треба напоменути да су у представљене износе ушле и проточне, и акумулационе, и реверзибилне хидроелектране. Ово је на дијаграму на слици приказано плавом бојом. Уз то, наранџаста линија је искоришћена за приказивање сатних снага рада пумпе у реверзибилним хидроелектранама (овде је то само РХЕ Бајина Башта).



Слика 6.2: Производња хидроелектрана – резултати за 2029. годину.

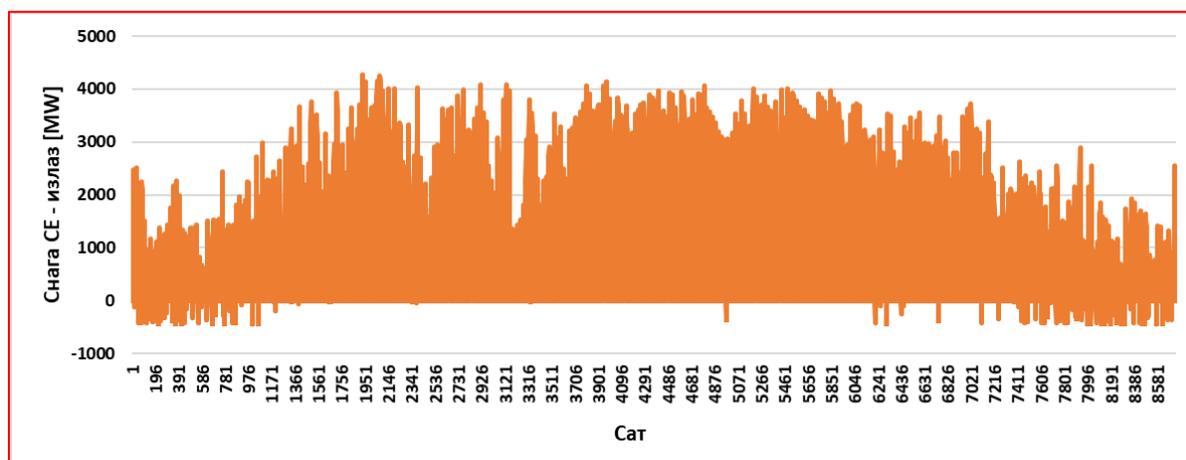


Јасно је да реверзибилна хидроелектрана ради у пумпном режиму у значајном делу године, што поново није неочекивано ако се узме у обзир то да се, услед велике интермитентности ветроелектрана и соларних електрана, у врло кратком размаку могу јавити режими у којима постоји вишак енергије и режими у којима нема довољно енергије за подмиривање потреба потрошње. Ове варијације се могу анулирати коришћењем реверзибилне хидроелектране. Наредни тип електрана који је било потребно размотрити биле су ветроелектране. Дијаграм на коме се могу видети добијене сатне снаге њихове производње је приказан на Слици 6.3.



Слика 6.3: Производња ветроелектрана – резултати за 2029. годину.

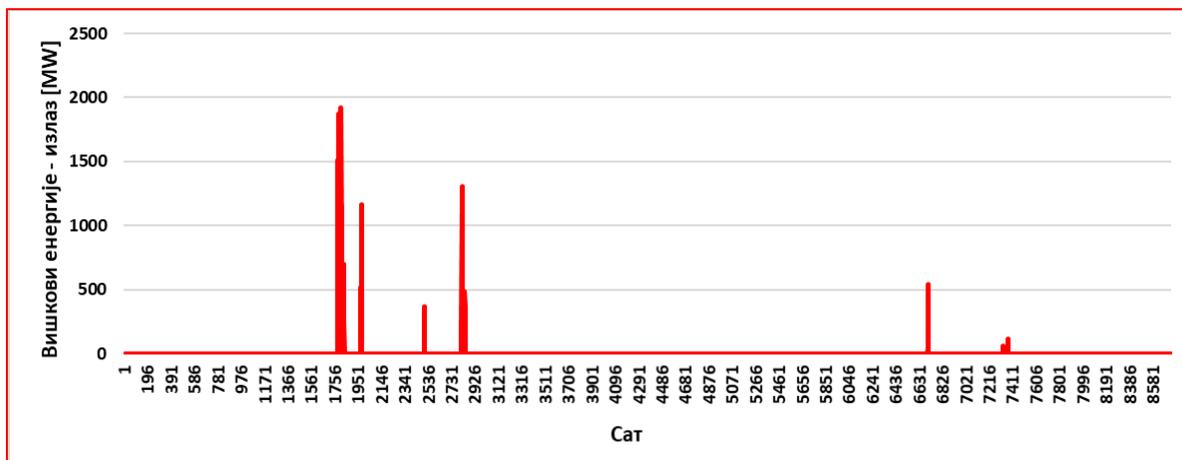
Као што се може видети, добијени профил у великој мери одговара улазном профили који је приказан на Слици 5.2. Ипак, постоје две разлике које је потребно навести. Прво, неке од сатних вредности су ниже од оних унетих у ANTARES пакет услед вишкова у производњи, то јест, режима у којима се део енергије не може пласирати у мрежу због тржишних услова и ограничења могућих размена са суседним системима. Поред тога, за електране које имају пратеће балансне капацитете (што су, у овом случају, системи за складиштење електричне енергије), уважен је и утицај истих. То ефективно спушта производњу ветроелектрана, тако да су вредности које су добијене за неке сате чак и негативне. Слични закључци могу да се изведу и за соларне електране, за које је добијени сатни дијаграм приказан на Слици 6.4.



Слика 6.4: Производња соларних електрана – резултати за 2029. годину.

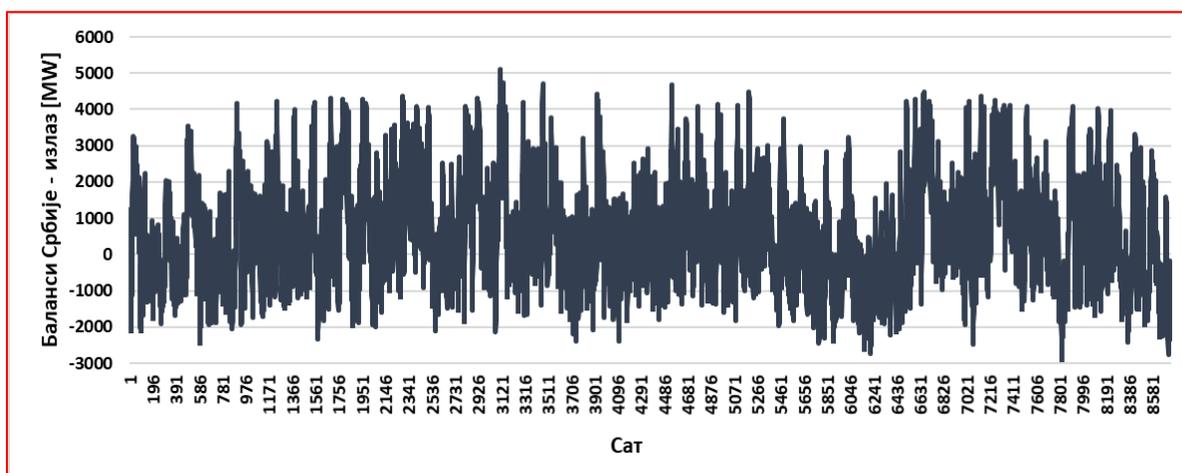


Са ове слике је евидентно да сумарна производња соларних електрана и њима придодатих система за складиштење електричне енергије у највећој мери пада испод нулте вредности у зимским и јесењим месецима. Као што је напоменуто на претходној страници, ово је један од узрока разлика између вредности приказаних на Слици 6.4 и улазних вредности које су представљене на Слици 5.3, док је други разлог постојање режима у којима се јавља вишак производње због тржишних ограничења. Како би се утицај ових вишкова илустровао, сатне вредности истих израчунате за 2029. годину приказане су на дијаграму датом на Слици 6.5.



Слика 6.5: Вишкови производње – резултати за 2029. годину.

Укупни вишкови производње израчунати за 2029. годину износили су 26,147 GWh. Коначно, последњи податак којим је требало располагати били су баланси система Србије у сваком сату у 2029. години. То је један од резултата који се читавају директно из ANTARES пакета. Сатне вредности баланса Србије добијене након симулација могу се видети на Слици 6.6.

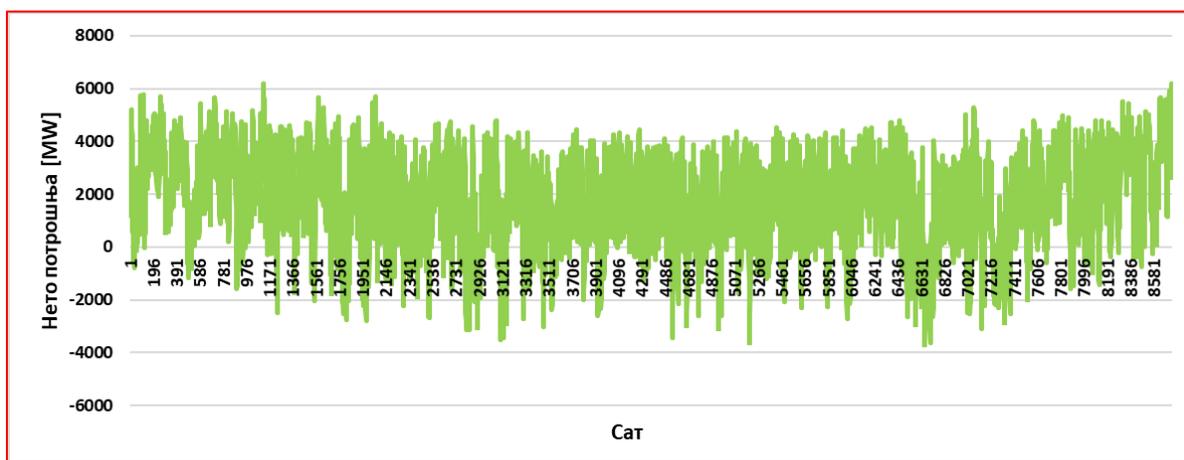


Слика 6.6: Баланси Србије – резултати за 2029. годину.

Овиме се завршава скуп улазних података које је било неопходно обезбедити за сваки сат у анализираној години како би се за ту годину могли израдити сатни мрежни симулациони модели. На овим моделима су потом спроведени прорачуни, при чему ће представљање и дискутовање добијених резултата представљати срж одговарајућих одељака Поглавља 7.



Поред параметара неопходних за дефинисање мрежних модела са сатном резолуцијом, из резултата тржишних симулација се може доћи и до још неколицине података који би могли бити занимљиви одговарајућим заинтересованим странама. Први од таквих података јесте сатна промена нето потрошње у анализираној години. Према дефиницији, нето потрошња (енг. *residual load*) представља део снаге потрошње који треба да покрију конвенционалне јединице за генерисање, те се и израчунава тако што се од укупне снаге потрошње у неком систему одузме снага производње електрана које користе варијабилне обновљиве изворе. У ову категорију су, за потребе Плана развоја преносног система, сврстане ветроелектране и соларне електране. У складу са том дефиницијом, као и са сатним дијаграмима промене потрошње и снага генерисања различитих типова извора, за сваки сат у 2029. години било је могуће одредити нето потрошњу система Србије тако што је од снаге конзума у том сату био одузет збир снага производње ветроелектрана и соларних електрана у истом сату. На овакав начин је добијен и дијаграм нето потрошње Србије у 2029. години, дат на Слици 6.7.



Слика 6.7: Нето потрошње Србије – резултати за 2029. годину.

Као што се може увидети, нето потрошња у Србији у 2029. години у великој мери осцилује, при чему се добијене вредности крећу у опсегу од позитивних 6 GW до негативна 4 GW (по овим резултатима, износи нето потрошње су били негативни у 1275 сати током симулиране године). Те осцилације се могу сматрати последицом великих капацитета заснованих на обновљивим изворима који су узети у обзир, при чему се варијабилност ових извора готово директно преноси и на износ нето потрошње система. Ово може довести до проблема по питању флексибилности система, посебно у ситуацијама у којима систем (услед изненадне појаве облака или непредвиђеног слабљења ветра) за кратко време остане без огромних капацитета за производњу енергије. Тада се недостатак мора надоместити или увозом из суседних система, или растом снаге којом раде конвенционалне јединице. Иако су ове две опције у највећем броју случајева довољне да регулишу стање у систему, то не мора да важи у свим сатима у којима би се овај проблем могао јавити. Зато су у овај План развоја уврштене и анализе потреба система Србије за флексибилношћу, дате у Потпоглављу 7.7. Поред тога што интензивна интеграција обновљивих извора може довести до потешкоћа везаних за флексибилност, она може узроковати и промену изгледа дневног дијаграма нето потрошње у систему. Пример за то се може видети на Слици 6.8, где је као карактеристичан датум усвојен 11. мај (дијаграм је креиран на основу симулација урађених за 2029. годину).



Слика 6.8: Нето потрошња Србије – карактеристични летњи дан.

Овај датум је узет као адекватан зато што, са једне стране, потрошња може бити сматрана репрезентативном за летњи период, док, са друге стране, обновљиви извори раде снагом која је блиска њиховој номиналној снази. Као што се може видети, нето потрошња је током већег дела обданице негативна, да би свој максимум достигла у вечерњим сатима у којима производња соларних електрана пада на нулту вредност. Иако се овај максимум појављује у истом сату у коме се јавља и максимум укупне дневне потрошње, јасно је у коликој је мери нижи од њега, што се опет може приписати утицају обновљивих извора енергије на систем.

Поред тога, из истих података који су искоришћени приликом формирања дијаграма датих на Сликама 6.3 и 6.4 може се доћи и до тога да је сумарна енергија која се у 2029. години пласира из ветроелектрана и соларних електрана у систему Србије једнака 24,866 TWh, у складу са чиме се могу израчунати вредности још два занимљива показатеља. Први од њих јесте удео варијабилних обновљивих извора енергије у укупној производњи. Он се рачуна тако што се енергија произведена у обновљивим изворима подели укупном енергијом која се у истој години пласира из свих генераторских капацитета у систему, независно од типа истих. Други показатељ је ниво пенетрације који се рачуна тако што се енергија генерисана у обновљивим изворима подели укупном енергијом потрошње у истој години. Износи ових показатеља за 2029. годину се могу видети у Табели 6.1, из које је јасно у коликој би мери обновљиви извори могли утицати на прилике у систему ако се њихова интеграција одвија темпом који је сагледан овим Планом развоја и захтевима поднетим од стране клијената.

Табела 6.1: Показатељи интеграције ОИЕ – 2029. година.

Показатељ	Вредност у 2029.
Удео ОИЕ у производњи [%]	54,27
Ниво пенетрације ОИЕ [%]	60,96



6.3. Мрежни модели за 2034. годину

За разлику од принципа који је коришћен за 2029. годину, приликом израде мрежних модела за 2034. годину је донета одлука да се уваже сви инфраструктурни пројекти који би, према информацијама датим у Поглављу 9 овог Плана развоја, требало да се нађу у погону у тој години. Од пројеката ЕМС а.д., ово обухвата све пројекте који су били укључени у мрежне моделе за 2029. годину, преостале пројекте у инвестиционој фази, као и неке од развојних пројеката за које је утврђено да треба да буду завршени у наредних десет година. Овде би се могло поставити питање на основу чега су дефинисани приоритети међу пројектима који се налазе у развојној фази. У овакве сврхе је искоришћена Методологија за приоритизацију пројеката, усвојена од стране Одбора техничког савета ЕМС а.д. током јесени 2022. године. Сходно овој методологији, приоритизација пројеката се спроводи на основу три фактора:

- фактор F1 – фактор стања постојећих објеката ЕМС а.д. (овај фактор је релевантан само за пројекте реконструкције, адаптације и доградње постојећих објеката);
- фактор F2 – фактор системске важности објекта;
- фактор F3 – компанијски фактор (за критеријуме које није могуће квантификовати у оквиру претходна два фактора).

Фактор стања високонапонских водова одређује се на основу оцене хомогених деоница тих водова. По дефиницији, хомогеним се сматрају оне деонице на којима су уграђена опрема и искоришћени стубови слични како по конструктивним елементима, тако и по условима рада којима су у нормалном погонском процесу изложени. Оцена стања деонице зависи од стања конструкције стуба, проводника, изолатора, темеља и заштитне ужади. У случају постројења се уважава фактор стања поља у том постројењу, при чему се уважавају и систем уземљења, сопствена потрошња, кућни трансформатори, акумулаторске батерије, средњенапонска постројења, итд. Фактор стања посматраних поља се израчунава на основу стања прекидача, растављача, одводника, струјних трансформатора и напонских трансформатора. Те оцене стања елемената улазе у оцену стања поља према тежинским факторима из ове Методологије.



Финалне оцене стања елемената се израчунавају у складу са принципом најслабије карике – узима се најгора оцена хомогене деонице или поља.

Што се тиче фактора системске важности објеката, он се дефинише на основу већег броја показатеља, при чему се превасходно уважава утицај на рад преносног система, а затим и ниво усклађености предметног пројекта са Плановима развоја преносног и дистрибутивног система, подацима које су прибављени од произвођача електричне енергије и сагледаним пројектима прикључења нових објеката на преносни систем. Показатељи се одвајају на три групе, при чему је прва група ових показатеља универзална, друга се односи искључиво на високонапонске водове, док је трећа група релевантна само за високонапонска постројења.



Коначно, компанијски фактор представља фактор уз помоћ ког се може уважити евентуално постојање стратешких одлука за реализацију неких пројеката који су од значаја за преносни систем Републике Србије. Поред тога, уз помоћ овог фактора се могу истаћи и пројекти са повољним друштвено-економским утицајем. Тако се, примера ради, највиша вредност овог фактора додељује свим пројектима који се финансирају из кредита и донација, пројекти за које постоје закључци Владе Републике Србије, као и пројекти на које се односе закључци Одбора техничког савета или Стручних панела ЕМС а.д., прикључење објеката ЕДС за које је потписан одговарајући Уговор о прикључењу и пројекти који у значајној мери доприносе повећању сигурности рада преносног система. У последњу овде набројану групу спадају, на пример, реконструкције далековода код којих постоје бетонски стубови или адаптације далековода на којима је животни век проводника истекао и постоји ризик од кидања истих.

Код сва три фактора, вредности леже у опсегу између нуле и јединице, где већа вредност фактора одговара већем приоритету реализације посматраног пројекта. Када се дефинишу вредности свих фактора који се односе на неки пројекат, његов скор фактора се израчунава по једној од три формуле дате у наставку, зависно од типа радова виђених тим пројектом:

- за радове на постојећим објектима (реконструкције, адаптације или доградње):

$$SF = \frac{2 \cdot F1 + 1,25 \cdot F2 + 0,75 \cdot F3}{4}$$

- за нове објекте који се не сврставају у пројекте прикључења ЕДС на ЕМС а.д.:

$$SF = \frac{3 \cdot F2 + F3}{4}$$

- за пројекте прикључења објеката ЕДС на ЕМС а.д.:

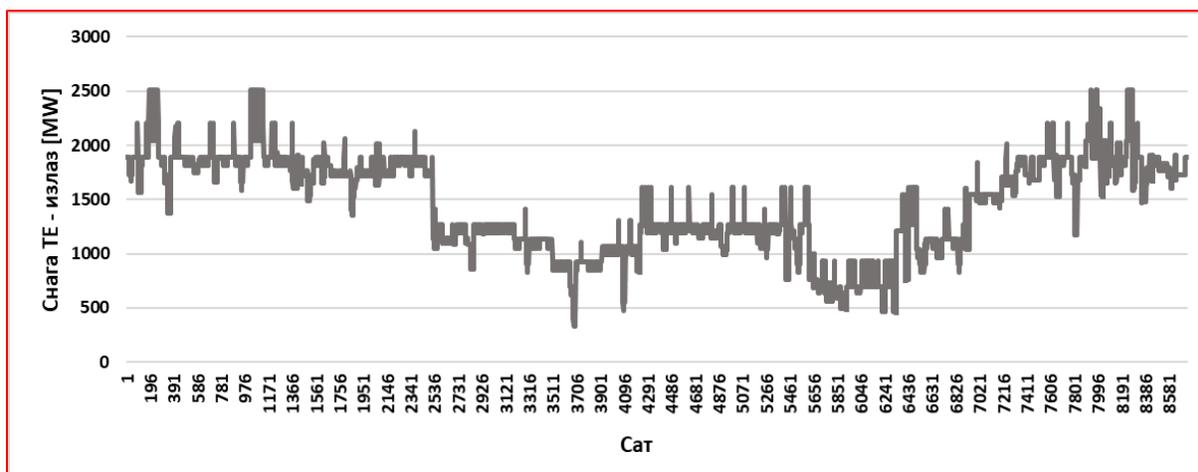
$$SF = \frac{F2 + 3 \cdot F3}{4}$$

Након што се за сваки посматрани пројекат израчуна скор фактора, приступа се рангирању ових пројеката, при чему већа вредност скор фактора доноси пројекту бољи ранг на овој листи. Сходно тој листи, врши се процена индикативних година реализације свих развојних пројеката. Поред позиције пројекта на листи, у обзир се узима година потребе за пројектом, естимирана цена тог пројекта и процена доступних средстава за наредни десетогодишњи период. Те провизорне године реализације су искоришћене за креирање мрежних модела, тако да су у моделе уврштени сви пројекти за које је, према приоритизацији, добијено да ће бити завршени до 2034. године, што је назначено и у табелама приказаним у Поглављу 9.

У односу на претходни План развоја, у овом Плану је процедура приоритизације пројеката у развојној фази значајно унапређена. Наиме, пошто приоритизација није имала утицаја на симулационе моделе за 2029. годину, било је могуће да се резултати прорачуна извршених на тим моделима уврсте у њу као један од улазних фактора. Конкретно, ако је неки пројекат назначен као важан за отклањање проблема виђених на петогодишњем хоризонту, његова вредност фактора системске важности је повећавана на основу тога. Како је у претходном Плану развоја приоритизација развојних пројеката утицала на оба временска хоризонта од интереса, овај корак није било могуће спровести на начин искоришћен за овај План развоја.

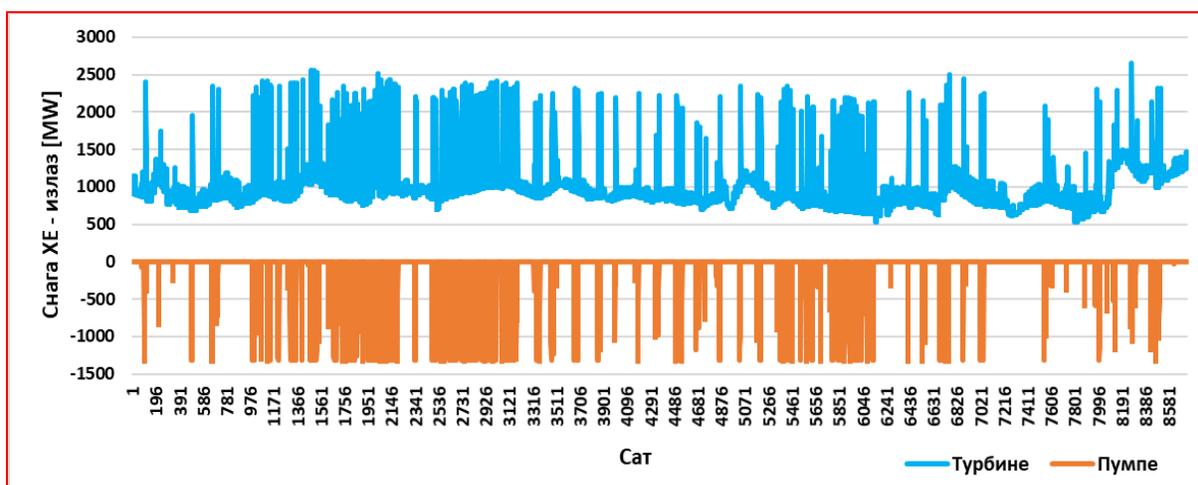


Наравно, уважавање нових инфраструктурних пројеката није имало утицаја само на то који ће елементи система бити уврштени у мрежне симулационе моделе, већ се одразило и на то са каквим ће се улазним претпоставкама спровести тржишне симулације. Наиме, како је до 2034. године сагледана реализација бројних прекограничних пројеката (пример за то би био Панонски коридор, којим ће се увећати преносни капацитет између Србије и Мађарске), то су и тржишне симулације за ову годину могле да буду рађене са уважавањем увећаних капацитета за размену енергије Србије са суседним системима. Аналогно принципу који је коришћен за улазне податке према којима су креирани мрежни симулациони модели за 2029. годину, и овде ће први представљени сет података бити онај који је везан за сатне вредности снага производње термоелектрана у Србији. Овај дијаграм је дат на Слици 6.9.



Слика 6.9: Производња термоелектрана – резултати за 2034. годину.

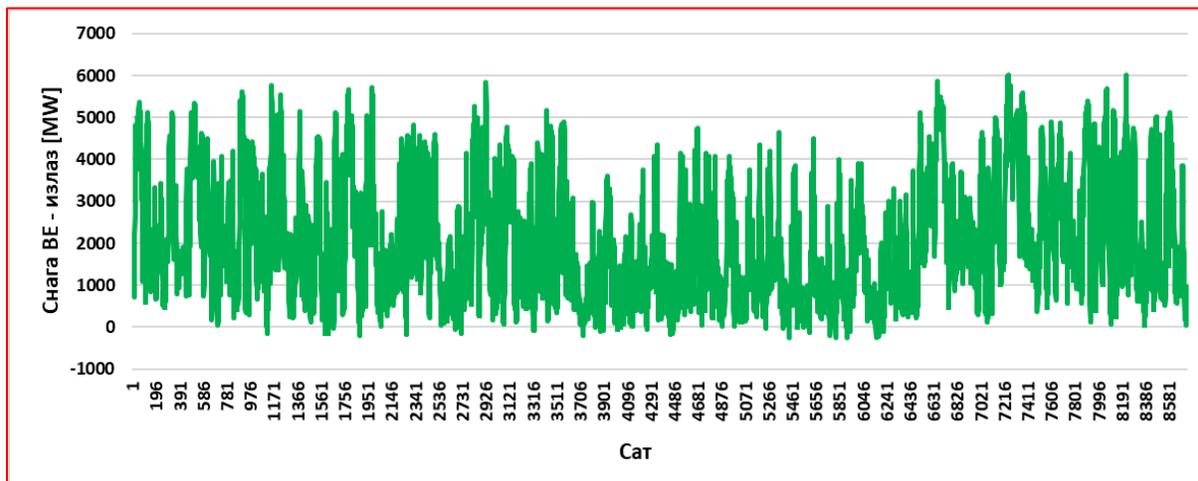
Након утврђивања тога да је овај дијаграм у великој мери сличан ономе који је добијен за 2029. годину, мада има незнатно нижи годишњи минимум производње, могло се прећи на сатне вредности рада хидроелектрана. Ове вредности су приказане на дијаграму на Слици 6.10, где су плавом бојом још једном представљене вредности производњи ових јединица, а наранџаста боја означава снаге рада реверзибилних хидроелектрана у пумпном режиму.



Слика 6.10: Производња хидроелектрана – резултати за 2034. годину.

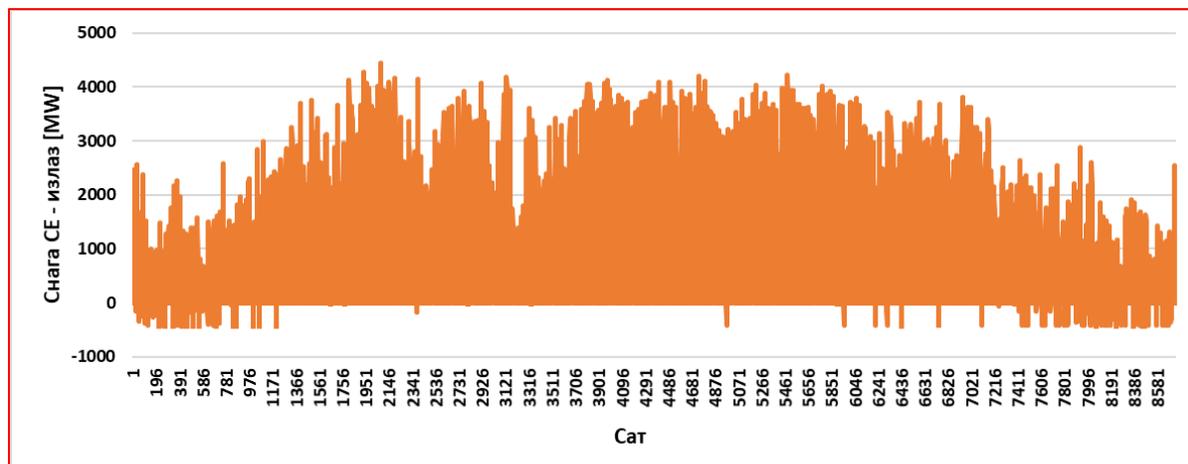


Уколико би се приказани резултати упоредили са онима датим на Слици 6.2, могло би се доћи до тога да је максимум ангажовања пумпи у 2034. години далеко већи од оног који је добијен за 2029. годину, при чему снага рада пумпи превазилази 1300 MW. Ово је директна последица уласка у погон РХЕ Бистрица, пошто систем у 2034. години и располаже далеко већим пумпним капацитетима него што је то био случај у симулацијама које су се односиле на 2029. годину. Исти пројекат има ефекта и на рад електрана у генераторском режиму, те се може видети да је максимум снаге производње у хидроелектранама у 2034. години већи од оног који је израчунат за 2029. годину. Што се ветроелектрана тиче, сатне серије износа снаге производње за овај тип капацитета могу се видети на дијаграму датом на Слици 6.11.



Слика 6.11: Производња ветроелектрана – резултати за 2034. годину.

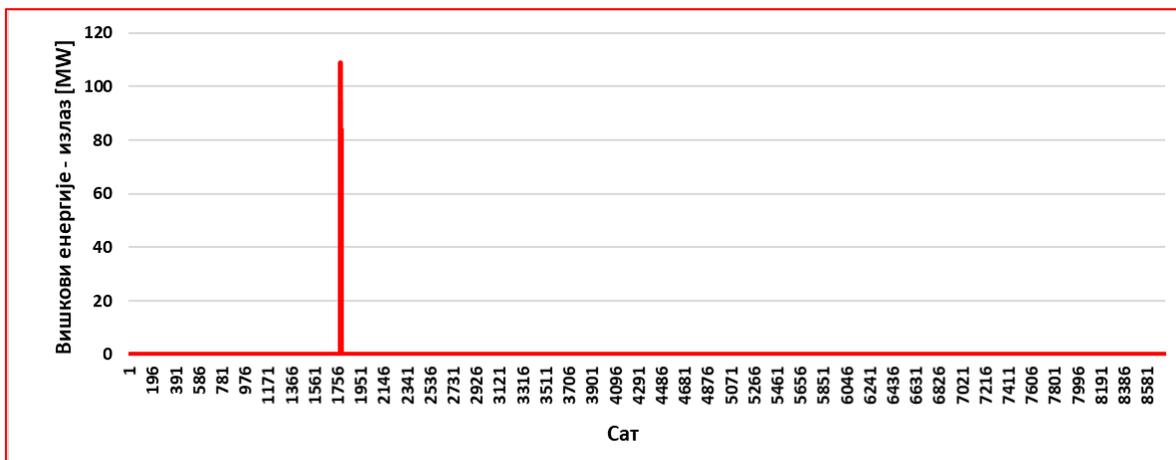
Ако се овај дијаграм упореди са дијаграмом сатних вредности производњи ветроелектрана који је био валидан за 2029. годину, долази се до тога да је добијени профил у великој мери сличан. Основном разликом могло би се сматрати то што је максимална снага производње у 2034. години нешто већа, с тим што је ово логична последица благог раста инсталисаних капацитета овог типа генераторских капацитета у односу на 2029. годину. Уколико се сада пређе на соларне електране, долази се до сатног дијаграма који је приказан на Слици 6.12.



Слика 6.12: Производња соларних електрана – резултати за 2034. годину.

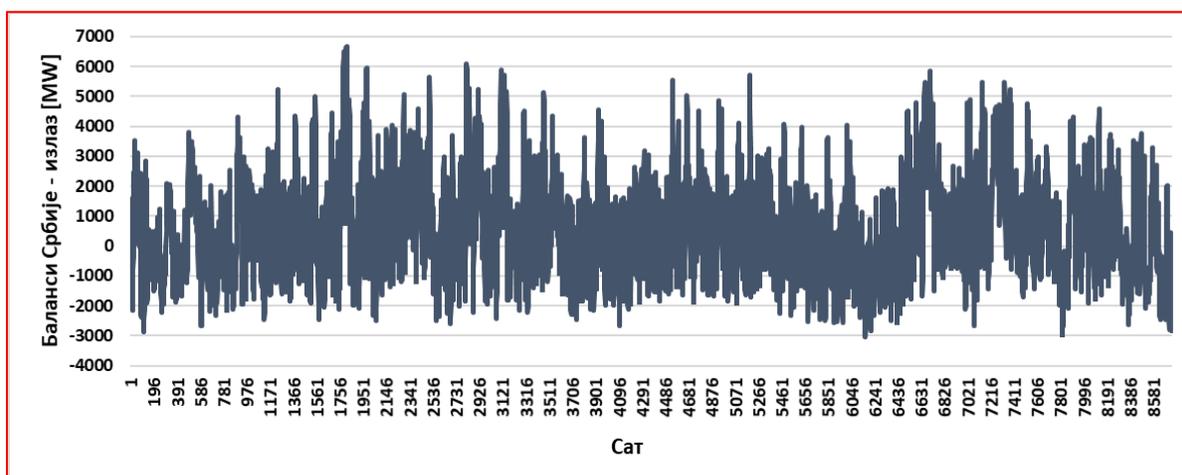


Као и у 2029. години, и овај пут је приметно то да се укупна вредност производње соларних електрана и њима придодатих система за складиштење електричне енергије спушта испод нулте вредности (то јест, претежно долази до пуњења система за складиштење) у зимском и јесењем периоду. Ипак, као основна разлика у односу на ту годину, може се истаћи то да је максимум производње нешто већи, што је директна последица мањих вишкова енергије до којих би долазило због немогућности пласмана услед мрежних ограничења. Да би се ово и илустровало, на Слици 6.13 су дати сатни вишкови енергије израчунати за 2034. годину.



Слика 6.13: Вишкови производње – резултати за 2034. годину.

Вишкови енергије су у 2034. години сведени на ниво од само 193 MWh, што се може, између осталог, приписати и повећању капацитета за размену енергије између Србије и суседних држава. Ови капацитети су имали директног утицаја и на сатне вредности баланса Србије (тј. увоза и извоза енергије) у 2034. години, приказане на дијаграму датом на Слици 6.14.

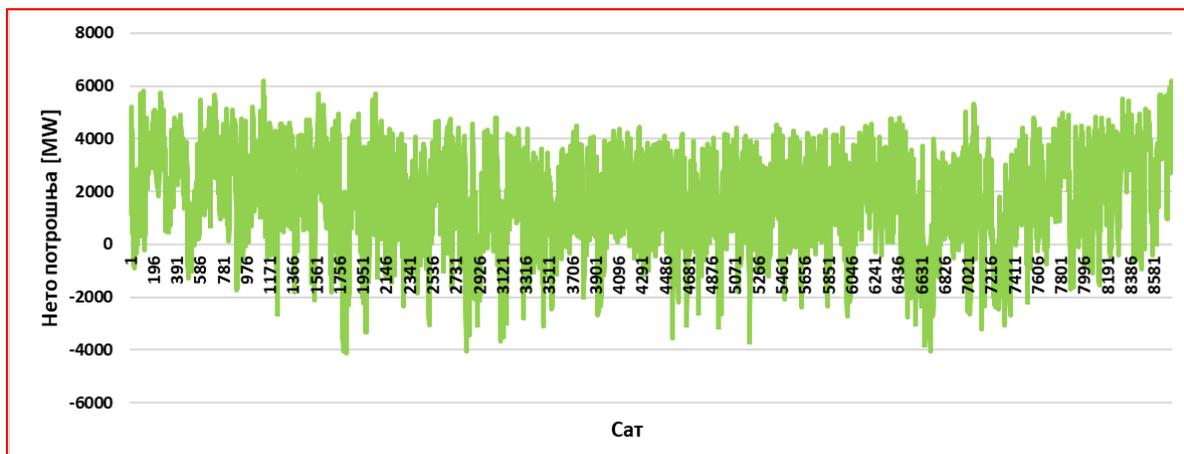


Слика 6.14: Баланси Србије – резултати за 2034. годину.

Слично закључцима изведеним за 2029. годину, и овде се може уочити да је Србија током већег дела године извозник електричне енергије. Ови подаци су искоришћени за прављење сатних мрежних модела за 2034. годину, при чему ће резултати добијени вршењем анализа на тим моделима бити детаљно представљени у за то намењеним деловима Поглавља 7.



Ипак, пре него што се буде прешло на прорачуне и разматрање њихових резултата, биће представљене и вредности додатних тржишних показатеља које су добијене из обављених симулација. Овакви показатељи, попут нето потрошње система Србије, већ су објашњени у делу текста који се односио на мрежне моделе за 2029. годину, те нема потребе трошити превише простора на понављање истих описа. Одузимањем сатних вредности производње ветроелектрана и соларних електрана у Србији у 2034. години од њима одговарајућих снага потрошње срачуната је серија нето потрошњи Србије за 2034. годину, дата на Слици 6.15.



Слика 6.15: Нето потрошње Србије – резултати за 2034. годину.

Јасно је да се нето потрошња Србије у 2034. години понаша веома слично нето потрошњи у 2029. години, те да се сви закључци који су изнети за 2029. годину могу готово истоветно пресликати и на 2034. годину (овде је негативан износ нето потрошње добијен за 1357 сати у симулираној години). Ово је последица тога што су нивои интеграције обновљивих извора за два хоризонта били скоро па идентични, те треба истаћи и да би повећање анализираног нивоа интеграције ОИЕ додатно умањило ниво нето потрошње у систему Србије. Закључак сличан овоме може бити изведен и за удео варијабилних обновљивих извора у производњи енергије у Србији, као и за ниво пенетрације те категорије извора у систем. Вредности ових показатеља, одређене на основу модела за 2034. годину, приказане су у Табели 6.2.

Табела 6.2: Показатељи интеграције ОИЕ – 2034. година.

Показатељ	Вредност у 2034.
Удео ОИЕ у производњи [%]	55,17
Ниво пенетрације ОИЕ [%]	61,71

Ове вредности су на нивоу оних из 2029. године, при чему је до благог пораста дошло због тога што су у 2034. години у обзир узети нешто већи капацитети ветроелектрана (повећање за 300 MW услед узимања у обзир ВЕ Торак), што је довело и до раста укупне произведене енергије у ветроелектранама и соларним електранама. Ова енергија за 2034. годину износи 25,282 TWh. Као што се може видети, обновљиви извори, као и у 2029. години, у значајној мери утичу на прилике у систему, а тај утицај ће њиховом даљом интеграцијом само расти.

Поглавље 7

Резултати спроведених анализа





7.1. Резултати прорачуна токова снага и N-1 анализа

Као што је назначено на крају претходна два потпоглавља, Поглавље 7 овог Плана развоја ће се превасходно бавити представљањем резултата прорачуна обављених на креираним симулационим моделима. Прва група прорачуна која ће бити представљена су прорачуни токова снага кроз елементе и анализе поузданости рада мреже у случајевима једноструких испада елемената у њој (односно, N-1 анализе). Ове анализе су спроведене на моделима који одговарају очекиваним стањима система у 2029. и 2034. години, те ће свакој од те две године одговарати по један одељак у овом потпоглављу. Оно што је потребно напоменути је то да је по овом питању дошло до значајног унапређења усвојене методологије у односу на ону која је коришћена у ранијим верзијама Плана развоја. Примера ради, у претходном Плану развоја су ове анализе вршене искључиво за три радна режима за која је сматрано да су критична и да репрезентују екстремне ситуације до којих би у систему могло да дође. Такође је сматрано да, ако се неки проблем не уочи у овим радним режимима, до њега не би дошло ни у неком од мање екстремних стања система. Ови радни режими су тада били режим зимског максимума потрошње, режим летњег максимума потрошње и режим летњег (односно, годишњег) минимума потрошње. Ипак, како је одабир критичних радних режима додатно добио на комплексности услед потребе да се у обзир узму и понашања различитих варијабилних обновљивих извора, одлучено је да је овакав приступ потребно унапредити.

Сходно томе су у овом Плану развоја прорачуни спровођени на сатном нивоу, и то за сваки сат у анализираној години. Улазни подаци који су коришћени за овакве прорачуне су дати у Поглављу 4 и Поглављу 6, зависно од тога да ли се посматра укупна потрошња у систему или неки од преосталих релевантних мрежних параметара. Овакав приступ је погоднији од оног који је био употребљен у ранијим Плановима развоја пошто обухвата свако од стања система која се могу очекивати по резултатима обављених тржишних анализа, а не само радне режими који су одабрани на основу понашања потрошње. Ово је посебно битно зато што за систем могу да буду критични и они режими које не одликују екстремне вредности конзума, него екстремуми производње обновљивих извора. То није било могуће узети у обзир помоћу претходно коришћене методе, али га је могуће уважити уз помоћ методологије према којој су извршени прорачуни за овај План развоја.

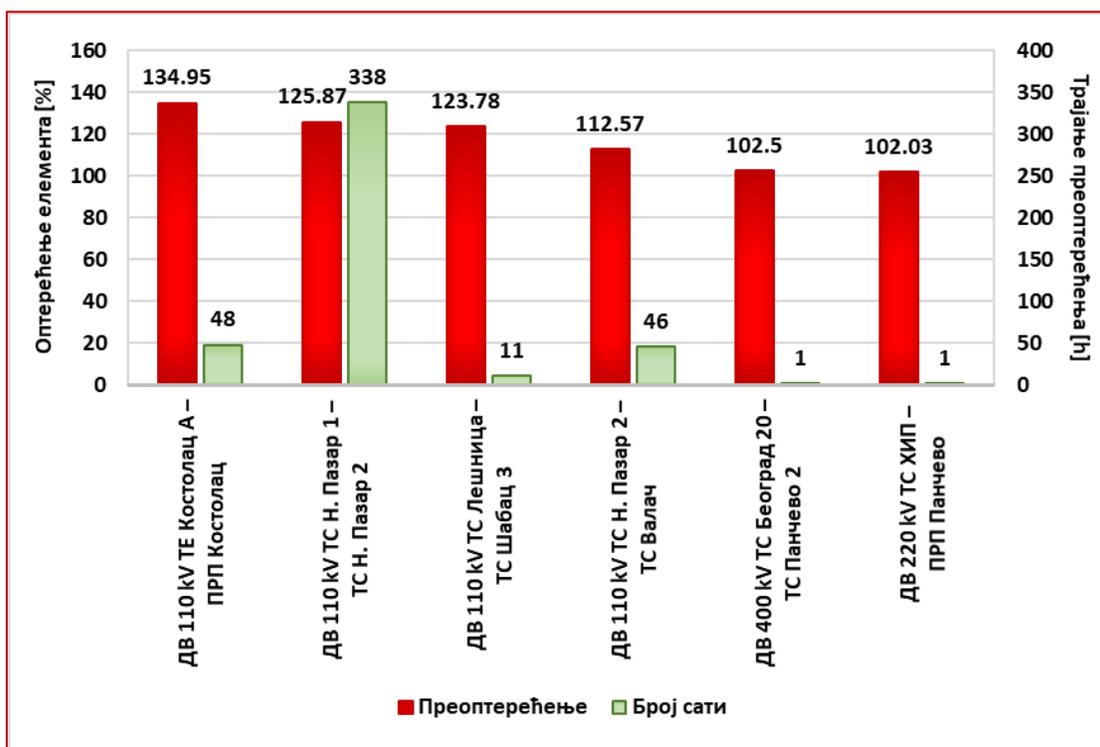
*„... нови приступ
пружа могућност
уважавања ширег
спектра радних
стања система.“*

Таксативни приказ резултата спроведених анализа може се видети у Прилогу 1 овог Плана развоја, при чему Прилог 1.1 садржи резултате који су добијени за 2029. годину, док Прилог 1.2 пружа увид у резултате анализа урађених за 2034. годину. Оно што је потребно истаћи је да је у тим прилозима, поред величине максималног преоптерећења неког елемента за одређени испад, приказан и број сати за које је то преоптерећење уочено. Ово је још један беневит коришћења сатних прорачуна, пошто се проблеми који су примећују за већи број сати у години могу сматрати критичнијима од оних виђених за свега неколико сати. Наредна два одељка садрже коментаре и анализу резултата добијених за оба временска хоризонта.



7.1.1. Резултати N-1 анализа за 2029. годину

Што се тиче самих резултата N-1 прорачуна за 2029. годину, они се, као што је већ речено, могу видети у табеларној форми у Прилогу 1.1 овог Плана развоја. Ипак, из ових резултата се могу издвојити неки које би било потребно додатно прокоментарисати, те ће овај одељак бити фокусиран баш на те случајеве. Прва карактеристична категорија су преоптерећења елемената која се јављају у базном стању система, то јест, у ситуацијама у којима није био симулиран ниједан испад у мрежи. Елементи који се у тим случајевима терете је овај пут било шест, при чему се графички приказ добијених резултата може видети на дијаграму на Слици 7.1. Овде је црвена боја искоришћена за вредност оптерећења проблематичног вода (иста се може прочитати и са леве у-осе), док зелена боја указује на број сати у којима је неко преоптерећење примењено (дужина трајања проблема се може прочитати и са десне у-осе).

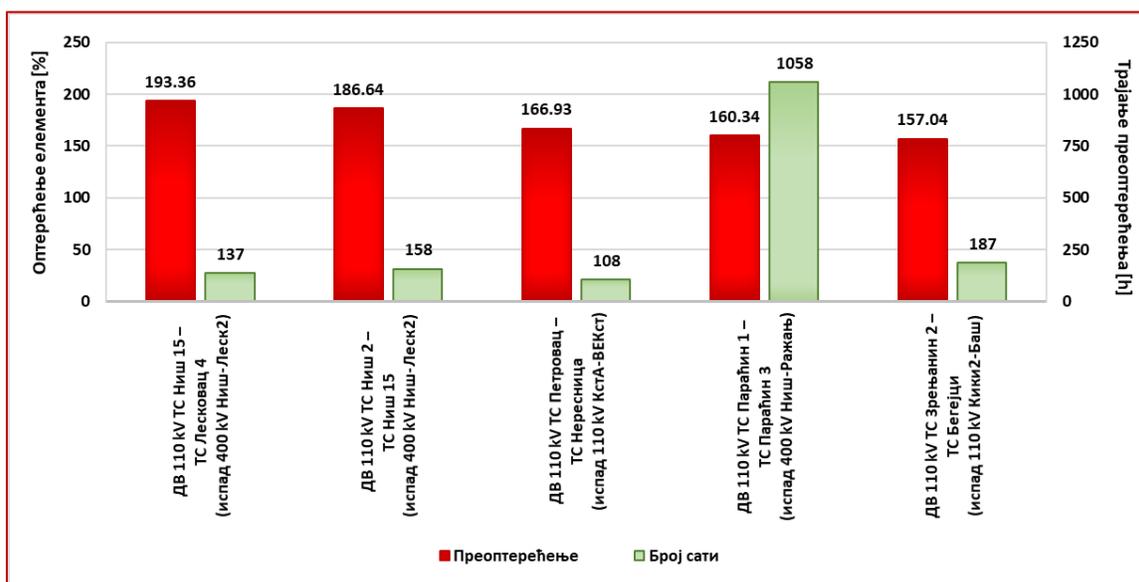


Слика 7.1: Преоптерећења елемената у базном стању – 2029. година.

Треба напоменути и да је, за елементе који се терете у већем броју сати, на овом дијаграму приказана највећа вредност сатног оптерећења. Као што се да закључити, из перспективе висине оптерећења, најугроженији елемент јесте далековод 110 кV између ТЕ Костолац А и будућег ПРП Костолац. Овај вод ће настати након што се постојећи ДВ 110 кV бр. 1128/1 ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1 уведе у ПРП Костолац у склопу прикључења ВЕ Костолац на преносни систем. Његово преоптерећење је последица потребе за пласманом енергије из саме ВЕ Костолац, али и из ВЕ Кривача и електрана у региону Јужног Баната ка потрошњи лоцираној на подручју Смедерева. Једна од мера које су предложене за решавање оваквог проблема је и стављање у погон постојећег далековода 110 кV бр. 1160 ТС Рудник 2 – РП Дрмно (вод је тренутно искључен у нормалном погону). То је био предмет посебне анализе осетљивости, те је, сходно томе, до детаља описано у за то намењеном Потпоглављу 7.8.



Са друге стране, елемент који је најчешће био преоптерећен у нормалном погону јесте ДВ 110 kV бр. 155/1 ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2, који је био преоптерећен у 338 сати у току симулиране године. Преоптерећивање овог далековода је директна последица како његове релативно мале пропусне моћи, тако и великих размена енергије између подручја АП КиМ и остатка преносног система Србије. Ако се изведе оперативна мера стављања далековода бр. 155/2 између ТС Нови Пазар 2 и ТС Валач ван погона, овај проблем нестаје. Треба напоменути да се овиме не угрожава пренос енергије ка АП КиМ, већ да се исти само преусмерава на алтернативне правце (конкретно, правце 220 kV и 400 kV напонских нивоа). Како би се овај проблем трајно решио, у плану је и реконструкција далековода бр. 155/1 и 155/2, у склопу које би и попречни пресек проводника на њима требало да буде повећан. Након што је базно стање размотрено, може се прећи на проблеме уочене при испадима. На дијаграму приложеном на Слици 7.2 се тако може видети пет највећих преоптерећења елемената при критичним испадима, заједно са бројем сати у којима је тај проблем виђен, као и са испадом који се за сваки од издвојених елемената испоставио као најнеповољнији.

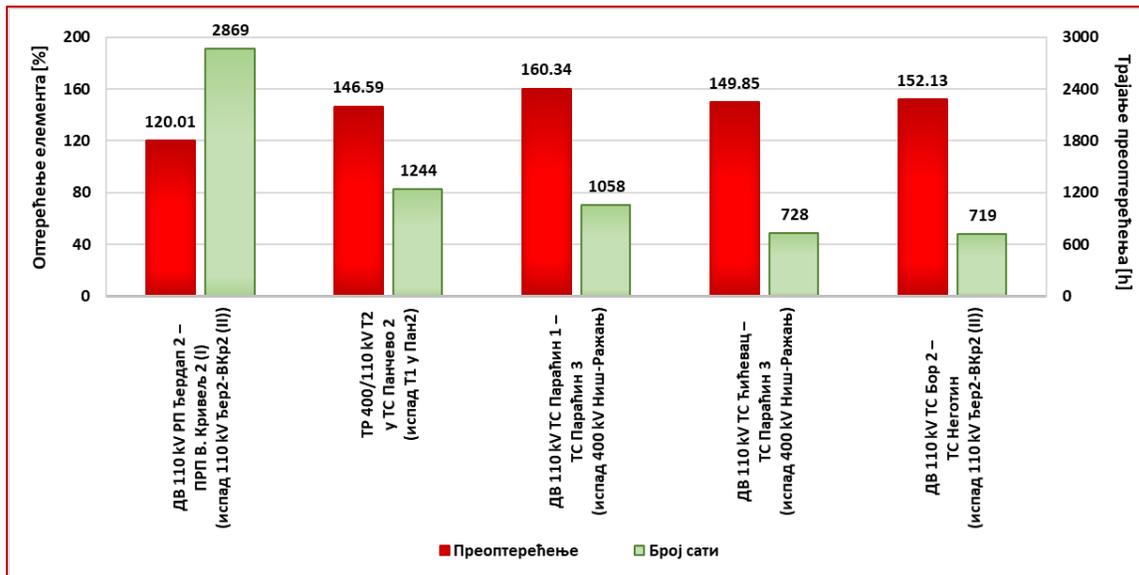


Слика 7.2: Највећа преоптерећења елемената при испадима – 2029. година.

Са овог дијаграма је јасно да је најугроженији део система са аспекта преоптерећења 110 kV правац између ТС Ниш 2 и ТС Лесковац 2, и то у случају испада 400 kV везе између ове две трансформаторске станице. Ово је последица резултата тржишних симулација, пошто се у критичним сатима јавља велика потреба за преносом енергије од ТС Ниш 2 према југу. Уколико дође до испада 400 kV правца преко којег би се овакав пренос одвијао, енергија се спушта на 110 kV напонски ниво и доводи до серијских испада угрожених далековода. Ово преоптерећење ће бити решено када се заврши градња Централно-балканског коридора за пренос електричне енергије, пошто ће се у оквиру овог коридора градити (према садашњим сагледавањима) нова 400 kV веза између ТС Крушевац 1 и ТС Лесковац 2. Ако би се, у тој конфигурацији система, догодио испад везе између ТС Ниш 2 и ТС Лесковац 2, енергија би прешла на алтернативни 400 kV правац, а не би доводила до испада 110 kV далековода. У овој ситуацији би размена енергије са суседним системима остала на раније дефинисаном нивоу, а поузданост напајања потрошача у јужним крајевима Србије не би била нарушена.



Поред преоптерећења поменутог правца, доста је изражен и проблем високог оптерећења далековода бр. 152/3 ТС Параћин 1 – ТС Параћин 3 у случају испада далековода 400 kV од ТС Ниш 2 до будућег ПРП Ражањ. Слично као и у претходној ситуацији, и овде би долазило до тога да енергија, у случају нерасположивости 400 kV везе између нека два постројења, прелази на 110 kV везу између тих трансформаторских станица, чиме би аутоматски дошло до преоптерећења те 110 kV везе. Као и прошли проблем, и ово преоптерећење би требало да буде бар ублажено када се заврши изградња Централно-балканског коридора, зато што ће веза између Крушевца и региона северно од њега бити ојачана новим 400 kV водом од ТС Крушевац 1 до ТС Краљево 3. Такође, требало би нагласити и да је преносни капацитет далековода бр. 152/3 нижи од оног колики би могао бити због карактеристика опреме у две трансформаторске станице које повезује. Утицај замене ове опреме на прилике у систему је додатно размотрен кроз анализу осетљивости, изложену у Потпоглављу 7.8. Осим тога што је ово преоптерећење велико, такође је и доста често, пошто се појављује у преко 1000 сати у симулираној години. Како би се стекао увид у то која су још преоптерећења виђана у великом броју сати, Слика 7.3 приказује пет најчешћих проблема уочених у 2029. години.



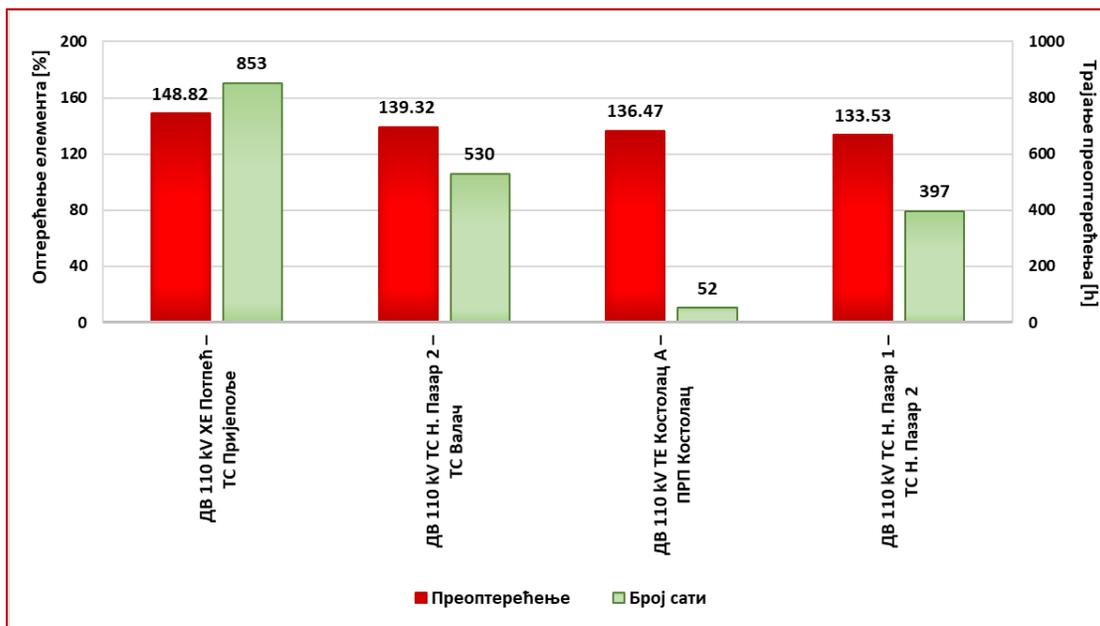
Слика 7.3: Најчешћа преоптерећења елемената при испадима – 2029. година.

Поред већ разматраног далековода између ТС Параћин 1 и ТС Параћин 3, овде се јавља и други далековод са истог правца – далековод бр. 152/2 између ТС Ђићевац и ТС Параћин 3, при чему су и разлози из којих је ово прептерећење оволико често идентични онима који су раније изложени. Уз овај правац, као критични се истичу и неки од елемената у региону источне Србије, при чему су њихова преоптерећења доминантно узрокована потребом за евакуацијом енергије из ХЕ Ђердап 2 и осталих електрана у истом делу система. Као једна од мера за решавање те проблематике је предложена изградња далековода од РП Ђердап 2 до ТС Мосна, чиме ће се енергији из ХЕ Ђердап 2 обезбедити додатни правац за пласман ка остатку система. Коначно, приметно је и преоптерећење једног од два трансформатора 400/110 kV у ТС Панчево 2 при испаду другог. До овог проблема долази услед потребе за пласманом енергије из обновљивих извора прикључених на 110 kV мрежу у јужном Банату, те се као решење сагледава уградња трансформатора 400/110 kV у будућу ТС Николинци.



7.1.2. Резултати N-1 анализа за 2034. годину

Слично као што су резултати спроведених анализа сигурности за 2029. годину приказани у оквиру Прилога 1.1 овог Плана развоја, резултати ових анализа спроведених на моделима за 2034. годину могу се видети у Прилогу 1.2. Као и тамо, и овде је, пре свега другог, било потребно издвојити она преоптерећења до којих долази у базном стању система, пре него што се у моделима симулира испад било ког елемента. У овом случају је таквих елемената било четири. Ови елементи су наведени на x-оси дијаграма на Слици 7.4, на којем се могу видети и интензитети највећег уоченог преоптерећења сваког од њих (приказани црвеном бојом и димензионисани према левој у-оси), и бројеви сати у години за који је сваки од ових елемената преоптерећен (означени зеленом бојом и димензионисани према десној у-оси).

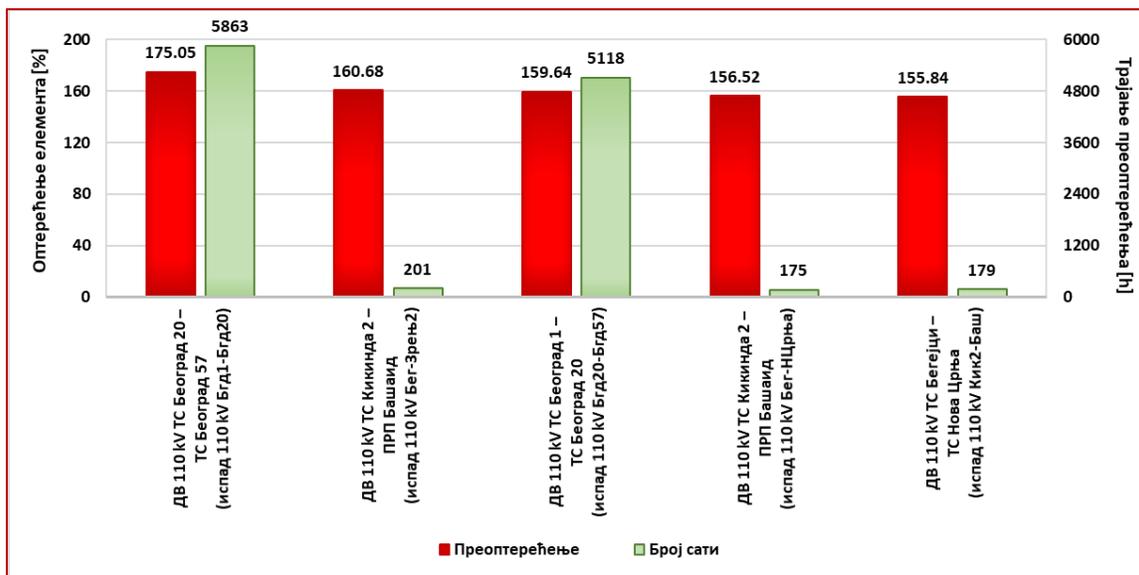


Слика 7.4: Преоптерећења елемената у базном стању – 2034. година.

Као што се може видети, три од четири преоптерећења која су примећена у базном случају јављала су се и у 2029. години, тако да се описи који су дати тамо могу применити и овде. У складу са тиме, и овде се може закључити да до преоптерећења далековода између ТС Нови Пазар 1 и ТС Нови Пазар 2, односно између ТС Нови Пазар 2 и ТС Валач, долази због потребе за преносом енергије према северном делу АП КиМ. Сходно овоме, ови проблеми се могу разрешити стављањем далековода између ТС Нови Пазар 2 и ТС Валач ван погона. Трећи проблем који се јављао и у 2029. години, и у 2034. години јесте високо оптерећење вода од ТЕ Костолац А до ПРП Костолац. Овај далековод представља уско грло у систему у радним режимима у којима постоји потреба за евакуацијом енергије из електрана у јужном Банату и источно од Великог Градишта према потрошачким објектима у Смедереву. Иако се ово преоптерећење може у одговарајућој мери ублажити оперативним акцијама, и даље је потребно планирати и мере које би исти могле трајно решити. Међу овим мерама се мора истаћи укључивање ДВ 110 кВ бр. 1160 ТС Рудник 2 – РП Дрмно у трајни рад у паралелном режиму, као и уградња DLR уређаја на преоптерећеном елементу. Анализа посвећена овом проблему је, заједно са другим специјализованим анализама, изложена у Потпоглављу 7.8.



Далековод за који су анализе за 2034. годину показале преоптерећења, док анализе које су рађене за 2029. годину нису показале проблеме јесте далековод 110 kV бр. 1117 ХЕ Потпећ – ТС Пријепоље. Наиме, при стању система које је разматрано за 2029. години, предметни далековод служи искључиво за напајање потрошње која се снабдева енергијом преко ТС Пријепоље и ЕВП Бродарево. За то је овом далеководу довољан капацитет којим тренутно располаже. Преносни капацитет није ограничен попречним пресеком проводника на овом далеководу, већ капацитетом струјних трансформатора на његовим крајевима. При стању система које се предвиђа 2034. године, овај далековод постаје део преносног правца који настаје након градње новог далековода између ТС Пријепоље и ТС Тутин. У складу са тиме, преносна моћ којом далековод бр. 1117 располаже више неће бити довољна, услед чега се могу јавити значајна преоптерећења истог. Како би се овај проблем решио, у Табели П1.2 је предложена замена или превезивање критичних струјних трансформатора, чиме ће се и преносни капацитет тог далековода подићи на вредност која одговара његовом попречном пресеку. Сада се може прећи на проблеме уочене при испадима. На Слици 7.5 је приказано пет најизраженијих преоптерећења при критичним испадима. Уз свако је дат и број сати у којима је проблем примећен, као и испад који је за тај елемент истакнут као најнеповољнији.

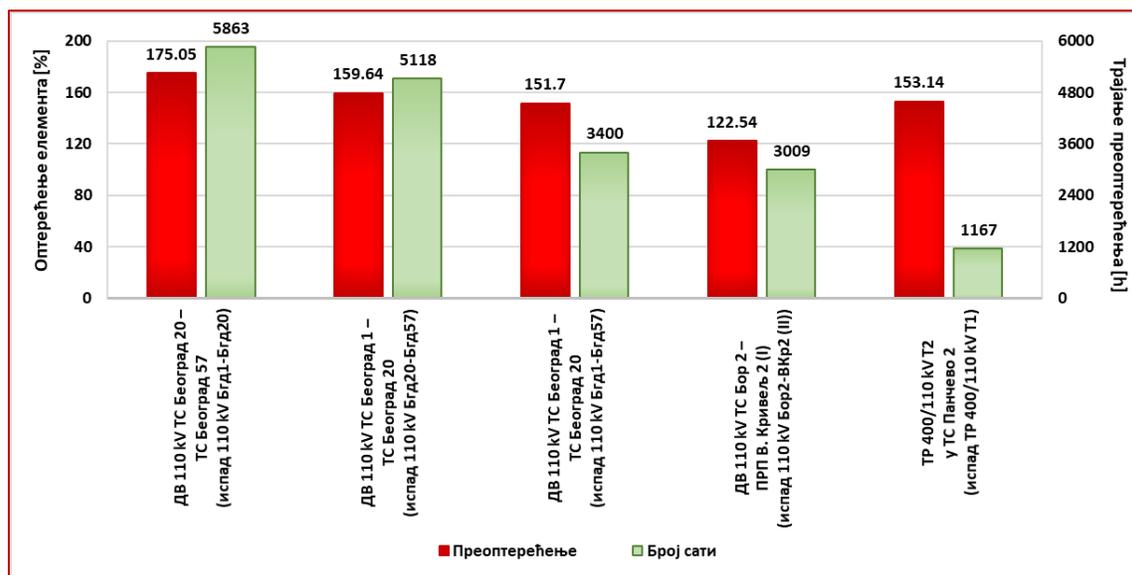


Слика 7.5: Највећа преоптерећења елемената при испадима – 2034. година.

Као што се одавде може закључити, као најкритичнији елементи система се у 2034. години (под условом да се сви пројекти који су предвиђени за реализацију до те пресечне године заправо и реализују) истичу 110 kV далеководи између ТС Београд 20 и ТС Београд 1, при чему би на један од та два вода требало да, по принципу „улаз-излаз“, буде прикључена и нова ТС Београд 57. Уочена преоптерећења настају услед потребе да се енергијом из ТС Београд 20 напоји конзум прикључен на неколико других трансформаторских станица, као што су ТС Београд 1, будућа ТС Београд 48 и будућа ТС Београд 57. У случају да један од два далековода између ТС Београд 20 и ТС Београд 1 испадне, долази до преоптерећења другог од њих. Оперативна мера која је предложена за решавање овог проблема обухвата промене уклопних стања у ТС Београд 6 и будућој ТС Београд 47, док развојна мера којом ће се проблем трајно решити укључује пројекат расплета 110 kV водова код ТС Београд 1.



Поред овог проблема до ког није долазило у моделима за 2029. годину, те се његова појава може директно везати за измене у количини потрошње коју је потребно напојити уз помоћ проблематичних водова, још један део система који би се могао издвојити као критичан су водови који служе за евакуацију енергије из електрана чије се прикључење очекује у регији Башаида. Наиме, како је подручје средњег Баната једно од оних са највећим потенцијалом за интеграцију обновљивих извора енергије, и не чуди што ће поуздан пласман енергије из најављених електрана у овој области захтевати улагања у нову инфраструктуру за пренос. У складу са тиме, у овом Плану развоја се по први пут појављује пројекат изградње 110 kV далековода између ТС Зрењанин 2 и ПРП Башаид 2, намењен управо решавању овог типа проблема и повећању поузданости рада система у посматраној регији. Као што је раније и напоменуто, величина преоптерећења није једини параметар који је посматран у поступку дефинисања угрожених елемената у преносној мрежи. Поред овога, као значајан је гледан и број сати у којима је неко преоптерећење примећено. У складу са овиме се на дијаграму приказаном на Слици 7.6 могу видети преоптерећења која су добијена за највећи број сати у 2034. години. Уз број сати поново стоји и вредност највећег преоптерећења тог елемента.



Слика 7.6: Најчешћа преоптерећења елемената при испадима – 2034. година.

Као и на дијаграму са Сlike 7.5, на коме су се могле видети највеће израчунате вредности преоптерећења елемената, и овде су се као критични елементи издвојили далеководи 110 kV између ТС Београд 20 и ТС Београд 1, што само додатно упућује на то да би у наредним плановима развоја требало размотрити убрзану реализацију пројекта решавања расплета далековода око ТС Београд 1. Поред тих далековода, примећује се да у великом броју сати долази и до преоптерећења далековода који повезују ТС Бор 2 са ПРП Велики Кривељ 2, при чему је то директна последица рударске потрошње коју је потребно напојити преко тог прикључног разводног постројења, док је на финалном месту један од два трансформатора 400/110 kV у ТС Панчево 2 у случајевима када долази до нерасположивости другог оваквог трансформатора, за шта је разлог пласман из обновљивих извора. Овиме је комплетирано разматрање анализа сигурности обављених за потребе овог Плана, са изузетком посебних анализа осетљивости, представљених, како је раније наведено, у оквиру Потпоглавља 7.8.



7.2. Напонске прилике у критичним режимима

Поред прорачуна токова снага и анализа сигурности система које су описане у претходном потпоглављу, на симулационим моделима за 2029. и 2034. годину су спроведене и анализе напонских прилика у критичним радним режимима. Како је већ поменуто у Поглављу 3 које се бавило представљањем тренутног стања преносног система и проблема који се у њему јављају, у преносном систему Србије често долази до појаве напона који леже изван опсега нормалног рада прописаног Правилима о раду преносног система, сходно чему је и донета одлука да се за потребе Плана развоја за обе анализиране године издвоје они сати у којима би се могли јавити напони који су или повишени, или снижени. Како би се ово реализовало, прво је било неопходно да се дефинише критеријум на основу ког би се неки радни режим могао прогласити критичним са аспекта напонских профила. Како су вредности напона на сабирницама директно повезане са токовима снага у систему и падовима напона до којих због тих токова долази, у овој вези је пронађен и одговор на претходно питање. Конкретно, као критичан режим са аспекта појаве снижених напона у систему је издвојен сат у коме је просечна процентуална вредност оптерећења елемената преносног система била највећа. Насупрот томе, као критичан сат са тачке гледишта јављања повишених напона у систему био је истакнут онај у којем је просечно процентуално оптерећење елемената мреже било најниже. Сати који су узети за сваку од разматране две године приказани су у Табели 7.1.

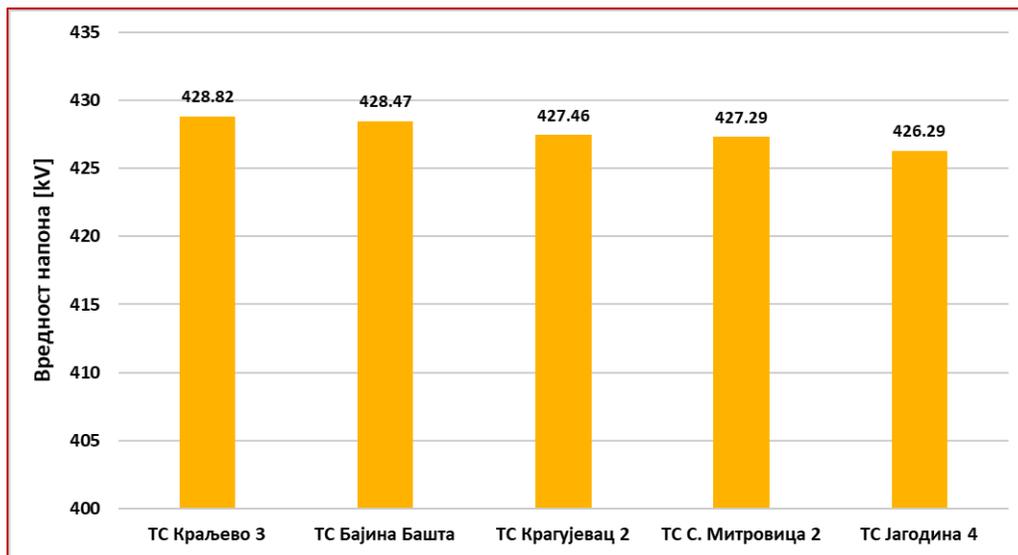
Табела 7.1: Критични сати са аспекта напонских прилика.

Посматрана година	Сат са највишим оптерећењем елемената	Сат са најнижим оптерећењем елемената
2029. година	3106. сат	2690. сат
2034. година	3106. сат	2642. сат

Као што се из ове табеле може видети, за 2029. и 2034. годину је максимално оптерећење елемената виђено за потпуно идентичан сат, то јест, за 3106. сат у симулираној години. За моделе који одговарају су потом спроведене анализе токова снага, где се пазило на то да ли се на неким сабирницама у систему јављају напони који леже испод доње границе опсега нормалног рада, дефинисаног Правилима о раду. Подсећања ради, граничне вредности у оквиру којих би напони на сабирницама требало да леже у нормалном раду система могу се видети у делу Поглавља 2 који објашњава критеријуме за планирање развоја. Након што су за сате са максималним просечним оптерећењима спроведени прорачуни токова снага, дошло се до тога да се ни за једну посматрану годину у том режиму не добијају напони који леже испод доње границе нормалног рада. Ово и није било неочекивано, јер су проблеми у читавом региону Југоисточне Европе примарно везани за повишене напоне у системима. Да би се критичне ситуације са тог аспекта симулирале, узети су модели који су одговарали 2690. сату у 2029. години, тј. 2642. сату у 2034. години. Модел за 2029. годину је надограђен тако што је у њега додат Панонски коридор за пренос електричне енергије. Иако је званични рок за завршетак свих секција тог коридора 2030. година, уважен је како се за 2029. годину не би добила слика о ситуацији у систему која би веома брзо након тога постала застарела.



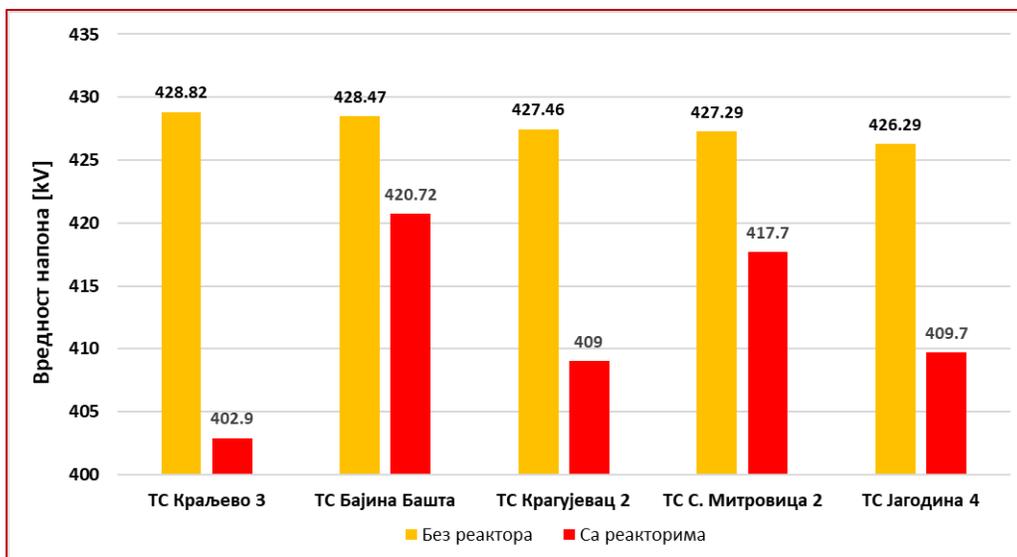
Уз то, треба нагласити и да су преносни односи на трансформаторима 400/110 kV и 220/110 kV били подешени тако да напони на 110 kV страни буду враћени у жељени опсег. Оваква симулација одговара стварном приступу који се користи у преносном систему да би се што више умањио утицај високих напона на конзум напојен преко дистрибутивних постројења. Добијене вредности напона су наведене у Прилогу 1.3 Плана развоја, где се најкритичнији напони у 400 kV мрежи израчунати за 2029. годину могу видети на дијаграму на Слици 7.7.



Слика 7.7: Критични високи напони у 400 kV мрежи – 2029. година.

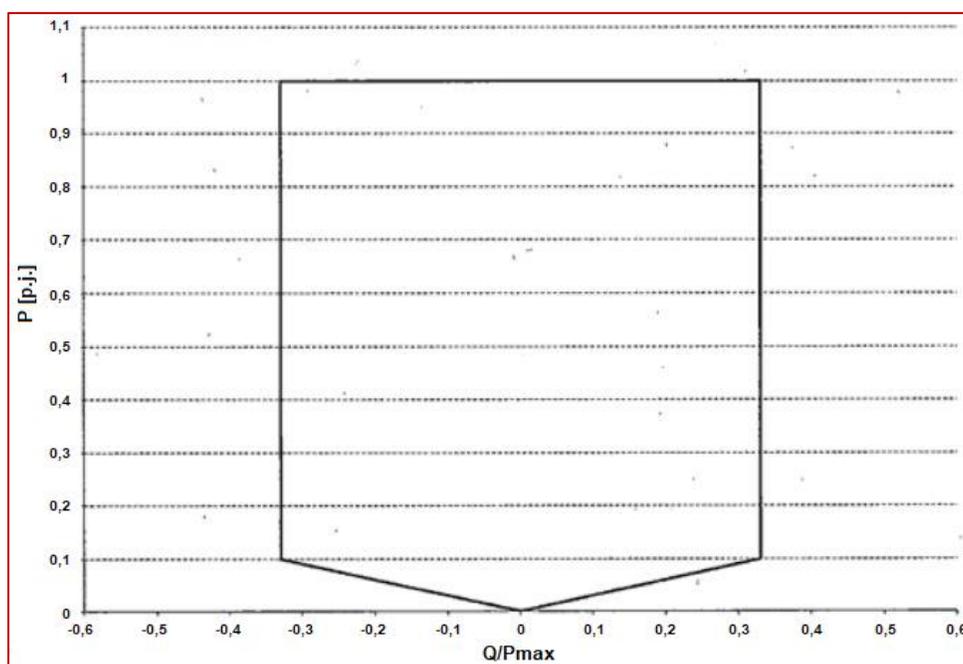
Као што се одавде може увидети, критични напони у 400 kV мрежи у посматраном режиму су дистрибуирани широм територије Србије, при чему значајан део заслуга за ово припада и новој инфраструктури која би требало да се нађе у погону пре 2029. године. Конкретно, у области између Панчева и Београда битна је реализација пројекта ВеоGrid 2025, док је за подручје западне Србије кључан завршетак изградње Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије. У радним режимима у којима су ови далеководи слабије оптерећени, на њима долази до генерисања реактивне енергије, те се и напони на њиховим крајевима подижу. Томе додатно доприноси и поменута улазна претпоставка по којој је симулациони модел за овај хоризонт надограђен Панонским коридором за пренос електричне енергије.

Поред тога, важно је рећи и да у моделу за 2029. годину, услед мањка грађевинске дозволе, у погону није ниједан планирани елеменат за регулацију напона (описи дати у Поглављима 8 и 9). Реактор у ТС Врање 4 и три реактора предложена студијом из Поглавља 8 уважени су при изради анализе осетљивости у којој су добијени резултати приказани на Слици 7.8. Пошто је једина разлика у моделу уважавање елемената за регулацију напона, поређењем добијених резултата се једноставно може стећи увид у ефекте које уградња тих елемената може имати на прилике у систему. Да би овај утицај био још јаснији, на овом дијаграму су жутом бојом и даље приказане вредности напона добијене у претходно описаној анализи, док је црвена боја усвојена за вредности напона преко 420 kV које су добијене у анализи осетљивости. Као што се може видети, повишени напон је овај пут виђен само у ТС Бајина Башта, а и ту је значајно мањи него пре уградње реактора. До ових проблема превасходно долази услед прекограничних утицаја, тј. увоза реактивне енергије из Босне и Херцеговине.



Слика 7.8: Критични високи напони у 400 kV мрежи – 2029. година (ан. осетљ.).

Важно је напоменути и да ниједан од уважених реактора није преоптерећен у посматраном радном режиму, што је појашњено у Прилогу 1.3. Наредна додатна анализа се односила на стање система које је било усвојено за првобитни прорачун, али измењено тако да је за све ветроелектране и соларне електране вештачки унесено да раде са 10% номиналне активне снаге, пошто је у иницијалном моделу значајан део њих био искључен. Износ од 10% снаге изабран је зато што, по Правилима за прикључење на преносни систем, обновљиви извори енергије при овој вредности активне снаге морају бити оспособљени да узимају реактивну снагу из мреже снагом која приближно одговара трећини њихове номиналне активне снаге. Захтевана карактеристика рада модула енергетског парка из Правила дата је на Слици 7.9.

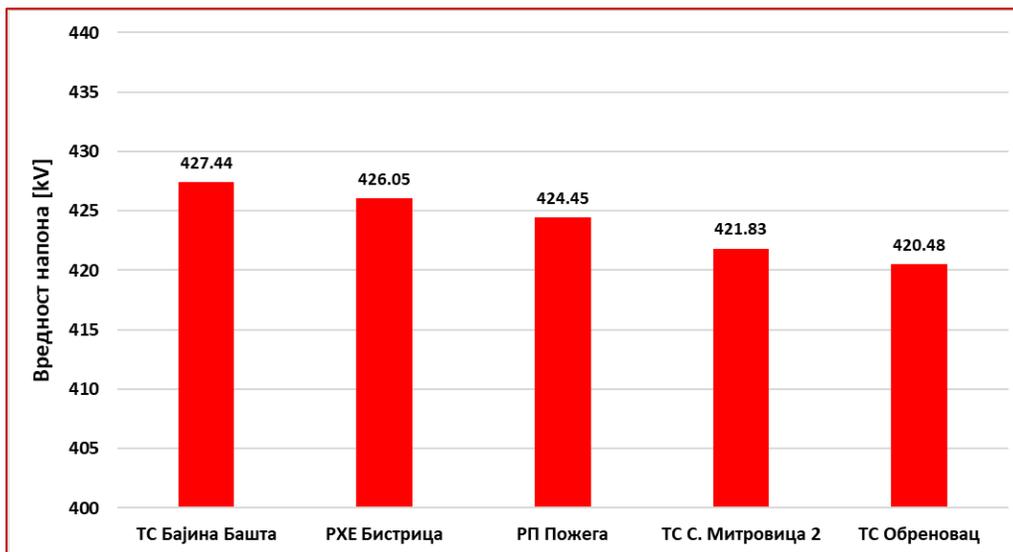


Слика 7.9: Захтев за предају и преузимање реактивне снаге модула енергетског парка.



Овај случај је зато искоришћен да илуструје то у којој би мери подршка обновљивих извора могла да помогне у регулацији напона у преносном систему. Наравно, било какви закључци извучени из ове анализе морају бити посматрани кроз призму тога што су у моделима били уважени капацитети обновљивих извора наведени у Поглављу 5. Сходно овоме, уколико би капацитети који заправо уђу у погон били мањи од овде коришћених, мањи би био и утицај који би те електране могле да имају на прилике у систему. Када је на тако креираном случају обављена анализа, нису примећени икакви проблеми везани за повишене напоне у мрежи, што додатно може посведочити о мери у којој би обновљиви извори, у случају да се њихова експлоатација одвија на адекватан начин, могли помоћи у решавању проблема у систему.

Након што је за 2029. годину спроведен како основни прорачун, тако и две описане анализе осетљивости, могло се прећи на анализе за други временски хоризонт од интереса, то јест, на 2034. годину. Основна разлика у односу на ситуацију која је симулирана за 2029. годину је, осим топологије која је уважавала далеко више пројеката, било и то што су у 2034. години већ у базном случају у погону била сва четири предложена елемента за регулацију напона. Такође, модел који је коришћен за ову анализу био је готово идентичан оном који је узиман приликом вршења прорачуна токова снага за посматрани сат. Највећа разлика било је то што су, као и за 2029. годину, преносни односи на трансформаторима 400/110 kV и 220/110 kV били намештени тако да напони на 110 kV сабирницама буду враћени у жељени опсег. Комплетан извештај у коме су дати повишени напони у 400 kV мрежи за овај радни режим представљен је у Прилогу 1.3, а најкритичнији резултати из њега су дати и на Слици 7.10.

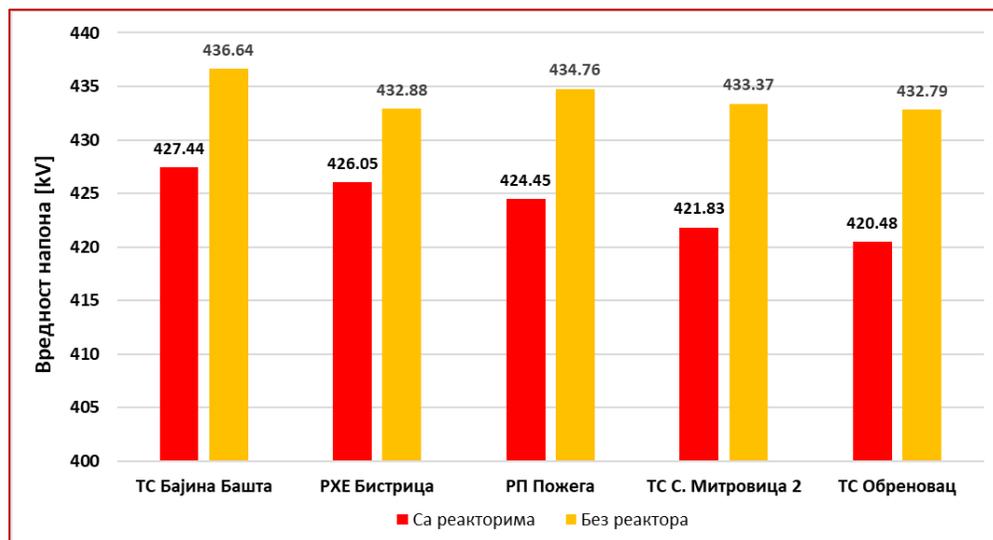


Слика 7.10: Критични високи напони у 400 kV мрежи – 2034. година.

Упоредном анализом Слике 7.10 и одговарајућих стубића са Слике 7.8 веома лако се може установити у којој би мери ситуација у 2034. години неповољнија у поређењу са ситуацијом у 2029. години у којој се исти реактори налазе у погону, при чему је, примера ради, добијени напон у ТС Бајина Башта већи за готово 7 kV. Треба нагласити да је и овај пут добијено да ниједан од реактора не би био преоптерећен у посматраном радном режиму. Што се тиче погоршања ситуације у мрежи у односу на 2029. годину, до њега превасходно долази због нове 400 kV инфраструктуре чији се улазак у погон очекује између ових пресечних година.



Слично као што је за 2029. годину анализа осетљивости рађена тако што су на формирану модел додати реактори у дефинисаним тачкама, за 2034. годину је донета одлука да се ова анализа спроведе тако што би се ти реактори искључили из модела, а потом би се поновио идентичан прорачун. Како је то једина измена у моделу, ова анализа има потпуно исти циљ као и она која је урађена за 2029. годину, а то је да илуструје ефекте уградње пригушница на побољшање прилика у преносном систему. Резултати који су добијени на овај начин се могу видети на дијаграму на Слици 7.11, на коме су црвени стубићи искоришћени за приказ напона за случај са реакторима у погону, а жути стубићи за случај у коме тих реактора нема.



Слика 7.11: Високи напони у 400 kV мрежи (ан. осетљ.) – 2034. година.

Само са овог дијаграма се веома лако може видети колико би стање у систему било лошије у случају у коме се планирани реактори не би налазили у погону, где би напони у критичним тачкама система (примера ради, ТС Бајина Башта, ново РП Пожега и будуће постројење за прикључење РХЕ Бистрица на преносни систем) превазилазили не само 420, већ и 430 kV. Ефекти употребе ових елемената постају још јаснији ако се погледају и детаљни резултати, дати у табеларној форми у Прилогу 1.3 овог Плана развоја. У истом прилогу се могу видети и резултати још једне анализе осетљивости, урађене на моделима за 2034. годину у којима се, осим четири већ поменута реактора, у погону налазе још три реактора која су у Студији регулације напона (описаној у Поглављу 8) виђена као пројекти другог приоритета. Ова три реактора, снаге од по 250 Mvar, уградила би се у ТС Београд 8, ТС Београд 50 и ТС Ниш 2. Добијени резултати указују на то да би се, након уградње ова три елемента, проблеми у вези са напонским приликама у 400 kV мрежи свели на мала прекорачења горње границе опсега нормалног рада у западној Србији. Наиме, ти проблеми су примећени искључиво у ТС Бајина Башта и РХЕ Бистрица, при чему напон ни у једном од ових постројења није био већи од 423 kV. Из свега што је наведено у овом потпоглављу могуће је закључити колико је важно благовремено реаговати и планирати одговарајуће мере помоћу којих би се износи напона у систему могли свести у жељени опсег. Овиме би се могле избећи последице које су преваходно везане за повећану вероватноћу настанка кварова и хаварија, те за штету до које би кварови могли довести. У циљу очувања поузданости рада система, потребно је искористити све ресурсе на располагању, што и јесте план ЕМС а.д. за наступајући период.



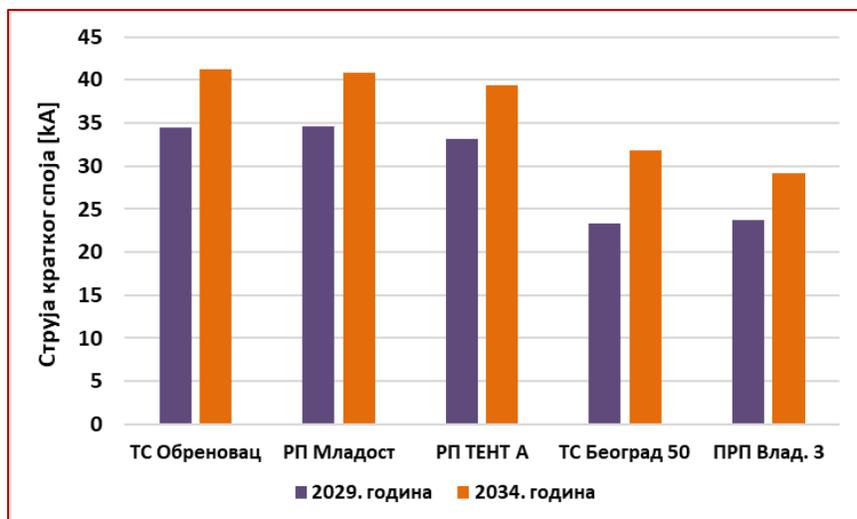
7.3. Резултати прорачуна струја кратких спојева

У склопу израде Плана развоја, прорачуни максималних струја кратких спојева спроведени су за изабране временске хоризонте од интереса – 2029. и 2034. годину. У овим годинама, прорачуни максималних струја кратких спојева су рађени на моделима који су креирани за ове потребе. Наиме, да би се добиле максималне струје кратких спојева, било је потребно да се у моделима уваже одговарајуће претпоставке. Конкретно, ови модели репрезентују радни режим у ком је снага потрошње у систему највећа, то јест, режим зимског максимума потрошње у ком су сви генератори су у погону. У сврхе вршења ових анализа на адекватан начин, било је, уз одабир режима, потребно усвојити и следећи скуп улазних претпоставки:

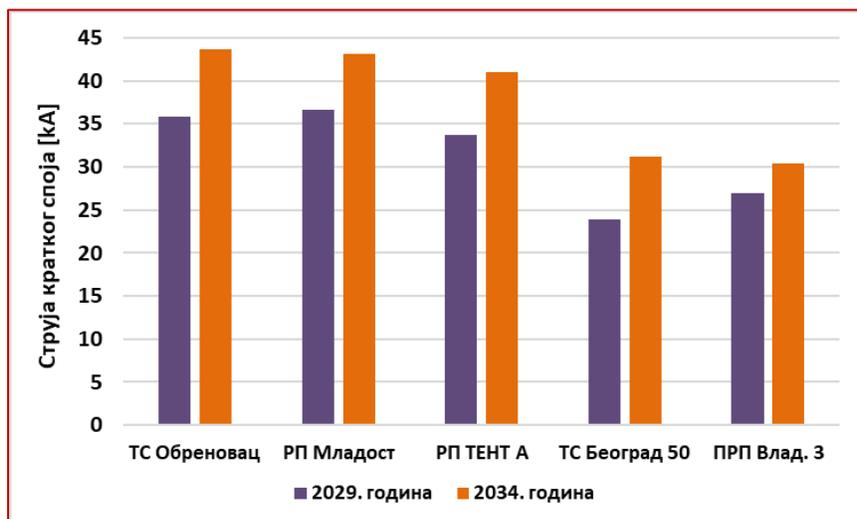
- прорачун максималних струја кратког споја је спроведен у складу са стандардом IEC 60909, где је усвојена вредност напонског фактора једнака 1,1;
- укључени су сви интерконективни далеководи који су укључени и у моделима који су коришћени за потребе прорачуна токова снага;
- сви генератори у систему су у погону;
- сабирнице у свим постројењима у симулационим моделима су учворене како би се добило што критичније стање са аспекта јачине струје кратких спојева, са изузетком сабирница у постројењима у којима није могуће трајно учворавање;
- сабирнице различитих постројења $X/110\text{ kV}$ нису спојене преко кабловске мреже (ту X одговара или вредности од 400 kV , или вредности од 220 kV).

Као што је и речено, прорачуни максималних струја кратких спојева урађени су у складу са ажурираним IEC стандардом, где су поштоване и одредбе Правила о раду преносног система. За потребе ових прорачуна је, као и за потребе анализа токова снага и напонских профила, коришћен софтверски пакет PSS/E. Иначе, за потребе анализе су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења у преносном систему Србије. Приказ резултата максималних струја кратких спојева у систему дат је у Прилогу 1.4 Плана развоја.

Што се тиче графичке репрезентације добијених резултата, на Слици 7.12 се могу видети највеће вредности струја кратких спојева које су добијене за 400 kV мрежу Србије. Овде је горњи део слике (означен са (а)) искоришћен за приказивање струја добијених за трополне кратке спојеве, док се на доњем делу исте слике (обележеном са (б)) могу видети добијене вредности струја једнополних кратких спојева. Треба истаћи да су за сортирање узете оне вредности струја које су добијене на моделима за 2034. годину. Слично као и у претходном Плану развоја, највеће струје трополних кратких спојева у 400 kV мрежи су добијене за ТС Обреновац, РП Младост и постројења уз термоелектране Никола Тесла А и Б. Ово се може приписати како најављеном повећању инсталисане снаге ТЕНТ А, тако и завршетку градње треће секције Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије. Велике вредности ове струје добијене су и за сабирнице ТС Београд 50, при чему разлог за ово треба тражити у изградњи нових коридора који укључују ово постројење (овде се мисли на двосистемске далеководе којима ће ова трансформаторска станица бити повезана са РП Чибук 1 и са ТС Сремска Митровица 2). Доста слични закључци могу бити изведени и за једнополне кратке спојеве на сабирницама у 400 kV мрежи Србије, где се поново као критична постројења са аспекта величине струје могу истаћи ТС Обреновац, РП Младост и постројење уз ТЕНТ А.



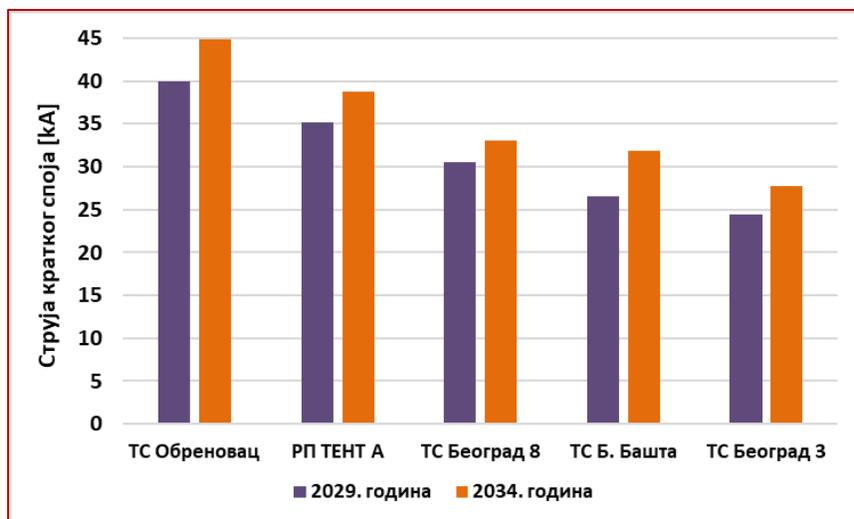
а)



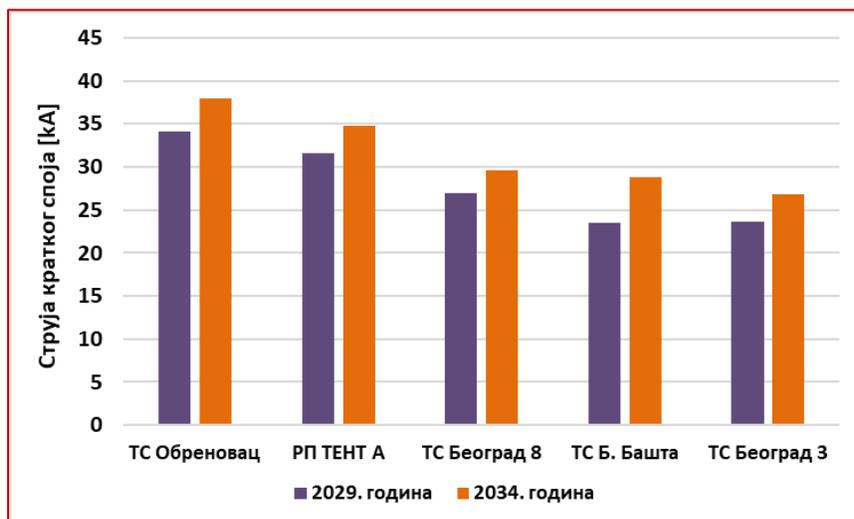
б)

Слика 7.12: Струје трополног (а) и једнополног (б) кратког споја у 400 kV мрежи.

Слично начину на који су на претходном дијаграму приказане струје у 400 kV мрежи, Слика 7.13 пружа увид у израчунате вредности струја трополних и једнополних кратких спојева у мрежи нивоа 220 kV. Највећи износи струја кратких спојева су овај пут уочене за сабирнице у ТС Обреновац, ТЕНТ А и ТС Београд 8. Као што се може приметити са датог дијаграма и из Табеле у Прилогу 1.4, између 2029. и 2034. године долази до незанемарљивог повећања вредности струја, при чему се оваква констатација односи и на симулације трополних и на симулације једнополних кратких спојева. Примера ради, раст струја у ТС Обреновац и у ТС Бајина Башта узрокован је ефектима завршетка треће секције Трансбалканског коридора и целог Централно-балканског коридора, при чему се ово пре свега односи на двосистемски далековод између РП Пожега и Вардишта. Као што се може увидети, локације на којима су ове струје виђене у великој мери одговарају онима које су биле критичне и у 400 kV мрежи, те је јасно да се могу издвојити региони на које треба обратити пажњу у наредном периоду.



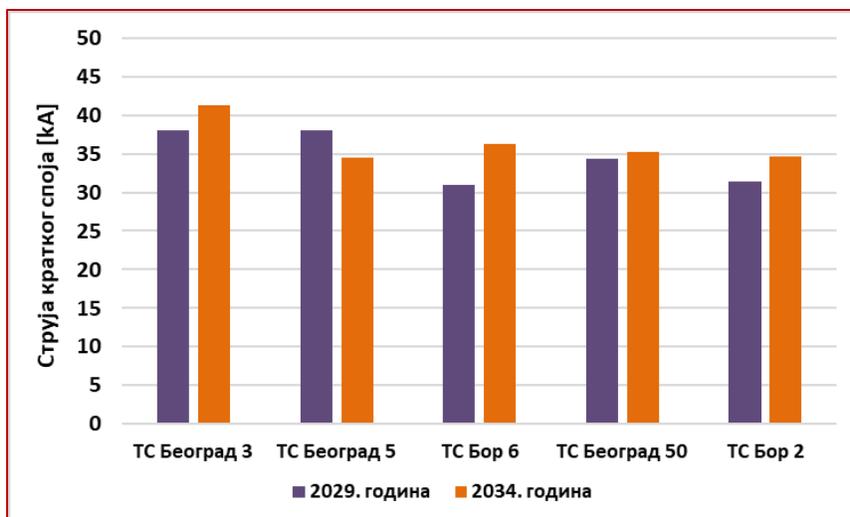
а)



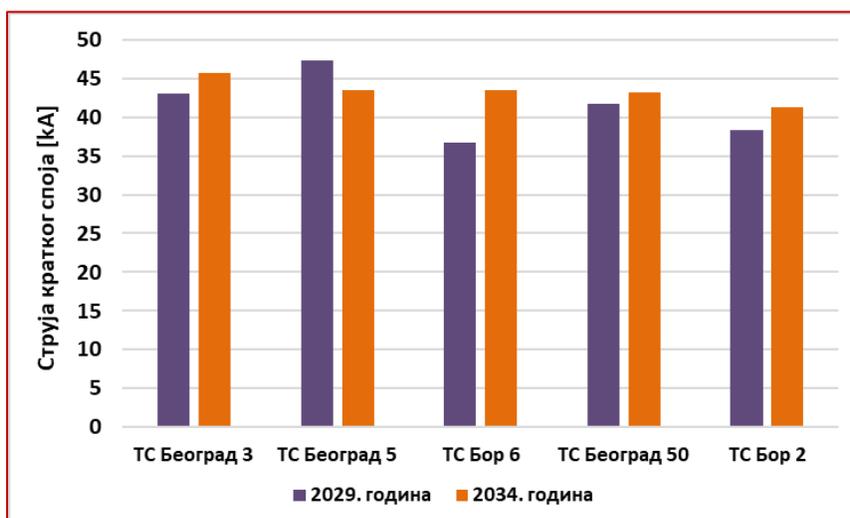
б)

Слика 7.13: Струје трополног (а) и једнополног (б) кратког споја у 220 kV мрежи.

На крају ове анализе, треба се осврнути и на највеће израчунате вредности струја кратких спојева у 110 kV мрежи. Ове струје се могу видети на дијаграмима на Слици 7.14, при чему је горњи дијаграм поново посвећен струјама трополних кратких спојева, а доњи дијаграм је намењен за приказивање струја једнополних кратких спојева. Као што се може видети, за овај напонски ниво су највеће струје кратких спојева добијене за подручје Београда, где су посебно критичне 110 kV сабирнице у постројењима 400/110 kV (као што је ТС Београд 50) и 220/110 kV (као што су ТС Београд 5 и ТС Београд 3). Слично као што је речено за 220 kV напонски ниво, и овај пут је у већини постројења приметан тренд раста струја између 2029. и 2034. године, при чему је изузетак од овог правила ТС Београд 5. Примера ради, једна од значајних промена у мрежи која се очекује између ове две године од интереса је то што се сагледава улазак у погон Панонског коридора за пренос електричне енергије, при чему би овде од израженог значаја била секција између ТС Београд 50 и ТС Сремска Митровица 2.



а)



б)

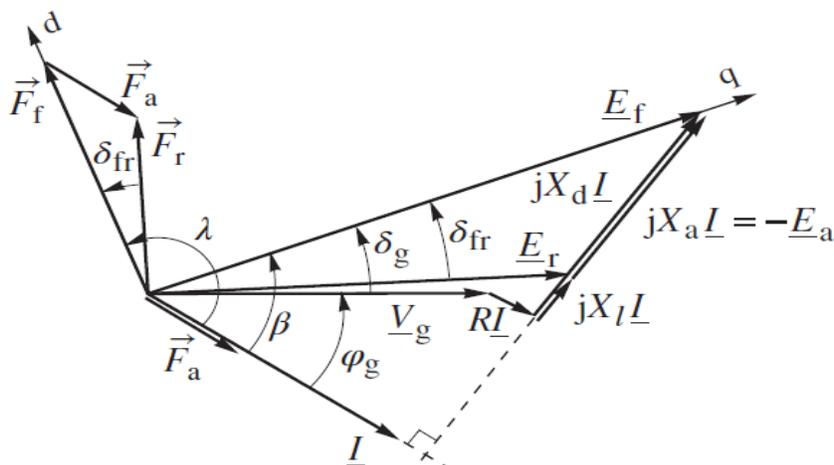
Слика 7.14: Струје трополног (а) и једнополног (б) кратког споја у 110 кV мрежи.

Приказани прорачуни представљају саставни део планског процеса и, као такви, имају ролу да сигнализирају у којим постројењима би, при критичном уклопном стању, могло доћи до проблема, те би требало размотрити и благовремену замену угрожене опреме. Уколико се ти проблеми примете у постројењима која су у власништву ЕМС а.д., замена опреме би се могла планирати кроз редовно одржавање или кроз реконструкције виђене у одговарајућем обиму. Са друге стране, ако се ови проблеми примете у постројењима у поседу корисника преносног система, решавању истих треба приступити хармонизовано са тачака гледишта оператора преносног система и тих корисника. Осим прорачуна максималних струја кратких спојева, за потребе овог Плана развоја су урађени и прорачуни минималних струја кратких спојева. У сврхе тих прорачуна је било потребно креирати одговарајуће моделе и усвојити другачији сет улазних претпоставки од оног наведеног на почетку овог потпоглавља, где се детаљи о моделима и о резултатима добијеним овим анализама могу видети у Прилогу 1.5.

7.4. Резултати анализа транзијентне стабилности

Сходно Правилима о раду преносног система, ЕМС а.д. је дужан да када се за тиме укаже потреба, а најмање једном у четири године, изради анализу стабилности рада преносног система, те да исту укључи у План развоја преносног система. Претходни пут је овакав тип анализе обављен за потребе Плана развоја преносног система за период од 2019. до 2028. године. У том плану је транзијентна стабилност испитана одређивањем критичног времена искључења квара и поређењем истог са минималним критичним временом, дефинисаним у тада актуелној верзији Правила о раду преносног система. У том Плану је израчунавано време искључења квара за сваки генератор у електроенергетском систему Србије (према стању система које се тада предвиђало на основу доступних информација). Поред овога, у том Плану развоја се могу наћи и детаљни прорачуни за три највеће генераторске јединице у систему Србије – ТЕНТ А4, ТЕНТ Б1 и ТЕ Костолац Б3. Према резултатима тих анализа, у мрежи Србије нису констатовани никакви проблеми у вези са транзијентном стабилношћу.

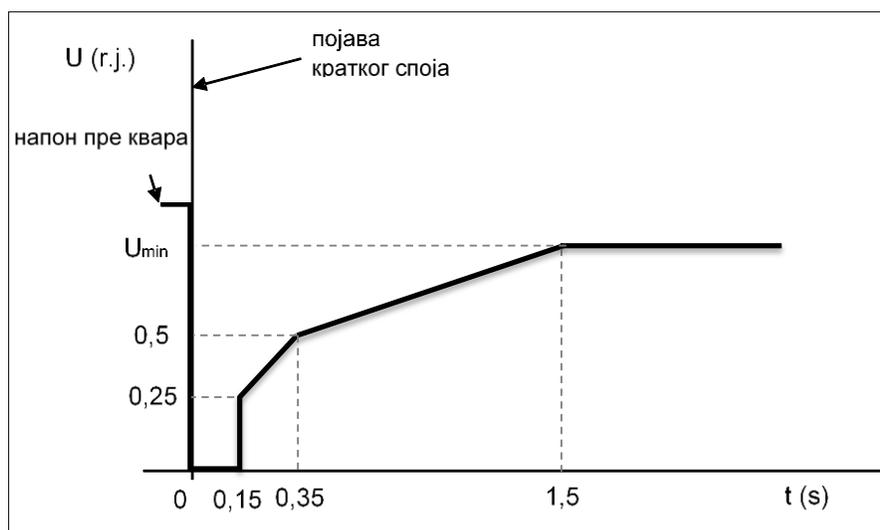
Ово, наравно, не значи да за објекте за које је Студија прикључења израђена у претходних шест година није испитиван овај вид стабилности. Конкретно, за оне производне објекте из Поглавља 9 за које је Студија прикључења рађена према старом регулаторном оквиру, овај тип анализа је рађен кроз другу фазу Студије прикључења објекта на преносни систем. Са друге стране, за објекте за које се Студија прикључења израђује према новом регулаторном оквиру, ово ће бити рађено кроз симулациону проверу испуњености услова за прикључење. У циљу што лакшег разумевања резултата добијених обављеним анализама транзијентне стабилности, у наставку је, на Слици 7.15, дат фазорски дијаграм синхроног генератора.



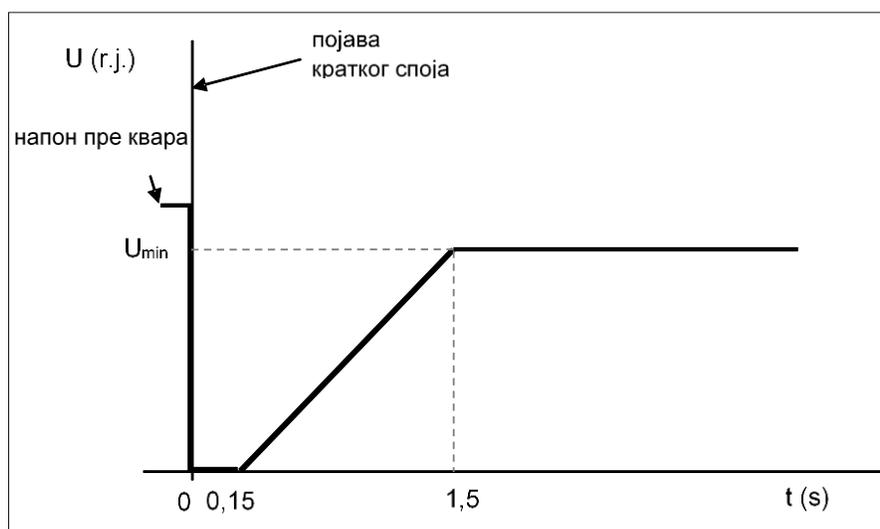
Слика 7.15: Фазорски дијаграм синхроног генератора.

Приликом испитивања стабилности у сврхе израде овог Плана развоја преносног система Републике Србије, спроведена је анализа стабилности угла ротора на велике поремећаје. По дефиницији, транзијентна стабилност јесте способност електроенергетског система да одржи синхронизам генератора након великог поремећаја. Синхрони генератори у систему имају исту фреквенцију и одржавају фиксне фазне разлике међусобно и у односу на мрежу. Предметне фазне разлике се одређују углом ротора δ (δ_g на Слици 7.15), који представља угао између вектора ЕМС (електромоторне силе) синхроне машине и референтног система.

Транзијентна стабилност представља један од најважнијих аспеката стабилности читавог система, јер се тиче његовог понашања у првим секундама након великог поремећаја. Ове године, транзијентна стабилност је испитивана прорачуном критичног времена искључења квара и поређењем са минималним критичним временом, дефинисаним тренутно важећим Правилима за прикључење објеката на преносни систем. Критично време искључења квара (енг. *Critical clearing time - CrCT*) представља максимално време трајања квара након чијег отклањања електроенергетски систем остаје у потпуно стабилном радном режиму. У делу важећих Правила за прикључење објеката на преносни систем који се бави тим проблемом, раздвојени су захтеви постављени за синхроне генераторе (на Слици 7.16) и за енергетске паркове (на Слици 7.17). Заједничко за оба захтева је максимално време трајања квара при пропаду напона на 0 V, једнако 150 ms, за које предметне јединице морају остати у погону.



Слика 7.16: Захтев из Правила за прикључење – минимални радни напони за које синхрони производни модули остају у погону при кваровима.



Слика 7.17: Захтев из Правила за прикључење – минимални радни напони за које енергетски паркови остају у погону при кваровима.



У случају пропада напона у преносној мрежи услед појаве симетричних и несиметричних кварова, синхрони производни модул мора остати у погону без испада са преносне мреже за област изнад линије на Слици 7.16. U_{\min} је минимални радни напон за који овај синхрони производни модул (генераторска јединица) остаје у погону трајно, без испада са преносне мреже, у складу са тачком 5.8.2.1. Правила за прикључење објеката на преносни систем. У случају пропада напона у преносној мрежи узрокованих симетричним или несиметричним кваровима, модул енергетског парка остаје у погону без испада са преносне мреже за целу област изнад линије на Слици 7.17. U_{\min} ту представља минимални радни напон од 0.85 р.ј.

На основу свега набројаног може се закључити да електроенергетски систем мора остати стабилан након појаве металног кратког споја (какав је симулиран у овој анализи) у трајању од максимално 150 ms. Сходно овоме, ова вредност се и усваја као референтна у поступку рачунања критичног времена искључења квара. Поређењем добијеног критичног времена искључења квара и референтног времена из Правила за прикључење може се стећи слика о резерви стабилности система за анализирано стање (ангажовање генератора, топологија мреже, ниво конзума). Анализа стабилности је урађена на перспективном моделу за 2029. годину, и то за карактеристични радни режим летњег минимума. У сврхе подсећања треба напоменути да је начин на који се креирају карактеристични модели, барем из перспективе снаге ангажовања обновљивих извора енергије, дефинисан Правилима о раду преносног система. У овим правилима је назначено да у карактеристичном моделу којим се симулира радни режим летњег минимума потрошње снага којом ветроелектране раде мора износити 85% њихове инсталисане снаге, док снага којом раде соларне електране мора бити једнака 70% њихове инсталисане снаге. Сходно наведеном захтеву, као и одговарајућим тржишним симулацијама и оперативним искуствима по питању тога које термогенераторске јединице морају остати у погону због потребе за обезбеђивањем стабилности система, дефинисане су снаге ангажовања различитих типова електрана у овом моделу, наведене у Табели 7.2.

Табела 7.2: Ангажовања електрана у режиму летњег минимума – 2029. година.

Тип електране	Снага ангажовања [MW]
Термоелектране на лигнит	1900
Термоелектране на гас	188
Хидроелектране (без РХЕ)	864
Реверзибилне хидроелектране	-560
Ветроелектране	5238
Соларне електране	3398
Остале електране	30,24

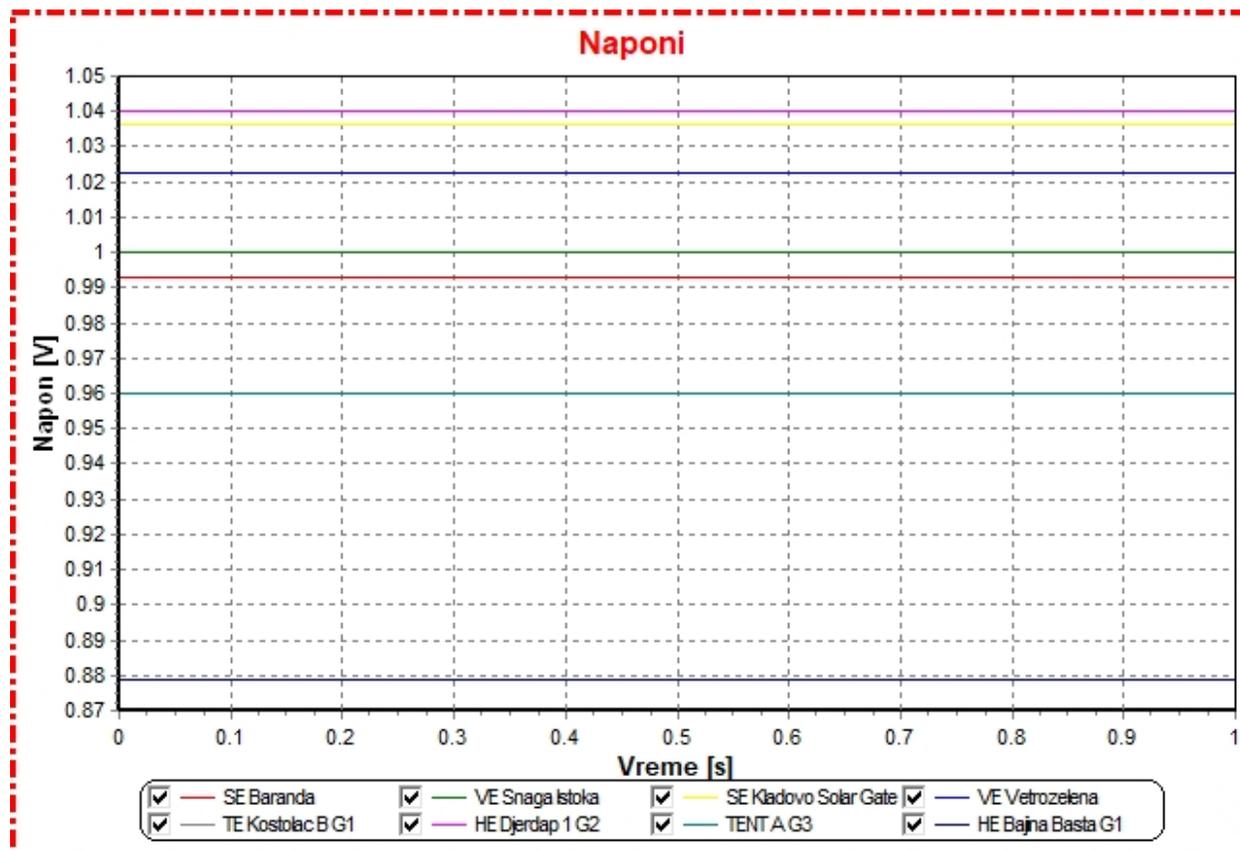


Комплетан допринос термоелектрана на гас је у овом моделу долазио из капацитета ТЕТО Панчево, док је снага рада термоелектрана на лигнит била подељена на четири електране. Снаге и број јединица у погону у свакој од укључених електрана наведене су у Табели 7.3.

Табела 7.3: Ангажовања термоелектрана у режиму летњег минимума – 2029. година.

Назив електране	Снага ангажовања [MW]	Број јединица у погону
ТЕНТ А	790	3 (Г3, Г4 и Г6)
ТЕНТ Б	550	1 (Г2)
ТЕ Костолац Б	500	2 (Г1 и Г2)
ТЕ Костолац А	160	1 (Г2)

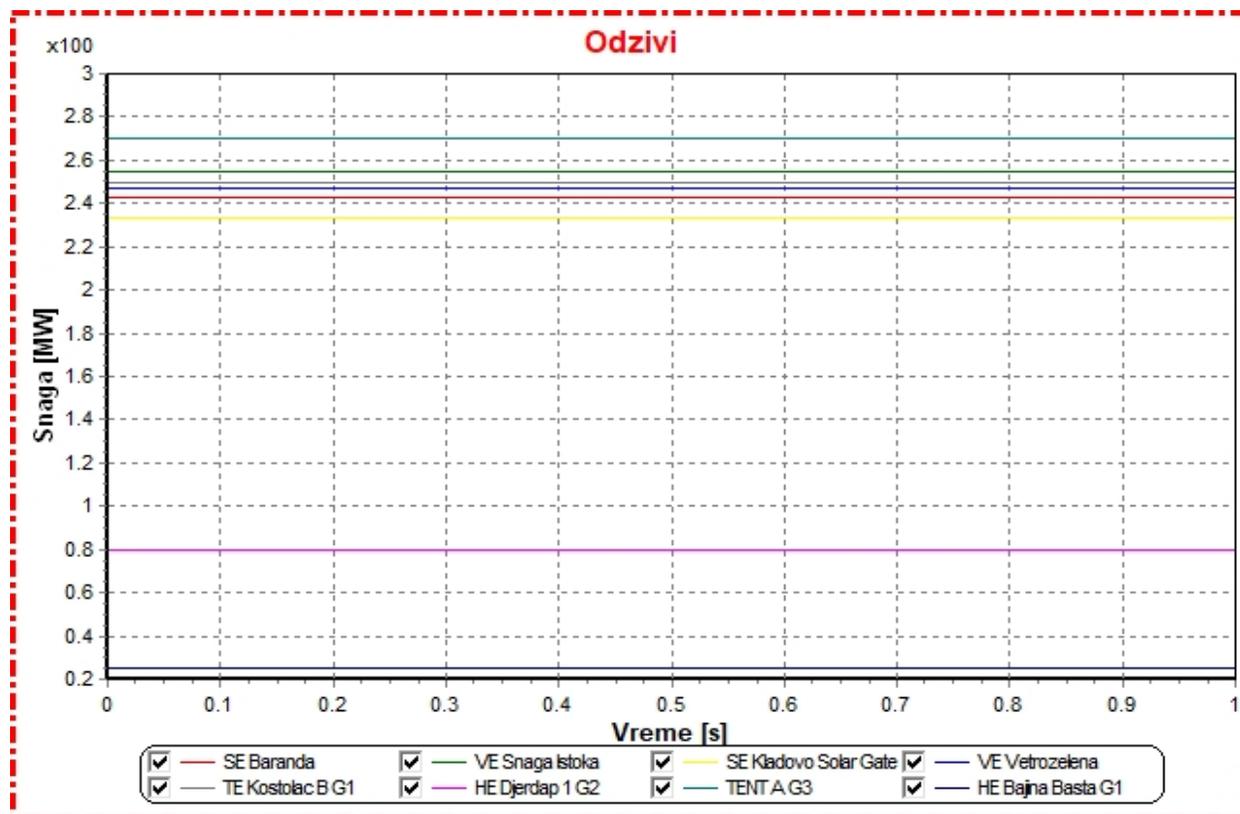
Пре вршења икаквих симулација, неопходно је било потврдити „раван“ одзив посматраних производних јединица за случај без поремећаја у систему. На Слици 7.18 је приказан напон на генераторским сабирницама у систему (креирана селекција, у сврхе репрезентивности, укључује ТЕ, ХЕ, ВЕ и СЕ) без поремећаја за посматрани карактеристични радни режим.



Слика 7.18: Одзив генераторских јединица – напон на генераторским сабирницама, у систему без поремећаја, за режим летњег минимума 2029. године.



Као што се може видети, напонски одзив генератора био је стабилан. Након приказа одзива напона, на Слици 7.19 је дат дијаграм одзива који представљају ангажовања производних јединица за случај без поремећаја у систему, у режиму летњег минимума за 2029. годину.



Слика 7.19: Одзив генераторских јединица – активна снага инјектирања на генераторским сабирницама, у систему без поремећаја, за режим летњег минимума 2029. године.

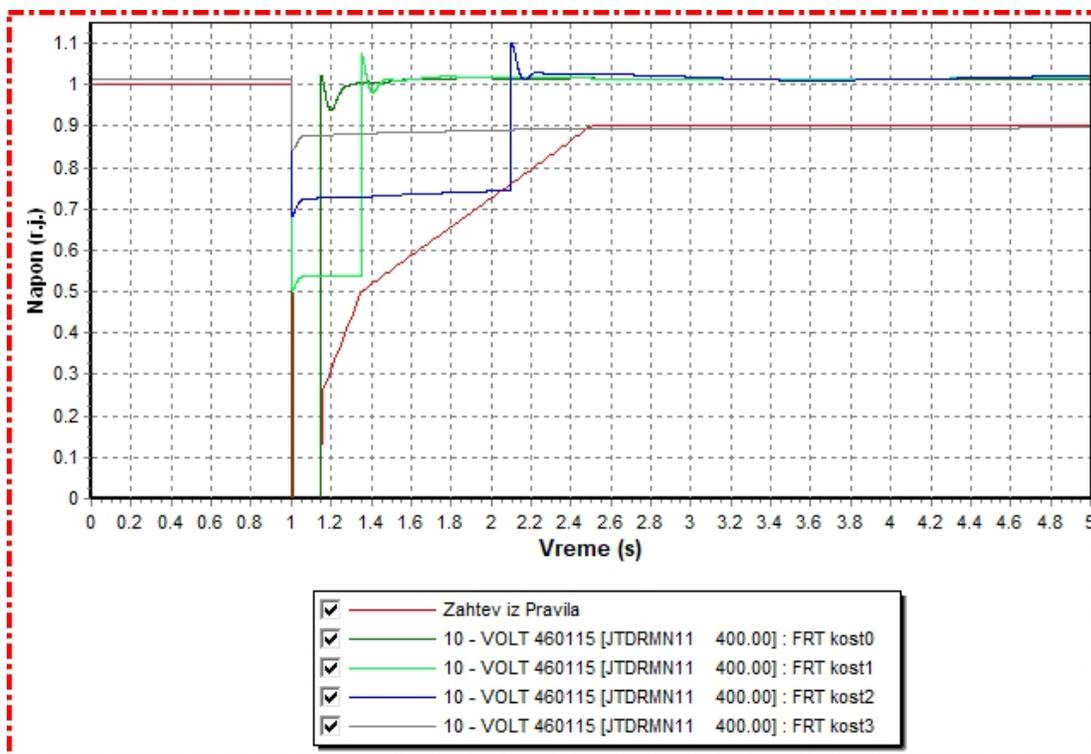
Критично време искључење квара зависи и од броја генератора који су у погону, активне и реактивне снаге генерисања, напонских прилика пре појаве квара, оптерећења далековода на којима су симулирани кварови пре појаве квара и преосталих почетних услова. Због свих наведених разлога, критично време искључења квара треба посматрати као оријентациону величину, јер оно може да варира променом поменутог почетног стања. При изради Плана развоја није рађено никакво испитивање како би промена почетног стања могла утицати на вредност критичног времена искључења, нити је анализа вршена за најкритичније почетно стање пре појаве квара, јер би оваква анализа по обиму превазишла оквире Плана развоја. Почетно стање за потребе ове анализе подразумевало је прогнозиране нивое потрошње за перспективну годину за коју је рађен прорачун и, у складу са тим, ангажовање планираних и постојећих генераторских јединица, сходно вредностима које су приказане у Табели 7.2. Након спровођења анализа, добијена су критична времена искључења кварова за селекцију тачака у систему, при чему је одабир тачака за које ће се израчунавати износ овог показатеља обављен искуствено, на основу карактеристика и топологије саме мреже, уз обраћање пажње и на географску дистрибуираност истих по читавој територији Србије (без АП КиМ). Вредности критичних времена отклањања кварова које су добијене на такав начин могу се видети у Табели 7.4, у којој је дат и номинални напон сваке од ових тачака.



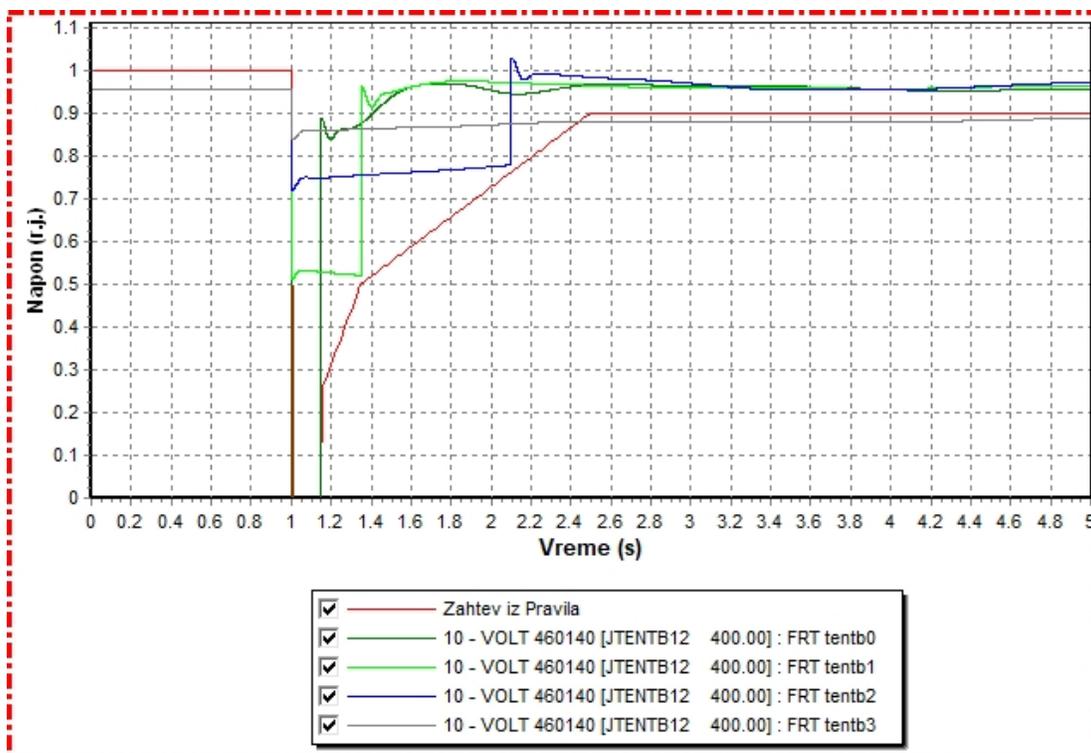
Табела 7.4: Критична времена искључења квара у мрежи.

Назив постројења	Номинални напон [kV]	Критично време искључења [ms]
ТС Београд 8	400	300
ТС Бор 2	400	300
РП Ђердап 1	400	150
ТС Јагодина 4	400	>1000
ТС Лесковац 2	400	500
ТС Ниш 2	400	300
ТС Нови Сад 3	400	800
ТС Панчево 2	400	300
ТС Суботица 3	400	>1000
РП Дрмно	400	270
РП ТЕНТ Б	400	280
ТС Београд 50	400	400
ТС Бор 6	400	300
ТС Ваљево 3	220	>1000
ТС Зрењанин 2	220	>1000
ПРП Ковин 2	400	300
ПРП Димитровград 2	400	>1000
ПРП Ражањ	400	>1000

Као што се може закључити из ове табеле, за већину посматраних тачака је добијено време искључења квара веће од граничне вредности дате у Правилима за прикључење објеката на преносни систем, тј. од вредности од 150 ms. Једини објекат за који је добијено критично време искључења квара једнако тој граничној вредности јесте РП Ђердап 1. Такође се мора напоменути и то да је код оних тачака за које је критично време искључења квара дато као веће од 1000 ms, то учињено само због тога што је дужина трајања симулације била једнака једној секунди. По представљеним резултатима, у систему Србије нису виђени проблеми везани за транзијентну стабилност, али само постојање граничног случаја на РП Ђердап 1 указује на то да ће овој теми и убудуће бити потребно приступати веома детаљно да би се овакви проблеми и даље избегавали. Овоме ће свакако допринети и то што се прорачуни у оквиру Плана развоја преносног система сада обављају за сваки сат у некој години, што оставља простор за унапређење анализе стабилности у некој од наредних верзија. Изнете закључке о стабилности система потврђују и поређења карактеристика напона ТЕ Костолац Б1 и ТЕНТ Б2 са захтевима из Правила за прикључење објеката на преносни систем. Ова поређења су, у форми посебно креираних дијаграма, представљена на Сликама 7.20 и 7.21.



Слика 7.20: Поређење карактеристике напона ТЕ Костолац Б1 са захтевом из Правила за прикључење синхронног производног модула.



Слика 7.21: Поређење карактеристике напона ТЕНТ Б2 са захтевом из Правила за прикључење синхронног производног модула.



7.5. Анализа адекватности са аспекта потреба потрошње

Према Закону о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије, План развоја преносног система мора садржати и анализу адекватности која би, између осталог, требало да укаже на добијене вредности показатеља адекватности производног система са аспекта задовољења потреба потрошача. Овакав вид адекватности указује на постојање довољног нивоа ресурса (генераторских јединица или прекограничних капацитета, примера ради) за снабдевање потрошача електричном енергијом. Притом се мора пазити и на то да захтеви рада система са оперативне стране (као што су потребе за резервом) буду испуњени. Како би се овакав тип адекватности могао оценити на одговарајући начин, користе се индикатори адекватности. Пробабилистички индикатори коришћени у овом Плану развоја су следећи:

- EENS (енг. *Expected Energy Not Supplied*) [MWh/год] – овај индикатор представља ниво електричне енергије која се на годишњем нивоу не испоручи потрошачима због појаве потрошње која превазилази суму расположиве производње и расположивог увоза у одређеном периоду током године. Код анализа адекватности производних ресурса се гледа већи број могућих варијанти расположивости термоелектрана (1), климатских ситуација (2) и хидрологија (3). Због тога се индикатор EENS израчунава као просечан годишњи ниво неиспоручене електричне енергије за све анализирани комбинације, којих има $N = (1) \cdot (2) \cdot (3)$. То је илустровано изразом (7.1), датим испод:

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N EENS_i \quad (7.1)$$

- LOLE (енг. *Loss Of Load Expectation*) [h/год] – овај индикатор представља број сати у току године када се бележи неиспоручена електрична енергија. Овај индикатор не мери тежину угрожености нивоа сигурности снабдевања (у виду нивоа неиспоручене енергије), већ само број сати појаве. Као и EENS, и LOLE се одређује као просечан годишњи број сати са неиспорученом енергијом за анализирани број комбинација:

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N LOLE_i \quad (7.2)$$

Типично се управо LOLE индикатор користи за дефинисање горње границе ризика која се, са тачке гледишта покривања укупне потрошње, може сматрати прихватљивом. У земљама које су чланице ENTSO-Е асоцијације се као прихватљива горња граница овог индикатора типично узима вредност од између 3 и 8 часова годишње. У циљу развоја методологије за израду анализе адекватности Републике Србије са аспекта задовољења потреба конзума, као основа је узета методологија коју ENTSO-Е користи приликом израде Европске анализе адекватности ресурса (ERA – *European Resource Adequacy Assessment*). Окавак приступ за израду анализе адекватности ресурса за задовољење потреба потрошње се заснива на поређењу нивоа производње и потрошње у европској интерконекцији уз помоћ симулирања рада тржишта електричне енергије на сатној резолуцији током целе године. Анализирају се временски хоризонти од интереса, а уважавају се како предвиђене варијације производње и потрошње, тако и планови развоја прекограничних капацитета у посматраним регионима.



Такође, поред горенаведених основних података, симулације узимају у обзир и стохастичке непознанице које могу утицати на сигурност напајања, међу којима се, на пример, налазе:

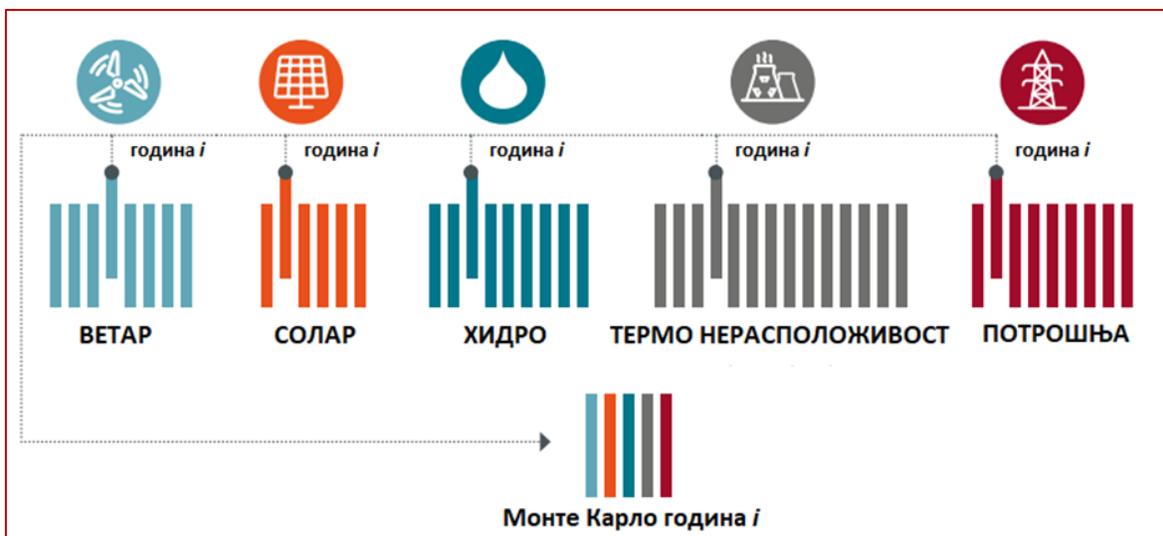
- варијације потрошње у зависности од спољашње температуре;
- варијације производње из ветроелектрана и соларних електрана;
- непланирани испади јединица у термоелектранама и HVDC (енг. *High Voltage Direct Current*) веза између моделованих држава;
- ремонти производних јединица у термоелектранама;
- хидролошки и климатски услови.

Може се приметити да се ова анализа не би могла обавити уколико би се посматрала само по једна сатна временска серија за сваку од разматраних варијабли. Уместо тога се, у циљу робустности анализе адекватности капацитета за задовољење потреба потрошње, користе комбинације различитих серија наведених величина и зависности, назване и Монте Карло године. Свака од ових Монте Карло симулација одговара по једној могућој будућој години, тако да обухвата једну комбинацију расположивости термоелектрана, климатских услова и хидролошких услова, од којих потом зависе и коришћени профили потрошње и производње ветроелектрана и соларних електрана. Да би се те комбинације креирале, прво је потребно да се формирају годишње временске серије за сваку варијаблу. При спровођењу анализе, узимано је да су профили снага потрошње, профили хидролошких прилика и профили снага производње ветроелектрана и соларних електрана директно зависни од климатске године која се разматра, док се временске серије непланираних испада термоелектрана генеришу кроз симулације случајних нерасположивости. Тај поступак је шематски дат на Слици 7.22.



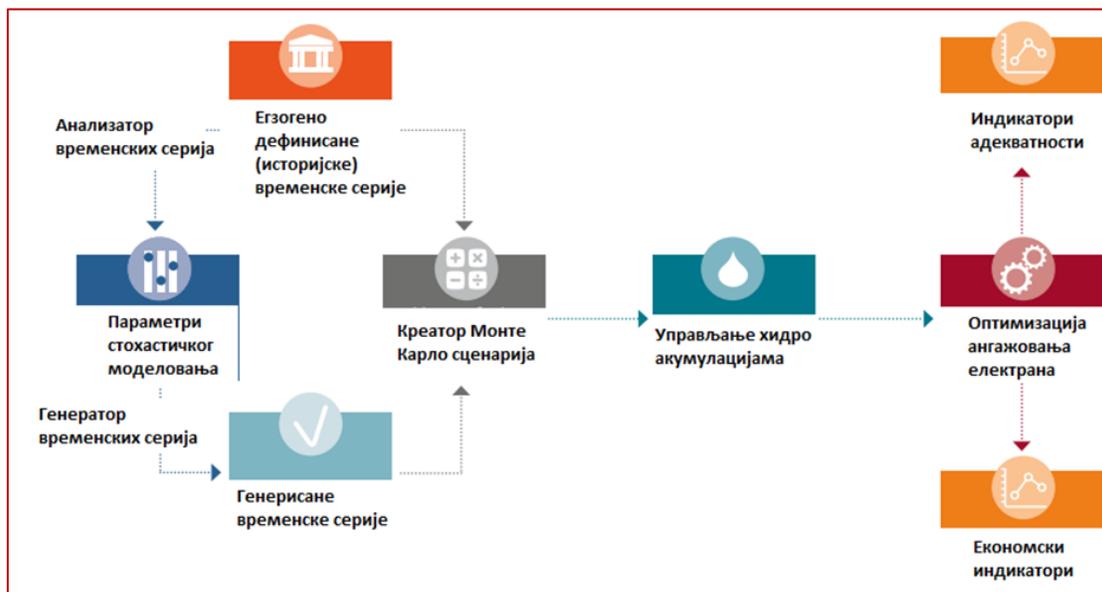
Слика 7.22: Генерисање временских серија за потребе анализа.

Наредни корак јесте да се временске серије различитих варијабли упаре да би се креирале Монте Карло године. Као што је већ напоменуто, за параметре који су сматрани климатски зависним је усвојено да се мењају искључиво у зависности од тога која се климатска година посматра у ком тренутку. Како је климатска година заједничка за једну Монте Карло годину, ове варијабле се могу и посматрати као сетови. Сходно овоме, ако би се посматрала 2009. климатска година, на пример, узеле би се и серије производњи ветроелектрана и соларних електрана, потрошњи и хидрологија које одговарају овој климатској години. Потом би се те временске серије упариле са предефинисаним бројем серија нерасположивости јединица у термоелектранама. Упаривање се или обавља насумице или се за сваку климатску годину посматра свака серија нерасположивости. Овај корак процеса је илустрован на Слици 7.23.



Слика 7.23: Формирање Монте Карло година од временских серија.

Конкретно, у овом случају је коришћено 35 климатских година из европске климатске базе (енг. *Pan-European Climate Database – PCD*). Ова база обухвата сатне климатске податке за период од 1982. године до 2016. године. Након што се ове временске серије формирају, наредни корак у овом поступку јесте креирање стратегије употребе воде у акумулационим хидроелектранама. Овде софтвер спроводи поступак оптимизације да би утврдио циљане износе седмичних производњи акумулационих хидроелектрана за све Монте Карло године које се разматрају. Коначно, након тога је могуће урадити и оптимизацију плана ангажовања и расподеле оптерећења електрана. Тада се за сваку Монте Карло годину израчунава план који је економски најисплативији, те обезбеђује минималне трошкове рада целог система и задовољава предефинисана техничка ограничења. Помоћу овог плана је могуће одредити и објашњене индикаторе адекватности напајања конзума, што је приказано и Сликаом 7.24.



Слика 7.24: Поступак спровођења анализе адекватности напајања потрошње.



За потребе ове анализе је поново коришћен ANTAIRES софтверски пакет, с тим што је овај пут изабрана опција за прорачун индикатора адекватности, а не опција за планирање снаге рада (диспечинг) електрана у систему. Ове опције су појашњене у Потпоглављу 5.1 Плана развоја. Као основа за ову анализу су узети исти тржишни симулациони модели који су већ искоришћени за дефинисање временских серија производње електрана, представљених у Поглављу 6, с тим што је у сврхе анализе адекватности са аспекта задовољавања потреба потрошње било потребно начинити неколико измена. Конкретно, за рачунање диспечинга електрана је као улазни податак била коришћена по једна временска серија за генерисање ветроелектрана, соларних електрана и проточних хидроелектрана, те за снаге потрошње у систему. Овај пут је било неопходно унети онолико ових серија колико је климатских година било разматрано, то јест, 35. Подаци који су овде коришћени су, како је и речено, базирани на информацијама датим у Пан-европској бази климатских података. Временски хоризонти који су узети као релевантни су били исти као код ранијих анализа – 2029. и 2034. година, те су инсталирани капацитети електрана одговарали оним представљеним у Поглављу 5.

Као што је напоменуто, један од најбитнијих корака пре спровођења конкретних прорачуна индикатора адекватности било је креирање временских серија нерасположивости јединица у термоелектранама. Нерасположивости се овде могу поделити на две врсте – оне до којих долази услед потребе за ремонтима и оне до којих долази непланирано. Сатне временске серије ремонта и непланираних испада јединица у Србији одређене су на следећи начин:

- за сваку јединицу је, сходно њеним познатим техничким карактеристикама, одређен процентуални износ нерасположивости, и то одвојено за принудне испаде јединица (FOR – енг. *Forced Outage Rate*) и ремонте (MOR – енг. *Maintenance Outage Rate*);
- време које је неопходно за отклањање проблема везаних за непланиране испаде у систему је одређено према историјски бележеним подацима о принудним испадима термоелектрана у Србији и временима која су била потребна за њихово решавање;
- узето је да се за ниво ремонта у Србији (такође према историјским подацима) може усвојити вредност од 16%, као и да се ремонти у термоелектранама врше искључиво у летњем периоду, то јест, у периоду између априла и септембра предметне године.

Наравно, овакав приступ није могао да се користи за генерисање серија за јединице које се не налазе у Србији, услед мањка улазних података. За њих је коришћен следећи приступ:

- за сваку јединицу (или групу јединица) је нерасположивост дефинисана у складу са доступним техничким карактеристикама (као што би, примера ради, био тип горива);
- процењено је да је потребно време за отклањање принудног испада неке јединице један до два дана, што је усвојено сходно типичним вредностима овог параметра.

Укупан број Монте Карло година са којима су рађене симулације био је 700. На овакав начин је обезбеђено да се свака од климатска година просечно анализира по 20 пута, при чему је свакој од Монте Карло година одговарала и насумице изабрана серија нерасположивости термогенераторских јединица. Овако је за сваку Монте Карло годину формирана насумична комбинација климатске године која се разматра, ремонта и непланираних испада јединица и временског периода у којем се они могу јављати, уз узимање у обзир унетих ограничења.



Коначно, последња већа измена коју је требало уважити приликом формирања временских серија била је она која се односила на уважавање потреба за балансном резервом. У овој анализи се под овим појмом подразумева укупна резерва којом систем треба да располаже у циљу враћања фреквенције на номиналну вредност у случају поремећаја (као што ће бити наведено у оквиру Потпоглавља 7.6 и Прилога 2, за овај тип резерве се користи скраћеница FRR). Ова резерва је дефинисана на основу SOGL методологије, усвојене у оквиру ENTSO-E асоцијације. По тој методологији, балансна резерва треба да покрије укупна одступања у систему у 99% петнаестоминутних интервала током предметне године. Да би се жељена резерва могла израчунати, коришћени су подаци о историјским вредностима дебаланса у систему и снагама размене са суседним системима, као и о испадима термогенераторских јединица и варијацијама потрошње. Поред тога, усвојени су нивои интеграције обновљивих извора представљени у Поглављу 5, при чему су за грешке у прогнозама снага обновљивих извора енергије узете вредности од 4,2% за соларне електране и 6% за ветроелектране, у складу са методологијом која ће бити детаљно објашњена у Прилогу 2 овог Плана развоја.

На тај начин је добијено да ће потребна балансна резерва нагоре бити једнака 1289 MW у 2029. години и 1323 MW у 2034. години (за случај интеграције обновљивих извора енергије на нивоу из Поглавља 5). Уважавање потребне резерве је кључно за анализу адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње, зато што то представља случај у коме производни капацитети морају да задовоље и потрошњу, и потребну резерву. Резерва се за потребе овог вида анализе адекватности моделује као додатна потрошња у систему. Третило би нагласити да ово представља изузетно конзервативну претпоставку по којој је резерва у сваком сату у години активирана пуном снагом, што се у реалности не дешава. Израчунате вредности показатеља адекватности задовољења потреба потрошње које су добијене анализама спроведеним на описани начин могу се видети у табели у наставку.

Табела 7.5: Резултати анализе адекватности са аспекта потреба потрошње.

Анализирани временски хоризонт	EENS [MWh]	LOLE [h]
2029. година	0	0
2034. година	0	0

Ни за једну од две посматране године нису виђени никакви проблеми везани за могућност напајања потрошача у Србији, о чему сведочи то што су вредности одабраних индикатора једнаке нултим за оба временска хоризонта од интереса. Ово би се, између осталог, могло приписати веома доброј повезаности система Србије са системима у окружењу, за шта су битне нове интерконеције, планиране на границама Србије. Овде приказани резултати су добијени за случај у коме су инсталисане снаге конвенционалних генераторских капацитета на нивоу из Поглавља 5 овог Плана. Било каква измена тог нивоа (пре свега, гашење неких електрана) би могла нарушити изнете закључке и угрозити поузданост напајања потрошње. Према томе, сваки излазак конвенционалних електрана из погона мора бити благовремено најављен како би се његов утицај на електроенергетски систем Србије анализирао и да би се, у случају потребе, сагледале адекватне мере којима би се негативни ефекти отклонили.



Поред овде разматраног сценарија, постојала је потреба да се анализира још један случај, проистекла директно из одредби Закона о енергетици Републике Србије. Наиме, по члану 112 овог закона, ЕМС а.д. је, приликом израде Плана развоја преносног система, у обавези да анализу адекватности са аспекта задовољења потреба потрошње уради и за централни сценарио из Европске анализе адекватности ресурса, то јест, из ERAA пакета. У тренутку у ком су рађени прорачуни за овај План развоја преносног система, најскорија верзија ERAA пакета била је она на којој се радило у току 2024. године. Треба напоменути да ова верзија пакета у том моменту још увек није била усвојена од стране релевантних европских тела, али да је одлука да се за референтни сценарио узме управо сценарио из њега донесена на основу два разлога. Први од њих је био тај што се тежило што већој ажурности података у сваком делу прорачуна у коме је то могло бити обезбеђено, где употреба информација из ERAA 2023 пакета не би била у складу са овим принципом. Други разлог је тај што су, иако ERAA 2024 пакет није био званично усвојен када је овај План развоја рађен, подаци који су коришћени при његовој изради били коначни, те није било вероватно да дође до било какве њихове измене. Треба истаћи то да се, по питању система Србије, ови подаци у значајној мери разликују у односу на оне који су искоришћени приликом израде овог Плана развоја.

Ове разлике се доминантно односе на инсталисане капацитете обновљивих извора чије се прикључење може очекивати у наредном периоду. Узрок ових разлика је, пре свега, то што су подаци за ERAA 2024 пакет припремљени и послати у току јесени 2023. године, то јест, онда када још увек нису били познати детаљи о пројектима чије ће прикључење на систем бити остварено према новом регулаторном оквиру. Сходно томе, за овај пакет пријављено је да ће у Србији у наредном периоду доћи до изградње и прикључења на систем 4327 MW ветроелектрана, што, уз оне електране које су се тада већ налазиле у погону, даје укупну снагу од 4701 MW. Што се фотонапонских електрана тиче, за њих је пријављена вредност од свега 1045 MW. Такође, битно је напоменути да су, по улазним подацима за овај пакет, дате снаге обновљивих извора биле валидне и за 2029. годину, и за 2034. годину. Коначно, промена снаге обновљивих извора променила је и потребну вредност балансне резерве нагоре. Коришћењем података из анализе дате у Потпоглављу 7.6 и Прилогу 2 овог Плана, дошло се до вредности резерве од 672 MW. У наредној табели се могу видети показатељи адекватности система за задовољење потреба потрошача у њему, добијени за овај случај.

Табела 7.6: Резултати анализе адекватности за потребе потрошње (ERAA).

Анализирани временски хоризонт	EENS [MWh]	LOLE [h]
2029. година	0	0
2034. година	0	0

Као што се може видети, чак ни за овако модификован сценарио нису забележени никакви проблеми по питању напајања потрошача у систему Србије. То, заједно са резултатима из првобитне анализе, упућује на то да систем Србије није под ризиком са овог аспекта. То је, како је и речено, великим делом заслуга његове добре повезаности са околним системима, а посебно ће доћи до значаја са растом удела обновљивих извора у производњи енергије.



7.6. Анализа адекватности са аспекта балансирања

Анализа адекватности производње и преносног система са аспекта балансирања урађена је према одредбама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије. Ту се наводи да оваква анализа треба да садржи преглед тренутно расположиве резерве за балансирање система, процену потребне резерве за балансирање система, те процену да ли и колико недостаје резерве за балансирање система ако дође до прикључења свих електрана које користе обновљиве изворе енергије, а налазе се у процесу прикључења. У складу са тиме, ова анализа, до детаља изложена у Прилогу 2 овог Плана развоја, рађена је уз уважавање капацитета за балансирање који су били у погону у тренутку њене израде, као и свих обновљивих извора који су се у том моменту налазили у процесу прикључења. Ту се није мислило само на капацитете чије се прикључење очекује на преносном систему, већ и на оне који су се у тренутку израде ове анализе налазили у поступку прикључења на дистрибутивни систем. Овако су дефинисане снаге обновљивих извора дате у Табели 7.7.

Табела 7.7: Обновљиви извори уважени при анализи адекватности.

Тип електране	Укупна снага [MW]
Ветроелектране	8373,32
Соларне електране	11190,79
Укупно	19564,11

За анализу која је тема овог одељка искоришћени су посебно креирани модели, израђени у софтверском пакету Plexos. Анализа је урађена је у четири корака, представљена испод:

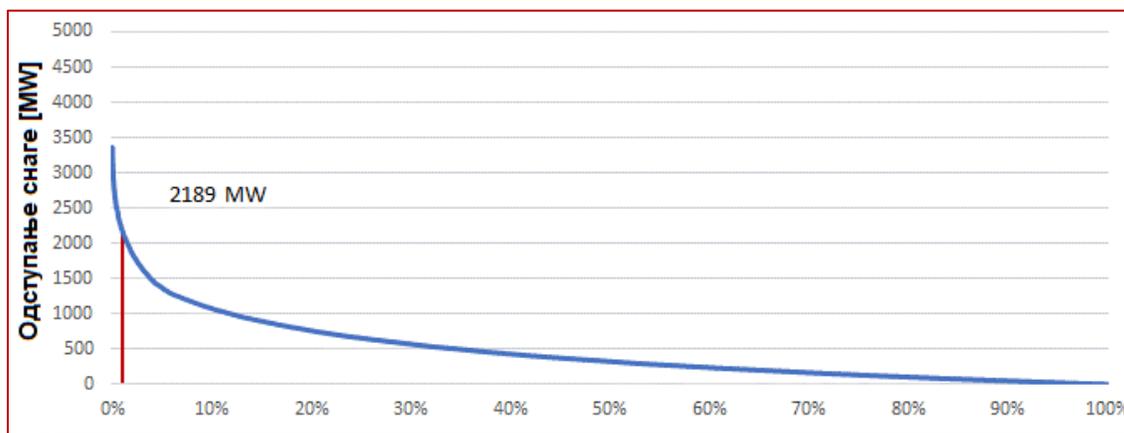
1. прво су коришћењем одговарајуће методологије утврђени нивои потребне балансне резерве (балансна резерва (FRR – енг. *Frequency Restoration Reserve*) представља збир аутоматски активираних резерви (aFRR – енг. *automatic Frequency Restoration Reserve*; раније називана и секундарном резервом) и мануелно активираних резерви (mFRR – енг. *manual Frequency Restoration Reserve*; раније називана и терцијерном резервом)) у систему Србије за усвојени ниво интеграције обновљивих извора;
2. утврђена балансна резерва је потом измоделована у тржишном моделу Србије, при чему су уважене реалне могућности конкретних хидроелектрана и термоелектрана у обезбеђењу балансне резерве за потребе система;
3. урађене су симулације рада система, узимајући у обзир садашњи ниво производних капацитета и прогнозирано ниво потрошње за 2030. годину у регионалном контексту, уз моделовање балансне резерве поменуто у тачки 2 (конкретне вредности улазних података коришћених за анализу могу се видети у Прилогу 2 овог Плана развоја);
4. на самом крају, на бази урађених тржишних симулација су утврђени нивои доступне балансне резерве у систему Србије који су могли да буду упоређени са вредностима потребне балансне резерве за установљени ниво обновљивих извора енергије.



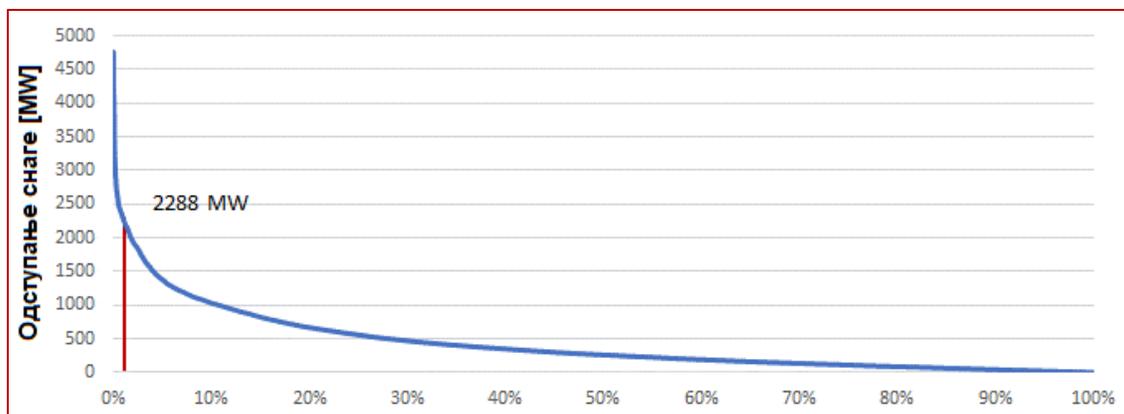
Што се тиче укупне количине FRR која се налази на располагању оператору система, иста не може да буде мања од снаге највећег инцидента у систему. Овде би се под инцидентом подразумевао испад производне јединице или потрошње. То тренутно подразумева укупну потребу од 600 MW у смеру навише (капацитет највећег блока у ЕЕС Србије, тј. ТЕ Никола Тесла Б), а 300 MW у смеру наниже током године (највећа потрошачка јединица у систему). Осим тога што ова резерва не може бити мања од снаге највећег инцидента у систему, она се, по новој европској регулативи и Правилима о раду преносног система, одређује тако да мора да покрије 99% дебаланса у систему, тј. петнаестоминутних системских грешака без активираних регулација виђених у претходној календарској години (овде је то 2023. година).

Одговарајућа европска пракса показала је да се као добро димензионисана вредност aFRR може узети она која покрива 79% укупних петнаестоминутних дебаланса (у оба смера), тако да је исти принцип усвојен и при вршењу ове анализе. На основу утврђених вредности FRR навише и наниже, те израчунате симетричне вредности aFRR, било је могуће дефинисати и вредности mFRR навише и наниже. Да би се ове вредности одредиле, било је потребно усвојити претпоставке о грешкама у прогнози рада ветроелектрана и соларних електрана. Прогноза одступања снага ветроелектрана урађена је по историјским петнаестоминутним грешкама у Србији у 2023. години, када је инсталирана снага ветроелектрана на преносном систему била једнака 374 MW. Ови историјски подаци године дали су грешку прогнозе од 11%. Ипак, пошто се очекује да ће се квалитет прогнозе унапредити бољом дистрибуцијом електрана и побољшањима методологије, усвојен је износ ове грешке од 6%. За соларне електране је грешка одређена на основу историјских података добијених за Аустрију током 2023. године, пошто у Србији и даље не постоји довољно соларних капацитета да се добију меродавни подаци. Аустрија је одабрана зато што има географске карактеристике сличне Србији. У складу са тиме, за грешку у снази рада соларних електрана узет је износ од 4,2%.

Резултати добијени за потребну балансну резерву (то јест, за вредност FRR) надоле дати су на Слици 7.25 а), док су резултати који су добијени за потребну балансну резерву нагоре дати на Слици 7.25 б). Као што се може закључити, те вредности су добијене тако што су одступања у одговарајућем смеру из 2023. године скалирана и сортирана, а потом је (што је обележено црвеном линијом на дијаграмима) дефинисано која је то вредност балансне резерве у одговарајућем смеру која би била довољна да покрије 99% добијених одступања.



a)

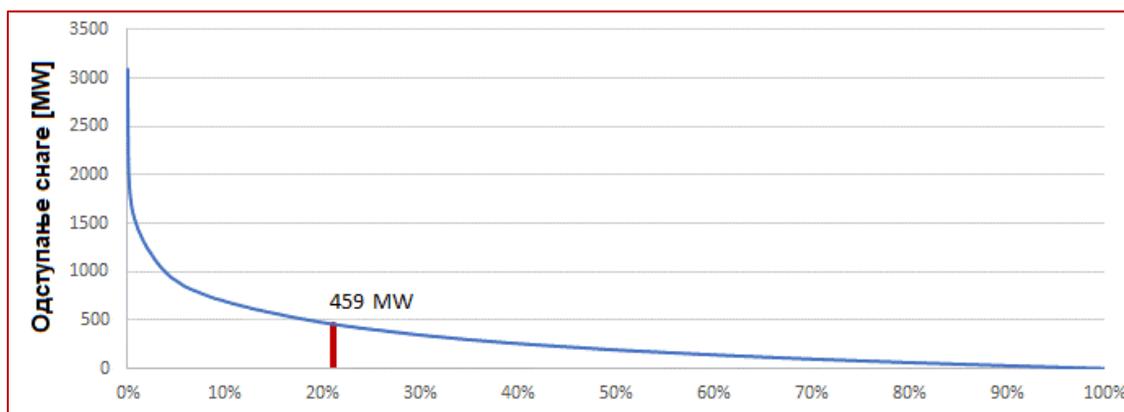


б)

Слика 7.25: Потребне вредности FRR наниже (део а) и навише (део б).

На слици су дати резултати употребе пробабилистичке методологије за димензионисање FRR, при чему су на дијаграмима приказане вероватноће свих позитивних (у горњем делу слике) и негативних одступања (у доњем делу слике) у току симулиране године, уз узимање у обзир нивоа интеграције обновљивих извора енергије из Табеле 7.7. Према дијаграму са Слике 7.25 а), резерва надоле која би покрила 99% релевантних одступања износила би 2189 MW. Аналогно томе, потребна вредност резерве у смеру нагоре би, према Слици 7.25 б), била 2288 MW. Пошто су ове вредности веће од снага највећих испада генераторских и конзумних јединица, исте су и усвојене као коначне потребне вредности балансне резерве.

У наставку тога, Слика 7.26 приказује вероватноћу сатних одступања, независно од смера који се посматра, при чему нису уважени принудни исподи производних јединица. На слици је назначена вредност резерве која би покрила 79% одступања, што, према методологији усвојеној за ову анализу, заправо представља вредност потребне aFRR у систему Србије. Као што се може видети, добијена је вредност потребне aFRR од 459 MW (ова вредност је валидна и надоле, и нагоре). Из тога што се зна вредност потребне FRR резерве навише и наниже, као и износ aFRR резерве, одузимањем се може доћи до тога да је потребан износ mFRR наниже једнак 1730 MW, док је за mFRR навише израчуната вредност од 1830 MW. Евидентно, пораст нивоа интеграције обновљивих извора повећава и потребе за резервом.



Слика 7.26: Потребна вредност aFRR у систему Србије.

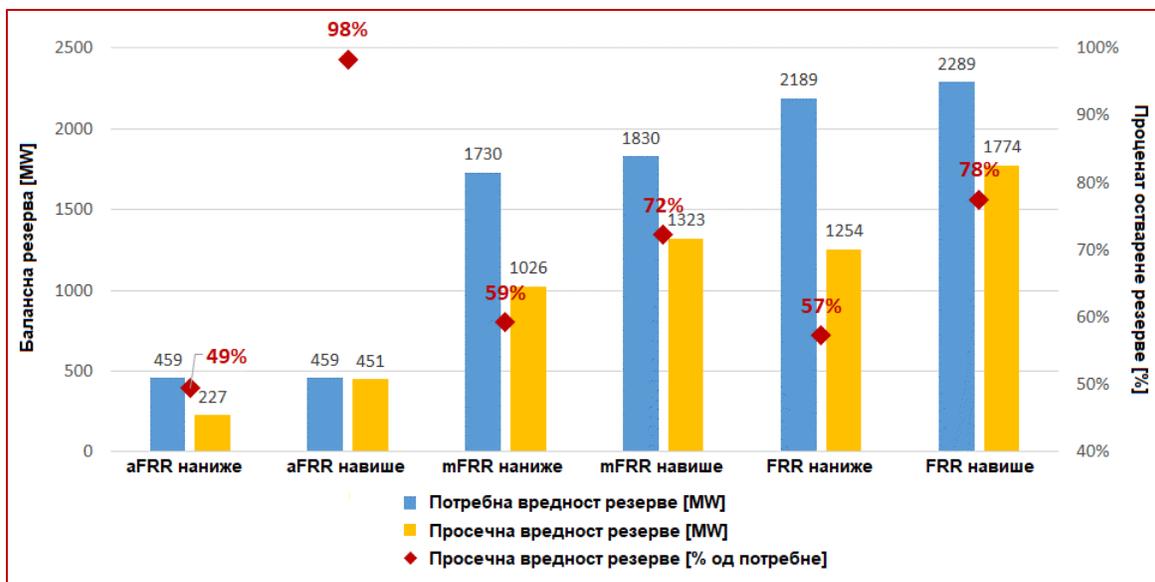


Сумарни приказ добијених вредности потребне резерве може се видети у Табели 7.8. Са овим подацима се ушло у тржишне анализе које су урађене у софтверском пакету Plexos. Иако су у оквиру ових симулација производни капацитети настојали да задовоље потребу за обезбеђивањем резерве, резултати симулација показују да у неким сатима систем није могао да задовољи потребе за резервом. Број сати у којима ове потребе нису задовољене расте са растом нивоа интеграције обновљивих извора енергије. Симулације су рађене за три климатске године (1995, 2008. и 2009. година), а добијени нивои обезбеђене резерве су дати у наредној табели. У последњем реду је приказана и недостајућа резерва по сваком типу, одређена као разлика потребне резерве и просечне обезбеђене резерве из анализа.

Табела 7.8: Нивои обезбеђене балансне резерве по типовима.

Тип резерве	aFRR наниже	aFRR навише	mFRR наниже	mFRR навише	FRR наниже	FRR навише
Потребна резерва [MW]	459	459	1730	1830	2189	2289
Минимална обезбеђена резерва [MW]	186	451	967	1219	1153	1670
Максимална обезбеђена резерва [MW]	272	452	1103	1415	1376	1866
Просечна обезбеђена резерва [MW]	227	451	1026	1323	1254	1774
Просечна обезбеђена резерва [% од потребне]	49	98	59	72	57	78
Просечна недостајућа резерва [MW]	232	8	704	507	935	515

Као што се може закључити из горње табеле и са дијаграма приказаног на Слици 7.27, ниво задовољења потребне резерве у великој мери зависи од типа резерве који се посматра, те лежи у опсегу од 49% до 98% за различите типове резерви. Тако је за aFRR резерву навише забележен веома висок ниво обезбеђивања од чак 98%, док је баш за aFRR резерву наниже добијена врло ниска вредност од свега 49%. Генерално говорећи, ниво задовољења укупне балансне резерве (FRR) је такође јако низак, тако да износи 57% и 78% за смерове наниже и навише, овим редом. Овакви резултати се никако не могу сматрати задовољавајућим из перспективе оператора преносног система, јер указују на потенцијалне ризике са којима ће се систем суочити уколико му се не обезбеди довољно додатних баланских капацитета.



Слика 7.27: Доступност капацитета за обезбеђивање балансне резерве.

Ради што лакшег тумачења резултата, црвеним ромбовима су на горњој слици назначени просечни износи обезбеђених резерви, изражени у процентуалним вредностима потребних резерви. Добијени резултати указују на то да се обезбеђивање FRR наниже показало као критичније од обезбеђивања FRR навише. Ово се ипак може сматрати мањим проблемом са аспекта система, јер је и обезбеђивање резерве наниже мање важно од обезбеђивања резерве навише. У критичним ситуацијама, резерва наниже се може добити и тако што се снага производње обновљивих извора енергије у систему редукује, док за резерву навише нема тако једноставног решења. Сходно овоме, ова резерва је важнија од резерве наниже.

Након што је ова анализа била готова, донета и је одлука да се спроведе додатна анализа осетљивости где су се, у складу са релевантним регулаторним оквиром, у анализи уважили капацитети за балансирање које ће инвеститори у обновљиве изворе енергије морати да понуде оператору како би избегли одлагање прикључења својих објеката. Конкретно, овде су се, по информацијама које су биле на располагању ЕМС а.д., као ови капацитети узеле батерије збирне снаге 948 MW и капацитета 3236 MWh. Додавање батерија у симулације је допринело бољем постизању потребних вредности резерве, али није уклонило проблеме који су примећени у анализи која је спроведена без батерија. Наиме, нивои резерве која је доступна систему и даље нису били задовољавајући са аспекта сигурности његовог рада.

На основу представљене анализе, утврђено је да систем тренутно не располаже довољним капацитетима за обезбеђивање балансне резерве која би била потребна у случају да се на систем прикључе сви варијабилни обновљиви извори енергије који су тренутно у поступку прикључења. Ово упућује на то да би, у случају да се сва прикључења реализују, постојали ризици по сигуран рад електроенергетског система услед мањка резерве за балансирање истог. У складу са чланом 67а. Закона о коришћењу обновљивих извора енергије, ЕМС а.д. ће зато објавити на својој званичној интернет страници обавештење о наступању услова за одлагање прикључења електрана које су базиране на варијабилним обновљивим изворима енергије. То обавештење ће бити објављено заједно са Планом развоја преносног система.



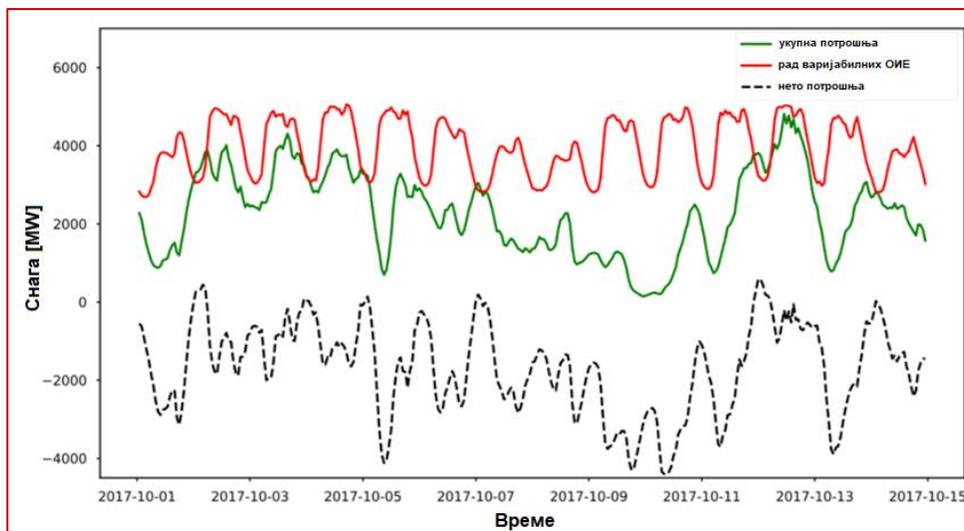
7.7. Анализа потреба за флексибилношћу система

Потреба за флексибилношћу у електроенергетским системима превасходно настаје услед варијабилности снаге производних и потрошачких јединица, као и несигурности везаних за расположивост генератора и преносних капацитета у анализираном систему. Индикатори флексибилности се користе да укажу на потенцијалне проблеме до којих би у том систему могло доћи при балансирању потреба потрошње и рада производних јединица. За потребе овог Плана развоја, спроведена је анализа потреба за флексибилношћу система Србије у будућности, где је усвојена методологија ENTSO-E асоцијације из 2021. године, детаљно објашњена у *Position Paper, Assessment of Future Flexibility Needs* и пратећим садржајима¹. Овде би требало нагласити да је, у тренутку писања Плана развоја, у току било ажурирање те методологије, али да тај процес није био завршен у тренутку када је ова анализа рађена. Самим тим, ажурирану методологију није било могуће користити за овај планерски процес.

Како би се обавила квантификација индикатора флексибилности, искоришћени су доступни подаци о серијама потрошњи у систему и профила производње ветроелектрана и соларних електрана, као и резултати анализе адекватности са тачке гледишта задовољења потреба потрошње на европском нивоу (ERAA пакет). У анализама је фокус био на два индикатора:

- потреба за променама у производњи (рампирањем);
- потреба за флексибилношћу у критичним периодима по систем.

Основни улазни податак за анализу флексибилности представљају криве нето потрошње. Нето потрошња овде представља вредност потрошње која је умањена за снагу производње варијабилних обновљивих извора енергије (за шта су овде узете ветроелектране и соларне електране). Крива нето потрошње служи као основа за анализу флексибилности зато што су њом одређени услови које морају задовољити остали производни капацитети у систему (нпр. термоелектране). Пример креирања криве нето потрошње је приказан на слици испод.



Слика 7.28: Пример креирања криве нето потрошње.

¹ [ENTSO-E Position Paper, Assessment of future flexibility needs](#)

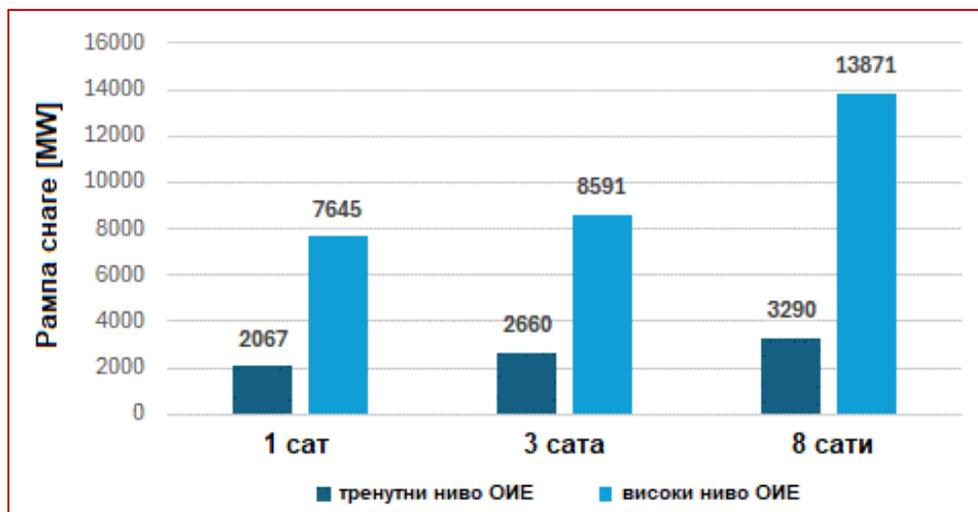


7.7.1. Анализа потребе за рампирањем

Потребе за рампирањем представљају меру којом се изражавају велики градијенти у нето потрошњи у току дана. До оваквих градијената би, примера ради, могло да дође при заласку Сунца у регионима са значајним инсталисаним капацитетима фотонапонских електрана. У тим ситуацијама снага потрошње расте услед укључивања расвете, док снага генерисања обновљивих извора енергије пада, што се даље одражава и на нето потрошњу. Такве брзе промене нето потрошње у систему повећавају потребе за флексибилношћу истог. Потребе за рампирањем се могу адекватно евалуирати помоћу два посебно креирана индикатора:

- највећа годишња сатна рампа нето потрошње [MW], израчуната као највећа разлика у вредностима нето потрошње на временским распонима од једног, три и осам сати у посматраној години, где се ова вредност може и нормализовати ако је потребно;
- истовременост појаве проблема са адекватношћу и значајних вредности рампи нето потрошње, при чему овај индикатор указује на то како би проблеми са рампирањем могли узроковати проблеме по питању задовољења потреба потрошње у систему.

У наставку је приказан дијаграм који даје увид у највеће рампе нето потрошње за данашњи ниво обновљивих извора енергије и за ниво обновљивих извора енергије који је коришћен за анализе представљене у Потпоглављу 7.6 и Прилогу 2 овог Плана развоја. Као што је и очекивано, пораст у капацитетима варијабилних обновљивих извора енергије довео би до пораста рампе нето потрошње и до увећања потреба за флексибилношћу у систему Србије.



Слика 7.29: Максималне рампе нето потрошњи у систему Србије.

Пошто је тренутни удео варијабилних обновљивих извора у производном портфељу Србије релативно низак, рампе нето потрошњи за данашњи ниво обновљивих извора са горњег дијаграма углавном настају услед промена у потрошњи у систему. Са друге стране, ако би се ниво варијабилних извора ускладио са анализом адекватности са аспекта балансирања, тада би до већих рампи нето потрошње углавном долазило због промена снага производње ових извора. Као што се може видети, рампе су за тај случај веће, што је и било очекивано, јер је коришћени укупни инсталисани капацитет обновљивих извора нешто нижи од 20 GW.



Упркос томе што максималне вредности рампи иду до чак 7645 MW на сатном нивоу (тј. до 13871 MW на осмосатном нивоу), резултати спроведених симулација су показали да систем Србије нема проблема са флексибилношћу у контексту напајања потрошње. То је углавном зато што су расположиви капацитети у конвенционалним јединицама и интерконекцијама у могућности да ублаже овакве промене. То потврђују и резултати симулација спроведених у анализи адекватности система са аспекта баланских капацитета, у којима се види висок износ рампи нето размена по границама (једносатна од 6078 MW, тросатна од 6590 MW и осмосатна од 9177 MW) за 2009. климатску годину. Анализе су урађене за 35 климатских година (од 1982. до 2016. године), при чему је као база података искоришћена база ENTSO-E асоцијације. У случају једносатних рампи нето потрошње, највеће годишње вредности се разликују од једне до друге климатске године, и то у далеко већој мери него што је то случај код тросатних или осмосатних рампи. Ове вредности се могу видети на слици у наставку.



Слика 7.30: Максималне једносатне рампе нето потрошњи.

Овде се као критична издвојила 1996. климатска година, за коју је забележена вредност од 7645 MW. У случају тросатних рампи нето потрошње, максимална годишња вредност била је виђена за 2001. климатску годину, за коју је срачуната вредност од 8591 MW. Просечна вредност за свих 35 климатских година износи 7385 MW, као што се види и на слици испод.



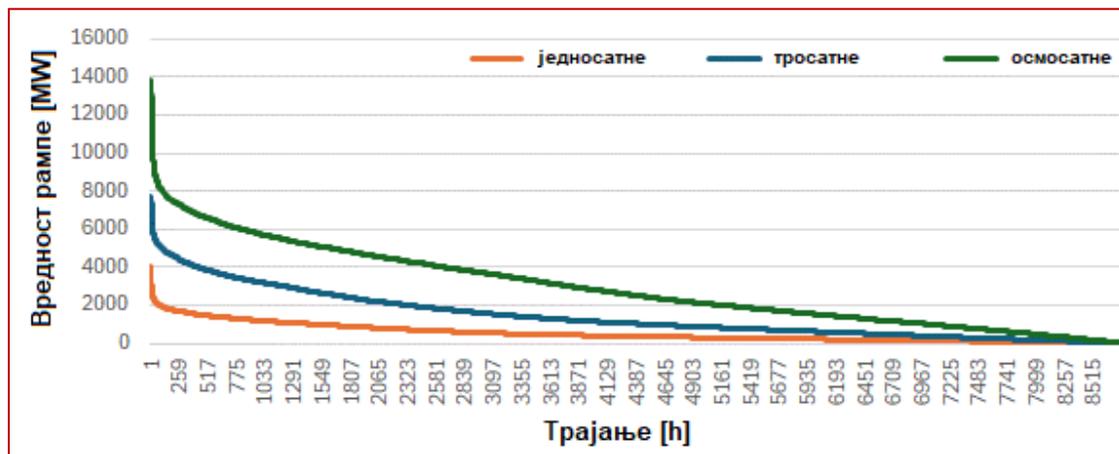
Слика 7.31: Максималне тросатне рампе нето потрошњи.

Коначно, за случај осмосатних рампи нето потрошње, максимална вредност је добијена за 2009. климатску годину, за коју је одређен износ рампе од 13871 MW. Што се тиче просечне вредности за свих 35 анализираних климатских година, она је износила 11302 MW, што се може видети и на дијаграму у наставку. Приметан је тренд да се са повећањем броја сати за које се рачуна рампа расте и вредност саме рампе, али да ово повећање није линеарно.



Слика 7.32: Максималне осмосатне рампе нето потрошњи.

На претходне три слике су приказане максималне годишње рампе нето потрошње у Србији, и то за сва три временска интервала од важности. Треба напоменути да се овако значајне вредности рампи могу очекивати у малом броју сати у години, те би се при идентификацији потреба за флексибилношћу требало осврнути и на дијаграме трајања различитих износа рампи. Овакав дијаграм рампи за 2009. климатску годину се може видети на слици испод.



Слика 7.33: Дијаграми трајања рампи нето потрошње (2009. клим. год.).

Сатне симулације рада електроенергетског система Србије уз претпостављени висок ниво интеграције обновљивих извора енергије су урађене у софтверском пакету Plexos, у склопу анализе адекватности производње и преносног система Србије са аспекта балансирања из претходног потпоглавља. Резултати симулација су показали да расположиви капацитети у систему подмирују потребе за флексибилношћу, тако да нису виђени проблеми везани за подмиривање потреба конзума (индикатори EENS и LOLE, објашњени у Потпоглављу 7.5, били су једнаки нули). Такође, примећено је и да је ниво ограничења производње соларних електрана и ветроелектрана (енг. *curtailment*) био низак, те да је непласирана енергија била мања од 150 GWh, што је мање од 0,5% укупне годишње производње овог типа електрана. Основни разлог за два претходно наведена закључка лежи у доброј повезаности Србије и околних система, што само додатно потенцира значај обезбеђивања довољних капацитета интерконективних водова за флексибилност система и, уопштено говорећи, нормалан рад истог. Сходно томе, да се закључити и да ће са повећањем капацитета обновљивих извора доћи и до повећања важности градње нових и одржавања старих интерконективних водова.

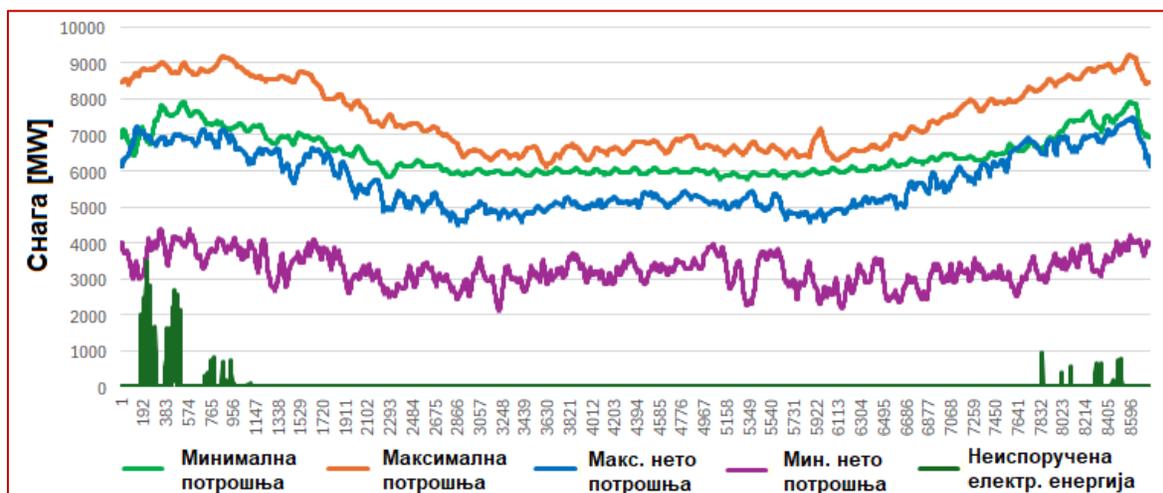


7.7.2. Анализа флексибилности система у критичним режимима

Још један тип анализа које су по први пут рађене за потребе овог Плана развоја преносног система јесу и анализе потребе за флексибилношћу у критичним периодима по систем. По методологији предложеној од стране ENTSO-E асоцијације, потребе за флексибилношћу у тим периодима се идентификују на бази анализе истовремености периода са проблемима у вези са адекватношћу и периода које карактерише висок износ стодвадесетосатног нето просека потрошње. Иначе, ови покретни просеци се користе са циљем да се полазна крива направи глађом и омогући лакше праћење тренда промена податка. Треба напоменути да у овај просек улазе и захтеви за FCR и FRR типове резерви. Анализа указује на то како на проблеме везане за адекватност могу утицати сезонске несташице енергије из обновљивих извора или продужени периоди високог нивоа потрошње услед екстремних температура.

Анализа истовремености високих нивоа континуираног стодвадесетосатног просека нето потрошње и периода са проблемима у вези са адекватношћу урађена је на бази резултата комплетне пробабилистичке анализе адекватности. Анализа адекватности из перспективе задовољења потреба потрошње која је коришћена као основа за анализу флексибилности је спроведена у склопу Европске анализе адекватности ресурса (ERAA) 2023, израђене од стране ENTSO-E асоцијације. Треба истаћи и то да у овој анализи нису могли да се користе резултати ERAA 2024 пакета, јер он није био завршен и званично усвојен у тренутку израде Плана развоја. Ниво обновљивих извора који је за систем Србије коришћен у овој анализи одговарао је вредностима које су биле очекиване у тренутку доставе подлога и података за тај документ – капацитет ветроелектрана од 4812 MW и капацитет соларних електрана од 794 MW. Јасно је да је то знатно ниже од нивоа који су разматрани у остатку овог документа, али то не значи да ова анализа не може послужити у илустративне сврхе, нити да се из ње не могу извући закључци који би остали валидни и за веће капацитете обновљивих извора.

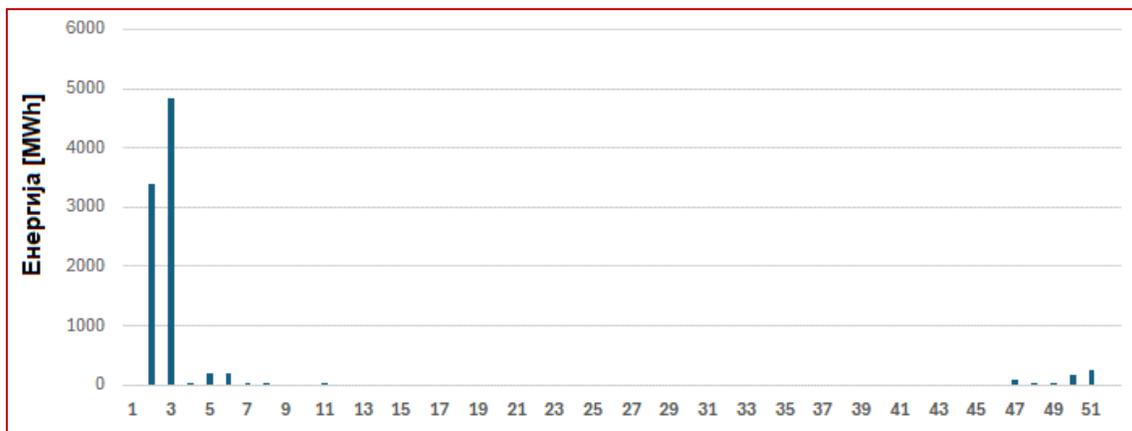
Максимални и минимални износи континуираног стодвадесетосатног просека потрошње и одговарајуће максималне и минималне вредности неиспоручене енергије дате су на слици у наставку. Ту су приказане екстремне вредности из свих 35 климатских година поменутих у претходном потпоглављу, где су исте одређиване за сваки сат у једногодишњем периоду.



Слика 7.34: Проблеми са нивоом потрошње и са нето потрошњом Србије (ERAA 2023).



Ако би се сада мало више пажње посветило неиспорученој електричној енергији, могло би се доћи до тога да су, према ERAA 2023 пакету, са аспекта подмиривања потреба конзума најкритичније друга и трећа седмица у години. Уз то, као најнеповољнија климатска година је издвојена 1985. година, забележена као година коју су одликовале врло ниске вредности температуре почетком године, што је било праћено и високим вредностима потрошње. Ово се може видети и на слици у наставку, на којој су дате очекиване вредности неиспоручене електричне енергије по свакој седмици у години, извучене из резултата ERAA 2023 пакета.



Слика 7.35: Седмичне вредности неиспоручене енергије у Србији (ERAA 2023).

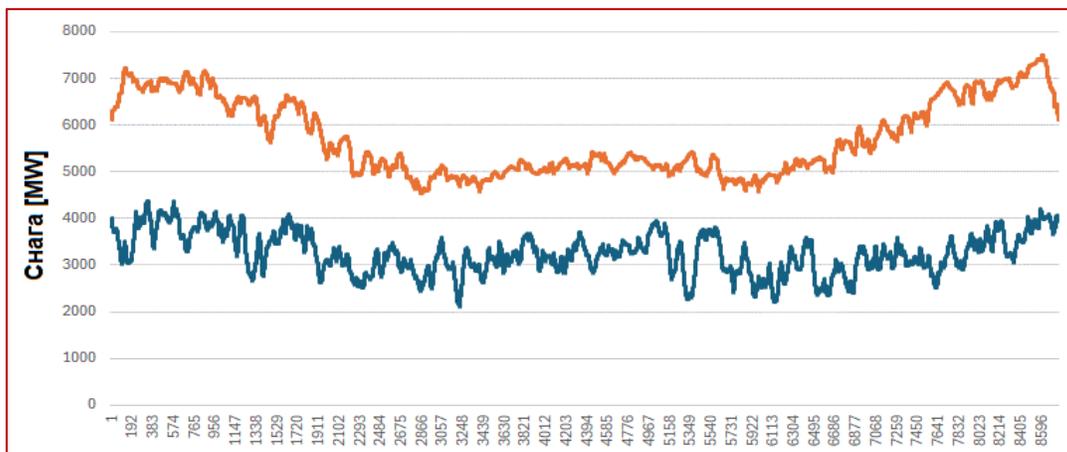
На овом месту је потребно осврнути се на то због чега је у ERAA 2023 пакету био примећен проблем у вези са напајањем потрошње, када он није примећен ни у претходном, ни у овом Плану развоја преносног система. Наиме, у оквиру ERAA пакета је, пре анализа, спроведен процес оптимизације система по економским параметарима. Због резултата тог процеса су из анализа искључени немали капацитети термоелектрана у Србији (око 1400 MW). Иако је то заиста довело до смањења цене генерисања енергије, довело је и до проблема везаних за напајање конзума у сатима са ниском производњом обновљивих извора. То објашњава и зашто је као полазна тачка усвојен ERAA 2023 пакет, а не анализа адекватности из Плана развоја. Наиме, постојала је жеља да се уважи што критичнији случај по систем, а то је овај пут био сценарио из ERAA 2023 пакета, где су вредности EENS и LOLE биле веће од нуле. Ако се ниво обновљивих извора у Србији подигне на ниво из Потпоглавља 7.6, видело би се у којој би мери нови обновљиви извори променили ниво нето потрошње који би требало да се покрије конвенционалним изворима или кроз прекограничне размене енергије. Ова анализа посебно указује на будуће потребе покривања негативне нето потрошње, за шта су интерконективне везе веома битне. Годишње вредности стодвадесетосатног покретног просека нето потрошње за два релевантна сценарија за интеграцију обновљивих извора у Србији (ниво из ERAA 2023 пакета и ниво из Потпоглавља 7.6) дате су у табели у наставку.

Табела 7.9: Годишње вредности покретног просека нето потрошње у Србији.

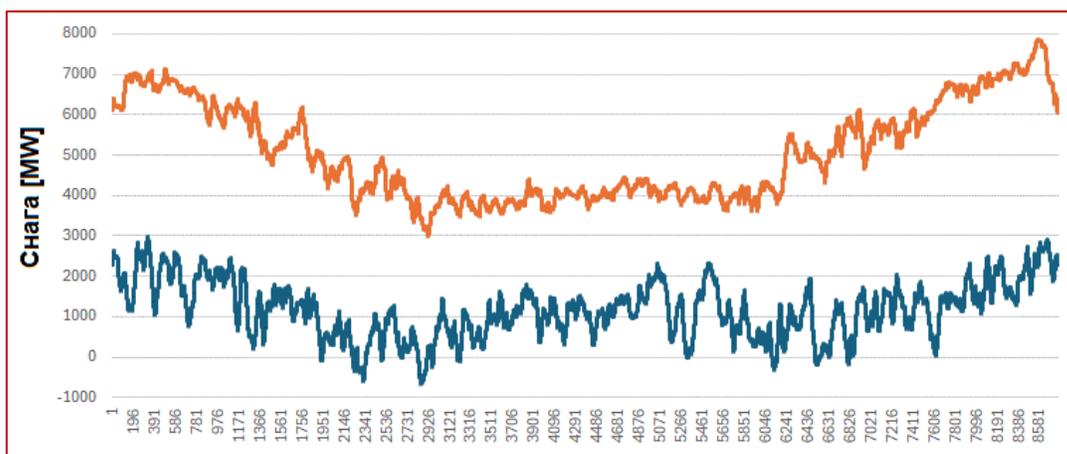
Сценарио	Минимална вредност [MW]	Максимална вредност [MW]
Ниво ОИЕ – ERAA 2023	2138	7497
Ниво ОИЕ – висок	-738	7859



Ово је графички илустровано и на наредној слици, на којој први дијаграм (обележен словом а) приказује распоне стодвадесетосатних покретних просека нето потрошње за читав скуп коришћених климатских година и за ниво обновљивих извора из ERAA 2023 пакета, док је на доњем дијаграму (обележеном словом б) приказан исти распон, али за случај у коме је ниво обновљивих извора енергије подигнут тако да обухвати све тренутно активне захтеве за прикључење на систем. Наранџасте линије ту означавају максималне вредности у овим распонима, док су плавим линијама обележене минималне вредности у истим распонима.



а)



б)

Слика 7.36: Распони покретних просека нето потрошњи за различите нивое ОИЕ.

Тржишне симулације рада система Србије са високим уделом обновљивих извора (у којима се увек уважава савршено предвиђање потрошње и производње из варијабилних извора) показују висок ниво флексибилности система у смислу покривања сатних варијација у нето потрошњи, али и међусатних промена које могу достићи и ниво од преко 7000 MW. Наравно, један од основних разлога за позитивне показатеље флексибилности је чврста повезаност система Србије са околним земљама. Како би се обезбедило да ова повезаност остане на жељеном нивоу и у наредним деценијама, ЕМС а.д. (као што се може видети и у следећем поглављу) планира градњу више нових интерконективних водова ка суседним системима.



7.8. Додатне спроведене анализе

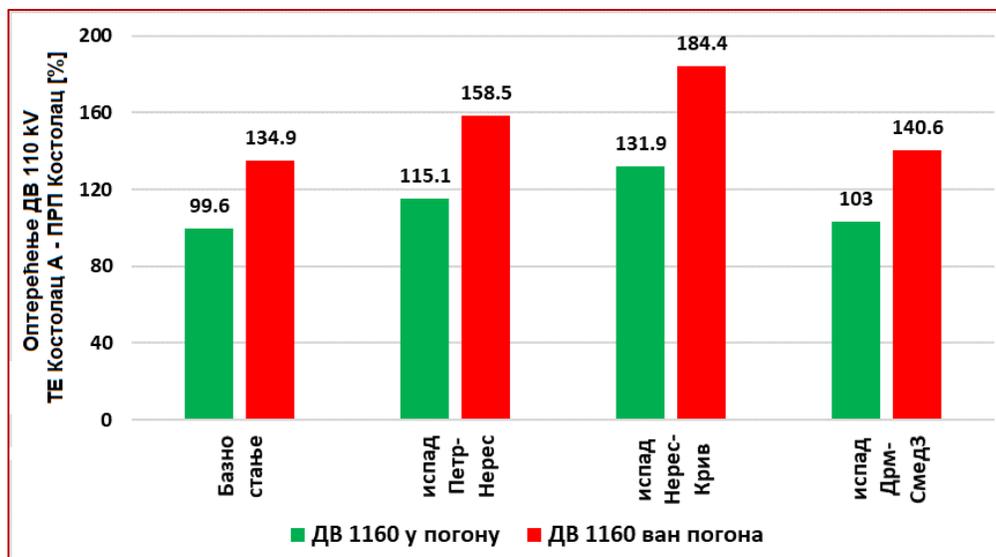
Поред свих анализа које су описане у претходним потпоглављима, уочена је потреба да се у План развоја уврсте и додатни прорачуни који ће обухватити стања система која су у некој мери промењена у односу на основно стање, симулирано моделима описаним у Поглављу 6. Конкретно, ове анализе ће се фокусирати на испитивање нестандартних решења, то јест, решења за уочене проблеме која не подразумевају градњу нове инфраструктуре за пренос електричне енергије. Ова решења могу, у неким случајевима, довести до истих или сличних ефеката као скупља развојна решења, за која је потребно и дуже време за имплементацију. Наравно, ово не значи да за проблеме које је могуће бар ублажити на овај начин не треба разматрати и нова развојна решења, јер ће она обезбедити дуготрајно побољшање стања у посматраном делу мреже. Ипак, ако се неко од нестандартних решења имплементира, то би могло да доведе до смањења приоритета реализације одговарајућих развојних мера, те ће ЕМС а.д. моћи боље да располаже доступним ресурсима и решава проблеме у осталим деловима преносне мреже. У овом Плану су урађене две овакве анализе, дате у наставку.

7.8.1. Укључење ДВ 110 кV бр. 1160

Први случај који ће овде бити разматран јесте случај у коме се у погону налази далековод 110 кV бр. 1160 РП Дрмно – ТС Рудник 2. Овај далековод се тренутно налази ван погона у нормалном радном стању система због проблема везаних за опрему уграђену у ТС Рудник 2. Потреба за поновним укључивањем овог далековода у трајан рад у паралелном режиму, за шта се мора претходно проверити и, уколико је то неопходно, заменити критична опрема, потиче из тога што је анализама које су рађене и за 2029. годину, и за 2034. годину показано да је географски регион између Костолаца и Смедерева угрожен са аспекта преоптерећења. 110 кV далеководи на овом подручју су, према добијеним резултатима, високо оптерећени због потребе за евакуацијом енергије из обновљивих извора лоцираних у регијама јужног Баната, Костолаца и Браничева. Посебно је угрожен далековод 110 кV између ТЕ Костолац А и будућег ПРП Костолац, намењеног прикључењу ВЕ Костолац. Ово постројење ће бити прикључено на остатак система расечањем далековода 110 кV бр. 1128/1 ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1 и његовим увођењем у ово постројење по принципу „улаз-излаз“. Део овог вода између ТЕ Костолац А и ПРП Костолац је посебно подложен преоптерећењима зато што се преко њега врши и пласман комплетне енергије произведене у ВЕ Костолац. Како се ДВ бр. 1160 може, у случају да ради, користити као део правца за пренос енергије паралелан воду између ТЕ Костолац А и ПРП Костолац, сматрано је да би се његовим укључивањем тај вод могао у значајној мери растеретити. Да би се ово испробало, на моделима за 2029. годину тестирана су следећа радна стања система (одабрана сходно резултатима из Прилога 1):

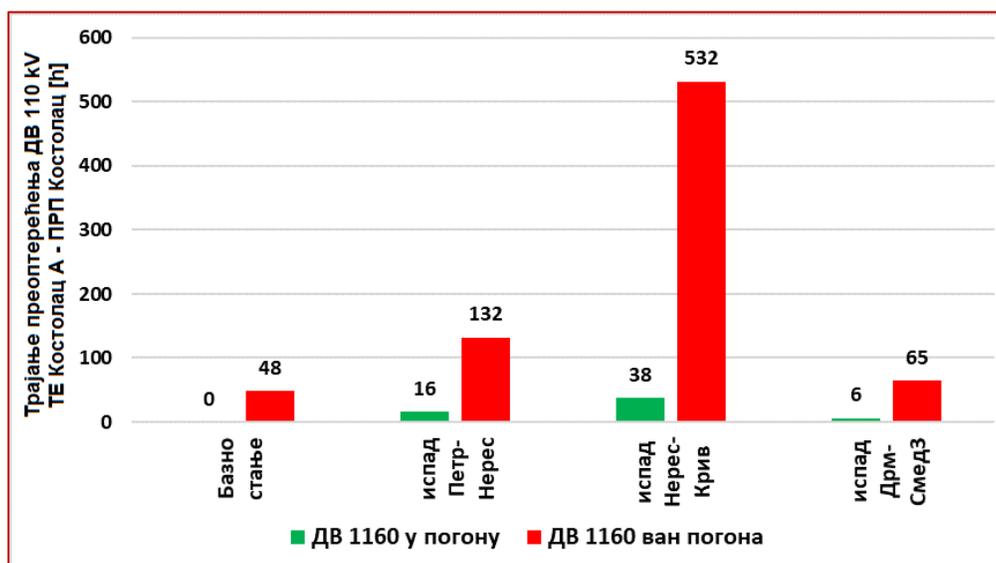
- базно стање система;
- испад ДВ 110 кV бр. 128/4 ТС Петровац – ТС Нересница;
- испад ДВ 110 кV бр. 1283 ТС Нересница – ПРП Кривача;
- испад ДВ 400 кV бр. 401/4 РП Дрмно – ТС Смедерево 3.

За сваки од ових случајева је посматрано оптерећење далековода између ТЕ Костолац А и ПРП Костолац, где су максималне вредности сатних оптерећења овог далековода које су добијене прорачунима искоришћене за креирање дијаграма који је приказан на Слици 7.37.



Слика 7.37: Утицај ДВ бр. 1160 на величину критичних преоптерећења.

Као што се може видети, у ситуацији у систему у којој је далековод бр. 1160 укључен, стање у посматраном региону је далеко повољније. Не само што се далековод од ТЕ Костолац А до ПРП Костолац не преоптерећује у нормалном погону (мада је високо оптерећен), већ се и величина његових преоптерећења приликом испада смањује. Уз ово, опада и број сати у којима се проблеми јављају, као што се може видети са Слике 7.38. Слично овоме, смањује се и ефекат који испад далековода ТЕ Костолац А – ПРП Костолац има на остатак система. Закључује се да би улазак вода 110 kV бр. 1160 у погон у значајној мери поправио стање у овом делу система, тако да је пожељно да се обаве детаљне анализе на тему активности које би требало спровести да би се то могло урадити. Како се овом мером не отклањају сва преоптерећења далековода између ТЕ Костолац А и ПРП Костолац, требало би размотрити и могућност уградње DLR уређаја на овом воду (детаљно појашњено у Потпоглављу 10.4).

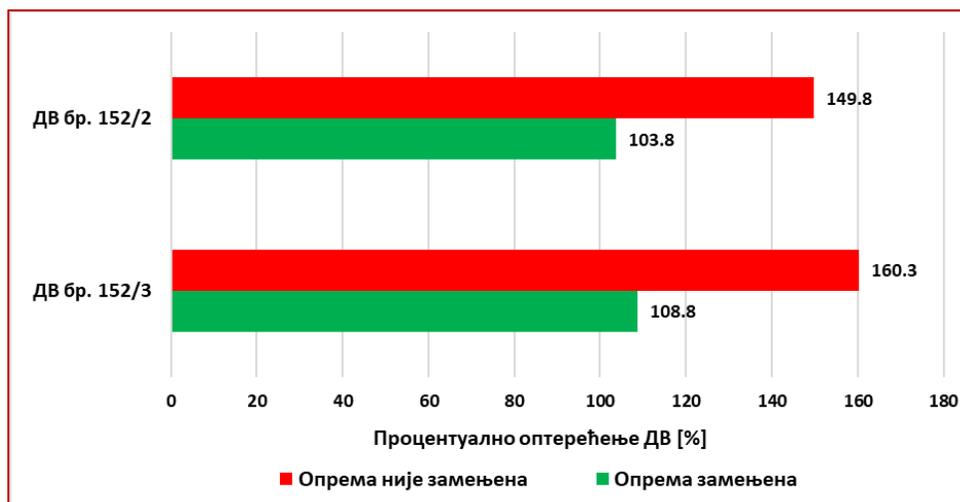


Слика 7.38: Утицај ДВ бр. 1160 на трајање критичних преоптерећења.



7.8.2. Замена опреме на правцу ДВ бр. 152/2/3

Друга додатна анализа која је урађена за потребе овог Плана развоја јесте анализа случаја у коме су струјни трансформатори (и преостала пропратна опрема) у постројењима која су повезана далеководима бр. 152/2 и 152/3 замењени или превезани тако да се ограничење на овим далеководима не утврђује према карактеристикама те опреме, већ према пресеку проводника. Конкретно, опрема која ту представља ограничавајући фактор налази се у ТС Ћићевац, ТС Параћин 1 и ТС Параћин 3. Ако би се гледали резултати анализа сигурности за 2029. годину, приказани у Прилогу 1.2 овог Плана развоја, видело би се да су проблеми на овом правцу веома изражени, посебно у ситуацијама у којима се симулира испад 400 kV далековода између ТС Ниш 2 и будућег ПРП Ражањ, пошто тада 110 kV мрежа од Јагодине до Крушевца преузима улогу 400 kV мреже у преносу електричне енергије. Како су пропусне моћи ових далековода далеко ниже од оних којима располаже 400 kV мрежа, долази и до њихових преоптерећења. Ипак, иако резултати из прилога указују на потребу за ургентним реаговањем и планирањем развојне мере којом би се ова преоптерећења решила, исти су добијени за случај у коме су преносни капацитети далековода смањени у односу на износе који би важали ако би ограничавајући фактор био попречни пресек проводника. То какав би ефекат имала замена (или превезивање) опреме у три претходно наведена постројења на величину преоптерећења далековода бр. 152/2 и 152/3 у случају критичног испада може се видети на Слици 7.39. Прорачуни су урађени на симулационим моделима за 2029. годину.



Слика 7.39: Утицај замене опреме на ДВ бр. 152/2 и 152/3 (опт.).

Не само што би након потребних радова интензитет оптерећења посматраних далековода приликом критичног испада значајно опао, већ би се умногоме смањило и број сати у којима би се сваки проблем могао очекивати. Тако се далековод бр. 152/2 преоптерећује у само 5 сати у симулираној години, док је код далековода бр. 152/3 тај број нешто већи и износи 17, као што је дато и на Слици 7.40. Са дијаграма, на коме су приказана и трајања из Прилога 1, јасно се види у којој је мери ситуација у овом делу система побољшана заменом опреме у односу на основни случај. Сходно овоме, препорука је да се у наредном периоду испита које би то активности биле неопходне како би опрема била благовремено замењена, а све у сврхе обезбеђивања поузданости снабдевања потрошача на подручју централне Србије.



Слика 7.40: Утицај замене опреме на ДВ бр. 152/2 и 152/3 (бр. сати).

Поред закључка који је изложен пред крај претходне странице, важност обављене анализе се огледа и у томе што иста може послужити као увертира за отварање још једне теме од интереса са планерског аспекта. Наиме, раније је напоменуто да до преоптерећења водова на правцу између Јагодине и Крушевца долази у случају испада 400 kV далековода ТС Ниш 2 – ПРП Ражањ, пошто у тој ситуацији 110 kV мрежа мора преузети функцију 400 kV мреже. Ово није усамљен случај у систему, о чему могу посведочити и резултати за 2029. годину који су приказани у Прилогу 1 овог Плана развоја. Тако се могу видети и следећи случајеви:

- Преоптерећења 110 kV далековода од Ниша до Лесковца виђена при симулацијама испада 400 kV далековода ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 2, за шта је као оперативна мера предложена промена уклопног стања у постројењима у овом региону тако да се ток енергије кроз угрожене делове 110 kV мреже прекине, чиме се и водови растерете.
- Преоптерећења 110 kV далековода између Новог Сада и Суботице у случају испада далековода 400 kV ТС Србобран – ТС Суботица 3 и ТС Србобран – ТС Нови Сад 3, што ће се решити тек након што се овом 400 kV правцу обезбеди алтернатива кроз реализацију Панонског коридора, односно ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3.
- Преоптерећења 110 kV далековода у западној Србији (конкретно, ту су у питању 110 kV интерконеције ка Хрватској и БиХ и ДВ 110 kV ТС Лешница – ТС Шабац 3) при испаду 400 kV интерконеција од ТС Сремска Митровица 2 ка БиХ и Хрватској, где је као оперативна мера предложено стављање ових интерконеција у празан ход.

Иако ће сваки од ових проблема бити решен након надоградње 400 kV мреже у регионима од интереса, треба напоменути да ова преоптерећења не представљају основни разлог за предметне инвестиције. Што се набројаних ситуација тиче, њих је, макар у највећем броју, могуће решити одговарајућим прекидачким акцијама и рашчворавањем 110 kV мреже. Због тога је у наредном периоду потребно испитати то где би се, у критичним радним режимима система, 110 kV мрежа могла рашчворити, чиме би се преоптерећења далековода избегла. Сходно томе, могле би се избећи и инвестиције у надоградњу ове мреже, што би омогућило и боље управљање расположивим ресурсима и оптимизацију радова на новим пројектима.



7.8.3. Растерећење трансформатора у ТС Панчево 2

Наредна додатна анализа која је убачена у овај План развоја односила се на потенцијални проблем везан за испад (или било какву другу нерасположивост) једног од два 400/110 kV трансформатора у ТС Панчево 2. Као што је назначено у одговарајућем прилогу, за овакву ситуацију у систему се у великом броју сати уочава преоптерећење оног трансформатора који остане у погону. Оно што је важно напоменути је да се енергија у свим тим случајевима креће из 110 kV мреже према 400 kV напонском нивоу. Томе доприносе два битна фактора:

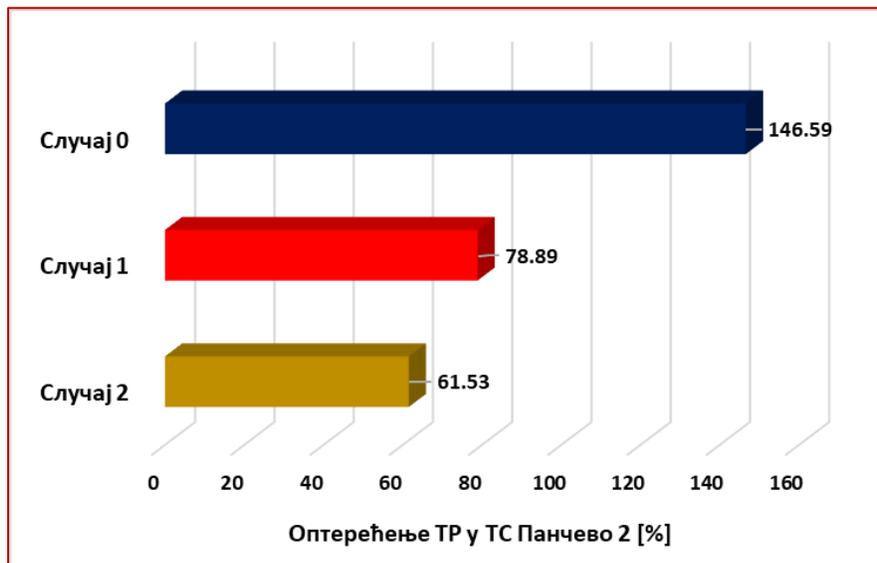
- инсталисани капацитети обновљивих извора енергије у 110 kV мрежи јужног Баната су довољно велики да, у условима у којима исти производе енергију снагом блиском њиховој инсталисаној снази, захтевају да оба трансформатора у ТС Панчево 2 буду у погону како би се избегла преоптерећења при преносу енергије према Београду;
- преоптерећење трансформатора би се евентуално могло избећи уколико би спојно поље у РП Панчево 1 било укључено у нормалном погону, али би то, са друге стране, довело до преоптерећења 110 kV далековода између ТС Панчево 2 и ТС Београд 3, те то уклопно стање није детаљније разматрано као решење предметног проблема.

Иако је утврђено да се, приликом критичног испада, преостали трансформатор 400/110 kV може у довољној мери растеретити одговарајућим прекидачким манипулацијама, ово није могло бити третирано као трајно планерско решење. У складу са тиме, дошло се до тога да је неопходно препоручити градњу нове трансформаторске станице 400/110 kV у овој регији. У склопу овог Плана развоја, та трансформаторска станица названа је Николинци и базира се на доградњи 400 kV прикључног разводног постројења преко ког ће на преносни систем бити прикључене ВЕ Банат 2 и ВЕ Уљма. Ипак, у склопу додатне анализе донета је одлука да се размотре три засебна случаја, о којима се више детаља може наћи у листи у наставку:

- Случај 0 – стање у систему у коме је једина трансформаторска станица 400/110 kV у региону јужног Баната и даље ТС Панчево 2. Ово стање, узимајући у обзир године реализације одговарајућих пројеката, одговара оном које је коришћено за 2029. и за 2034. годину у склопу овог Плана развоја. Због тога за ово стање није било потребе да се раде икакве допунске анализе, већ се резултати могу наћи у Прилогу 1 Плана.
- Случај 1 – стање у систему у коме су, поред ТС Панчево 2, трансформатори 400/110 kV уграђени и у ТС Николинци, сходно опису који је дат у Прилогу 3 Плана развоја. У складу са тим описом, 400 kV и 110 kV постројење ове трансформаторске станице повезана су преко два трансформатора снаге од по 300 MVA. У 110 kV постројење су, по принципу „улаз-излаз“, уведени ДВ 110 kV ПРП Кошава – ПРП Бела Анта и ДВ 110 kV бр. 151/6 ПРП Алибунар – ПРП Кошава (након реконструкције ових водова).
- Случај 2 – стање у систему у коме су, поред ТС Панчево 2, трансформатори 400/110 kV уграђени и у нову ТС Владимировач 3, што је потпуно нова опција у поређењу са оном датом у оквиру Плана развоја. Ово је додатно како би се укратко размотрила и оптимална локација за уградњу тих трансформатора. Као 400 kV постројење је било сагледано ПРП Владимировач 3 (намењено прикључењу више ветроелектрана), док су у 110 kV постројење уведена два далековода – ДВ 110 kV ПРП Бела Анта – ПРП Кошава и ДВ 110 kV ПРП Бела Анта – ПРП Алибунар (опет, након реконструкције).



Сатне анализе за Случај 1 и Случај 2 рађене су на моделима који су, са изузетком описаних измена, одговарали онима коришћеним за 2029. годину у остатку Плана развоја. Директно је симулирано стање у коме се један трансформатор у ТС Панчево 2 налази ван погона, а праћено је оптерећење другог трансформатора. На наредној слици се могу видети највећа сатна забележена оптерећења преосталог трансформатора за сва три разматрана случаја.



Слика 7.41: Утицај уградње додатних ТР 400/110 kV у јужном Банату.

Као што се са ових дијаграма може приметити, обе варијантне опције испуњавају свој циљ, то јест, решавају проблем преоптерећивања једног трансформатора у ТС Панчево 2 ако се симулира испад другог трансформатора. Благо предност би чак требало дати другој опцији, али то само указује на то да ће овај пројекат морати да буде детаљно преиспитан (при чему је посебну пажњу потребно обратити на 110 kV расплет нове трансформаторске станице) пре његовог уласка у наредне фазе развоја. Ово ће се десити када буде познатија динамика реализације пројеката клијената који се очекују у овом региону. Алтернативно, као решење би се могла размотрити и замена енергетских трансформатора 400/110 kV у ТС Панчево 2, при чему би се постојећи трансформатори заменили онима инсталисане снаге од 400 MVA.

Оно што је такође потребно напоменути је да ниједна од овде анализираних опција није ни на који начин допринела решавању другог горућег проблема који је сагледан у овој области, а то је проблем преоптерећивања далековода 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20. До овог проблема, првенствено узрокованог потребом за пласманом енергије из извора лоцираних у региону јужног Баната, долази чак и у базном стању система, односно у стању без било каквих испада. Да би се овај проблем решио, предложено је да се у наступајућем периоду испита могућност примене технологије динамичког одређивања капацитета на том далеководу. О тој технологији ће мало више речи бити у Потпоглављу 10.4, тако да ће овде само бити поменуто да би њена примена требало да доведе до тога да преносни капацитет овог далековода буде највећи у оним моментима када ветар у јужном Банату дува најјаче. Како су управо то сати у којима и ветроелектране у овом региону раде максималном снагом, претпоставка према којој би коришћење ове технике довело до решавања проблема могла би се сматрати оправданом и утемељеном на реалистичним претпоставкама и закључцима.



7.8.4. Решавање проблематике далековода бр. 127/1

Као што је назначено и у претходним верзијама Плана развоја преносног система, једно од главних питања које је потребно решити у преносној мрежи у региону Новог Сада је питање даљег рада далековода 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1. Наиме, овај вод, који је дуго представљао главни правац напајања за конзум прикључен на ТС Нови Сад 7, суочава се са отежаним условима рада услед подграђености у насељима Адице и Ветерник у Новом Саду. У складу са тиме, у претходним планским документима планирана је његова демонтажа на делу трасе који пролази кроз та насеља, При томе је, сходно решењу које је наведено у Студији дугорочног развоја преносног система до 2035. године, северни и јужни преостали део овог далековода требало преусмерити у друга блиска 110 kV постројења:

- јужни преостали део овог далековода био би преусмерен у ТС Нови Сад 7, пратећи трасу постојеће везе између ТС Нови Сад 1 и ТС Нови Сад 7; овим преусмеравањем би се постојећа веза између тих трансформаторских станица ефективно дуплирала;
- северни преостали део овог далековода био би преусмерен у ТС Футог, при чему би било потребно изградити читаву нову деоницу од трасе далековода бр. 127/1 до те трансформаторске станице (пројекат би укључивао адаптацију дела далековода бр. 127/1 на делу трасе на ком не би била извршена демонтажа); на овај начин би била добијена нова веза између ТС Нови Сад 3 и ТС Футог, те би се ојачао тај део мреже.

Ипак, ако би се то решење реализовало како је овде описано, доминантни правац напајања потрошње ТС Нови Сад 7 би био преко кабловске 110 kV везе између ТС Нови Сад 5 и ове трансформаторске станице. Узимајући у обзир то да је спојно поље 110 kV у ТС Нови Сад 1 у нормалном погону искључено, у случају непредвиђеног испада поменутог кабла могло би доћи до проблема везаних за напајање потрошње у јужном делу Новог Сада. Чињеница да је од стране ЕДС у склопу прикупљања улазних подлога и података за План пријављено да ће та потрошња додатно расти у наредном периоду узроковала је преиспитивање раније описаног решења и разматрање опција за обезбеђивање сигурног напајања овог конзума. У складу са тиме, урађени су сатни прорачуни на симулационим моделима за 2029. годину, при чему су разматрана четири засебна случаја. Описи ових случајева дати су у наставку.

- Случај 0 – случај у коме се далековод бр. 127/1 налази ван погона. Његов јужни део је уведен у ТС Нови Сад 7, у складу са описом датим у претходном делу текста. Са друге стране, увођење северног краја у ТС Футог није симулирано, пошто је од ЕДС добијена информација да би такво увођење могло бити проблематично и по питању обезбеђивања далеководног поља у ТС Футог. Овај случај, као што је и назначено у претходном пасусу, није био прихватљив са аспекта поузданости напајања конзума, али је остављен у урађеној анализи и посматран искључиво као референтни случај.
- Случај 1 – случај у коме се далековод бр. 127/1 поново налази ван погона, при чему је његов јужни део још једном уведен у ТС Нови Сад 7. Разлика у односу на Случај 0 огледала се у томе што је овај пут узето да је спојно поље 110 kV у ТС Нови Сад 1 укључено. На овом месту је потребно напоменути да је ово супротно стању какво се тренутно одржава у нормалном погону, пошто се укључивањем овог спојног поља стичу услови за високо оптерећење 110 kV водова између Београда и Новог Сада.



- Случај 2 – у овом случају се, још једанпут, далековод бр. 127/1 налази ван погона, а његов јужни део је уведен у ТС Нови Сад 7. Измена у односу на први случај лежи у томе што је, за Случај 2, узето да је спојно поље у ТС Нови Сад 7 искључено, док је спојно поље у ТС Нови Сад 1 укључено. Потрошња ТС Нови Сад 7 је напајана преко ТС Нови Сад 1 и петље јужно од ње, а не преко кабловског вода ка ТС Нови Сад 5.
- Случај 3 – случај у ком, након обављања одговарајућих радова, далековод бр. 127/1 остаје у погону. Наиме, сматрано је да је јужни део, као и у претходним случајевима, уведен у ТС Нови Сад 7. Промена лежи у томе што овде северни део вода директно повезује ТС Нови Сад 3 и ТС Нови Сад 7, уз каблирање деонице кроз насеља Адице и Ветерник и кабловско увођење у ТС Нови Сад 7. Такође, надземна деоница би се реконструисала, уз уградњу проводника попречног пресека АИСе 240/40 mm². Спојно поље 110 kV у ТС Нови Сад 1 је овде искључено, док је у ТС Нови Сад 7 укључено.

Након што су ови случајеви дефинисани, могло се прећи на спровођење сатних прорачуна, при чему су за све варијанте расплета мреже у Новом Саду креирани засебни симулациони модели. За Случај 0 нису виђени никакви проблеми везани за преоптерећења далековода у овом региону приликом симулација релевантних испада. Ипак, као што је већ речено, ово решење није било препоручљиво са другог аспекта, али је могло бити узето као референца, односно као показатељ тога да је могуће постићи стање у овом делу мреже у коме се не би јављали проблеми при анализама сигурности рада. Што се тиче Случаја 1, за њега су били виђена преоптерећења при критичним испадима, што се може видети у табели у наставку. У трећој колони су, у складу са начином приказивања коришћеном у Прилогу 1 овог Плана, навођена максимална оптерећења преоптерећеног елемента добијена за критични испад.

Табела 7.10: Резултати додатне анализе у Новом Саду – Случај 1.

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Максимално оптерећење [%]	Број сати у којима је проблем виђен [h]
ДВ 400 kV ТС Суботица 3 – ТС Шандорфалва	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7	123,57	534
ДВ 400 kV РП Младост – ТС Ср. Митровица 2	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7	132,35	507
ДВ 400 kV РП Младост – ТС Ср. Митровица 2	ДВ 110 kV ТС Беочин (БФЦ) –ТС Нови Сад 1	121,52	31
ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5	ДВ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 8	119,95	225
ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7	103,11	3
ДВ 110 kV ТС Инђија – ТС Инђија 2	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7	111,17	60



Из горње табеле се просто може увидети да би укључивање спојног поља у ТС Нови Сад 1 у значајној мери угрозило поузданост рада 110 kV мреже у посматраном региону, пошто би до преоптерећивања кабловског вода ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7 долазило за велики број испада, при чему би његово максимално оптерећење превазилазило 130% номиналне пропусне моћи. У складу са овиме, могло би се закључити да овакво уклопно стање, упркос томе што би наизглед могло повећати поузданост напајања потрошње јужног Новог Сада, није прихватљиво као решење које би дугорочно било одрживо. Слична анализа обављена је и за Случај 2, за који су добијени резултати који су испод приказани у табеларној форми.

Табела 7.11: Резултати додатне анализе у Новом Саду – Случај 2.

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Максимално оптерећење [%]	Број сати у којима је проблем виђен [h]
ДВ 110 kV ТС Инђија – ТС Инђија 2	ДВ 110 kV ТС Беочин (БФЦ) – ТС Нови Сад 1	120,48	219

Одавде је евидентно да услови поузданог рада система у овом региону нису испуњени ни за уклопно стање предложено у Случају 2. До преоптерећења далековода између Беочина и Новог Сада долази у случају испада далековода између ТС Инђија и ТС Инђија 2, пошто се у тим ситуацијама читав конзум ТС Нови Сад 1, ТС Нови Сад 7 и ТС Нови Сад 6 снабдева преко правца ка Беочину. Поред тога, у критичним радним режимима (режимима са веома високом потрошњом на овом подручју) би испад далековода између ТС Беочин и Сремске Митровице могао узроковати снижене вредности напона на сабирницама. При овом би се посебно угроженим могла сматрати управо ТС Беочин, у којој је у једном од радних режима добијена вредност напона од 97,7 kV. Поред тога, напони би били испод доње препоручене границе и у ТС Нови Сад 1 и ТС Нови Сад 7. Због свих овде описаних резултата, ни овакво уклопно стање ТС Нови Сад 1 и ТС Нови Сад 7 није трајно решење предметног проблема.

Конечно, трећи варијантни случај био је онај који се могао сматрати надоградњом Случаја 0. Овај случај подразумевао је уклопно стање веома слично оном из нултог случаја, али уз одговарајуће ојачање којим је конзуму у јужном делу Новог Сада обезбеђен и алтернативни правац напајања из ТС Нови Сад 3. Пошто приликом анализа које су спроведене за Случај 0 нису виђени никакви проблеми везани за преоптерећивање елемената приликом испада, није било очекивано ни да такви проблеми буду виђени при анализама које су урађене за Случај 3. Резултати који су добијени за овај случај су и потврдили овакву претпоставку, због чега је било могуће закључити да је ова варијанта решавања проблематике далековода бр. 127/1 заправо и оптимална. Њеном реализацијом би се повећала поузданост снабдевања потрошача који електричну енергију добијају преко трансформатора у ТС Нови Сад 7. Осим тога, био би решен и проблем подграђености деонице далековода бр. 127/1 у Адицама и у Ветернику, што и јесте један од основних покретача за било какве радове на овом воду. У складу са овиме, ово је варијантно решење које се може предложити за реализацију, па је и опис пројекта преусмеравања далековода бр. 127/1 измењен у одељку Прилога 3 који се бави развојним пројектима ЕМС а.д. Наравно, доста више детаља везаних за овај пројекат ће бити познато у тренутку када исти буде прелазео у инвестициону фазу и улазио у План инвестиција. Тиме је закључена и последња додатна анализа урађена за овај План развоја.

Поглавље 8

Развојне студије





8.1. SECI TSP студија – утицај интеграције ОИЕ на прилике у региону Југоисточне Европе

Пре него што се крене на постигнућа SECI TSP (енг. *Southeast Europe Cooperation Initiative Transmission System Planning*) пројекта у претходном периоду, требало би се осврнути и на то шта овај пројекат уопште представља. Наиме, ова иницијатива је отпочела пре око две деценије, када су оператори преносних система у региону Југоисточне Европе одлучили да је потребно ангажовати консултантске куће како би се формирали регионални симулациони модели високе резолуције и још вишег квалитета. У првом тренутку, ово су били искључиво мрежни модели, али се временом дошло и до тога да оператори, поред мрежних, захтевају и постојање регионалних тржишних симулационих модела на којима могу радити анализе за потребе интерних студија и планерских докумената. Сходно тим потребама, ови модели су такође укључени у склоп SECI TSP пројекта, при чему је све време тежено томе да се, у мери у којој је то могуће, постигне поклапање између креираних обједињених тржишних и мрежних регионалних модела, чиме се додатно поспешује и њихов квалитет и поузданост. Поред овога, у склопу овог пројекта је, током година, урађен и велики број студија, чије су теме зависиле од горућих проблема у регији Југоисточне Европе. Ове теме су дефинисане директно од стране оператора система који су у том моменту учествовали у овом пројекту.

Ипак, пројекат је готово заустављен у периоду пре 2017. године, да би био настављен када је прешао у надлежност Регионалне групе за регион Југоисточне Европе Комитета за развој ENTSO-E асоцијације. Осим тога што су тиме активности на пројекту директно повезане са планерским активностима извршеним на пан-европском нивоу, дошло се и до тога да се и теме и резултати студија које се раде у оквиру пројекта представљају Комитету за развој те асоцијације. У случају да овај Комитет одобри представљену студију, иста добија званичну лателу Комитета, чиме се потврђује квалитет њене израде и међународни значај резултата који су у њој наведени. У периоду од 2017. до 2023. године, кроз SECI TSP пројекат урађене су две студије. Обе су усвојене на седницама релевантног Комитета ENTSO-E асоцијације.



SECI TSP пружа операторима прилику за интензивирање регионалне сарадње.

Прва од те две студије бавила се синхронизацијом електроенергетских система Украјине и Молдавије на систем континенталног дела Европе. Како је ова студија завршена још 2021. године, у овом Плану развоја неће бити детаљно обрађиван њен садржај. Ипак, уколико би неко желео да прочита кратак извештај о овој студији и њеним исходима, то би могао наћи у Регионалном инвестиционом плану 2022 за регион Југоисточне Европе, јавно доступном на званичној интернет страници ENTSO-E асоцијације. Након што је ова студија завршена и усвојена, прешло се на разматрање теме за наредну студију која би се могла реализовати у оквиру SECI TSP пројекта. Овиме се дошло до тога да би се друга студија могла бавити утицајем интеграције великих обновљивих генераторских капацитета на прилике у региону.



Ова студија, завршена у току 2023. године, заснивала се на анализама утицаја интеграције оваквих објеката на токове снага по границама у Југоисточној Европи и на интензивирање потреба за брзом реализацијом пројеката који подразумевају градњу нове интерконективне инфраструктуре у овој области. У овој студији је учествовало десет оператора система из региона, где су се међу операторима са израженим учешћем нашли ЕМС а.д. (у својству председавања Регионалном групом за развој Југоисточне Европе) и МЕПСО (кроз функцију председавања самим SECI TSP пројектом). Један од основних циљева који су постављени и пре него што се отпочело са активностима на студији било је постизање компатибилности између мрежних и тржишних модела на којима су спровођени прорачуни. Упростијено, то је значило да сваки елемент укључен у мрежни модел (израђен у PSS/E пакету) мора да буде присутан и у тржишном моделу (за који је коришћен PLEXOS софтверски алат). На овакав начин је обезбеђено то да се у тржишним моделима поштују ограничења елемената мреже, чиме је и поузданост резултата симулација на тржишним моделима додатно побољшана.

Сценарио интеграције обновљивих извора енергије у производни портфељ региона био је базиран на централном сценарију за 2040. годину из Пан-европског плана развоја за 2020. годину (у тренутку прикупљања улазних података за студију, ово је било најскорије издање тог планерског пакета). Генерално, студија се заснивала на директном поређењу вредности одабраних мрежних и тржишних индикатора за два засебна случаја. Први случај је био онај који је подразумевао разматрани производни портфељ за 2040. годину и ситуацију у мрежи која одговара тренутној. На основу овога су се могле дефинисати и потребе за увећавањем вредности расположивих преносних капацитета на критичним границама у региону. Да би утицај повећања преносних капацитета на границама био испитан, други случај је у студији подразумевао ситуацију у којој је до 2040. године завршена реализација свих пројеката који су, према Пан-европском плану развоја 2020, предвиђени на подручју Југоисточне Европе.

Први резултати који су представљени у овој студији су били они који су добијени вршењем анализа на регионалним тржишним моделима. На овом типу прорачуна је, пре свега, било примећено то да реализацијом нових пројеката и последичним повећањем капацитета на границама у Југоисточној Европи долази и до значајног смањења потребних ограничења рада обновљивих извора енергије (енг. *curtailment*). Ово ланчано доводи до тога да се цена рада система у региону на годишњем нивоу смањује за чак око 50 милиона евра. Са друге стране, мрежне анализе су рађене на чак 11 различитих сценарија, то јест, 11 појединачних карактеристичних радних режима система у региону. Забележено је да би се реализацијом

„... прекогранични пројекти ће имати бројне позитивне ефекте по системе.“

пројеката виђених у оквиру европских планерских докумената отклонила бројна загушења до којих би могло да дође у системима. Највећа загушења у Југоисточној Европи су забележена у Румунији, то јест, у деловима мреже у непосредној близини границе Румуније и Бугарске. Уз апострофирање свих позитивних ефеката који се могу очекивати када се анализирају пројекти буду остварили, у овој студији је акценат стављен и на проблеме са напонима које би оператори система требало да отклоне што је брже и што је ефикасније могуће.



8.2. Студија оптимизације напонских прилика у Србији

Како је појашњено у Поглављу 3 које се бави представљањем тренутне ситуације у систему Србије, потребно је предвидети хитне акције како би се избегло погоршавање проблема у вези са повишеним вредностима напона у преносној мрежи. Конкретно, током претходних година је дошло до драстичног погоршања прилика по том питању и до драстичног пораста радних напона у читавом преносном систему, неvezано за напонски ниво који се посматра. Ово је посебно приметно током периода ниског конзума током године, као и током ноћних часова када је вредност снаге потрошње природно мања. Слични проблеми су примећени и широм региона Југоисточне Европе, тако да, зависно од границе која се гледа, макар део проблема расподеле реактивне снаге често може потицати из суседних система. То утиче негативно на вредности напона у преносном систему у надлежности ЕМС а.д. Проблем је препознат и на нивоу ENTSO-E, тако да постоји и могућност да ће се у наредном периоду више пажње обратити на способност сваког оператора да одржава параметре своје мреже у границама прописаним националним или европским законима и подзаконским актима. На ову тему је израђен и већи број радова представљених на међународним конференцијама, где је основни општи закључак сваког од њих то да називни напони опреме морају да буду испоштовани како би се избегло непотребно скраћивање њеног животног века и погоршање њених перформанси. Као најугроженији су означени енергетски и мерни трансформатори.

У складу са потребом за хитним реаговањем, ЕМС а.д. је, према Студији регулације напона у региону Југоисточне Европе, израђеној 2020. године, већ у свој План инвестиција уврстио позицију за набавку и уградњу варијабилног шант реактора снаге од 200 Mvar у ТС Врање 4. Ипак, у међувремену је схваћено да ово неће бити довољно и да је потребно предузети даље кораке како би се обезбедио сигуран и поуздан рад преносне мреже и убудуће. Зато је ЕМС а.д. 2023. године покренуо захтев за израду „Студије за оптимизацију и побољшање напонских прилика у електроенергетском систему Србије“. Студија обухвата две фазе:

- **Фаза 1** – фаза која је усредсређена на одређивање оптималних локација за уградњу компензационих уређаја, те њихових инсталираних капацитета и техничких одлика. Циљ ове фазе је да се предвиди уградња компензационих уређаја који ће довести до тога да се смањи напон у преносном систему у критичним периодима године, али и до побољшања способности управљања напонским приликама у читавом систему. Пре него што се почело са ма каквим анализама, било је потребно да се дефинише и скуп неопходних улазних претпоставки. Тако је приликом свих прорачуна сматрано да су варијабилни шант реактори у ТС Врање 4 и ТС Ластва (такође предвиђен кроз Регионалну студију, снаге 250 Mvar) већ уграђени и да се налазе у пуном погону.
- **Фаза 2** – фаза у којој ће, након одређивања потребног износа компензације, локације компензационих уређаја и технологија које ће се притом користити, бити дефинисан начин њихове експлоатације (примера ради, да ли ће експлоатација бити сезонска или континуална). Према томе ће бити одређене још неке техничке карактеристике уређаја, као што је, на пример, опсег континуалне регулације. Овде ће се уважавати сагледани развој система у трогодишњем периоду (укључујући и развој капацитета обновљивих извора електричне енергије), те је потребно дати предлоге управљања напонским профилем са аспекта утицаја на губитке енергије у преносном систему.

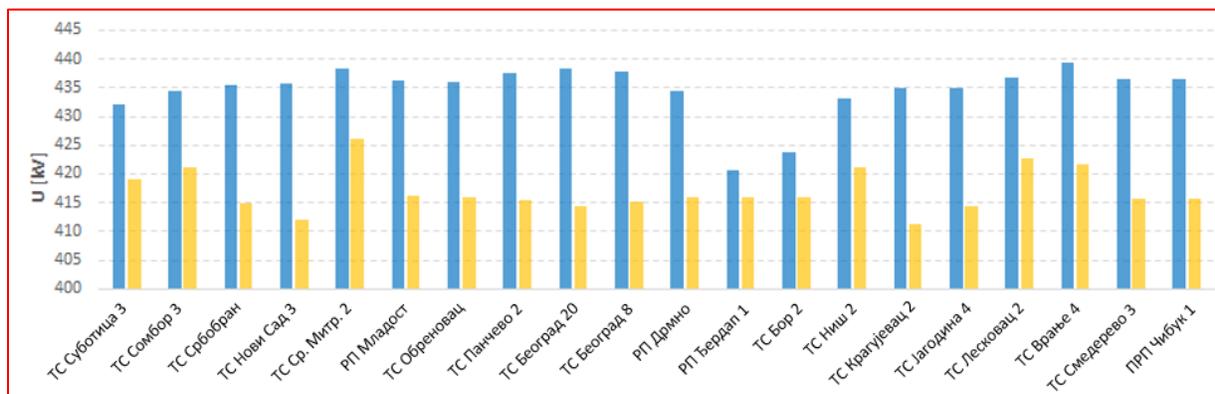


Очекивани бенефити студије која ће бити реализована помоћу овакве методологије ће бити вишеструки. Уз предлоге оптималних капацитета елемената за регулацију напона, добиће се и могуће локације за уградњу у постројењима ЕМС а.д. Притом ће бити узети у обзир и ефекти које би уградња реактора у неко постројење имала по параметре рада система, али и локацијске и диспозиционе могућности релевантних објеката који ће бити разматрани као кандидати за уградњу нових елемената за регулацију. Ово ће омогућити испуњење обавеза које ЕМС а.д. има како према корисницима преносног система, тако и обавеза које ЕМС а.д. има према операторима суседних система са тачке гледишта токова реактивне енергије.

У тренутку писања овог поглавља, Фаза 1 ове студије је завршена. На основу спроведених анализа и евалуације добијених резултата, дошло се до потврде раније изнетог закључка да ће уградња варијабилног шант реактора у ТС Врање 4 бити корак унапред, али да она, сама по себи, неће бити довољна да задржи вредности напона у преносној мрежи у оквиру дефинисаних граница у нормалном стању. Да би се износи напона вратили у жељени опсег, потребно је да се у преносном систему Србије уграде додатни компензациони елементи. По студији, предложено је шест локација за уградњу, раздвојених у две приоритетне групе:

- приоритет 1: ТС Нови Сад 3, ТС Београд 20 и ТС Краљево 3;
- приоритет 2: ТС Београд 50 (након изградње), ТС Београд 8 и ТС Ниш 2.

Према закључцима студије, у сваком од ових постројења је потребно уградити варијабилне пригушнице номиналне снаге од 250 Mvar. Да би се илустровао позитиван утицај уградње пригушница првог приоритета, креиран је дијаграм приказан на Слици 8.1. Тај дијаграм даје увид у вредности напона на 400 kV сабирницама у систему Србије за случајеве пре и након уградње пригушница у ТС Врање 4, ТС Нови Сад 3, ТС Београд 20 и ТС Краљево 3, и то за радни режим ниске потрошње у систему у летњем ноћном сату. На дијаграму су плавим и жутим стубићима, тим редом, означени напони пре и након реализације поменутог решења.



Слика 8.1: Упоредна анализа напона у 400 kV мрежи – пре и након уградње решења.

Као што се са ове слике може видети, уградња пригушница означених као први приоритет ће заиста допринети значајном смањењу вредности напона у 400 kV чвориштима система ЕМС а.д. Ипак, напони су близу, ако не и преко горње границе опсега нормалног рада, чиме се потенцира значај што брже реализације и пројеката другог приоритета. Више детаља ће бити и познато по комплетирању Фазе 2 студије, што се очекује током пролећа 2025. године.



8.3. Претходна студија изводљивости за Централно-балкански коридор

У Плану развоја преносног система за период од 2023. до 2032. године на који је сагласност дала Агенција за енергетику Републике Србије, међу развојним студијама које је ЕМС а.д. спроводио наведена је и билатерална студија на тему новог интерконективног далековода између Србије и Бугарске. У том моменту, говорило се о студији на којој раде стручњаци из ЕМС а.д. и ЕСО ЕАД (бугарски оператор преносног система), отпочетој у току 2019. године и заустављеној пре икаквог званичног усвајања у току 2021. године. Информације из 2022. године, изнете у том издању Плана развоја, указивале су на то да је пауза у том тренутку и даље трајала, без назнака када би се наставак прорачуна и писања текста могао очекивати.

Узимајући ово у обзир, ЕМС а.д. је почетком 2023. године поднео захтев за техничку помоћ у оквиру 29. прозора за додељивање донација за техничку помоћ од стране Инвестиционог оквира за западни Балкан (енг. *West Balkan Investment Framework – WBIF*). У јуну те године добијена је информација да је WBIF инвестициони оквир одобрио додељивање донације у износу од приближно 700.000 €. Одобрена средства покривају израду Претходне студије изводљивости за пројекат Централно-балканског коридора за пренос електричне енергије са стратешком проценом утицаја на животну средину. Након што су ова средства одобрена, кренуло се са формирањем методологије према којој ће предметна студија бити рађена, те са избором консултаната који ће на студији радити. Када је и то завршено, могло се прећи на почетак израде студије, што је и учињено на састанку одржаном у априлу 2024. године.

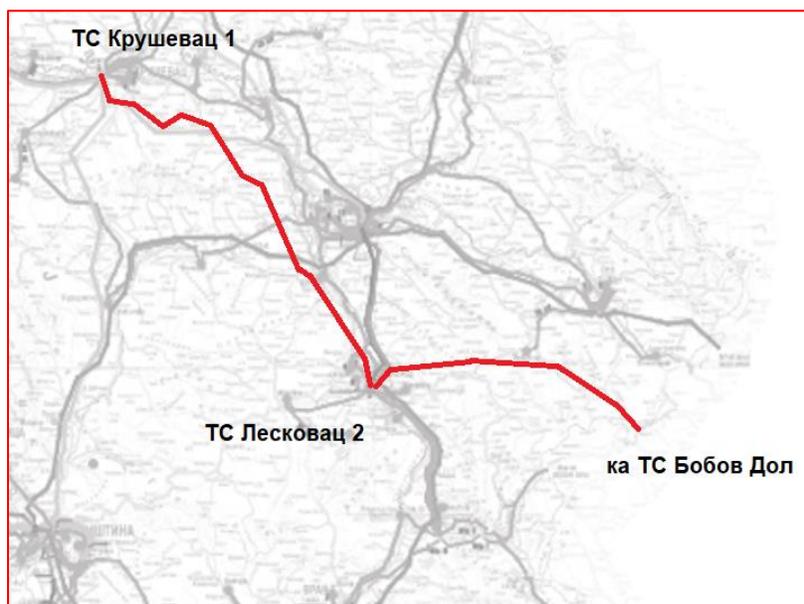
Основни циљ студије је евалуација варијантних решења за реализацију новог вода између система Србије и Бугарске, при чему се ова евалуација обавља сходно дефинисаном сету техничких и економских критеријума, и то на оном нивоу који одговара Претходној студији изводљивости. У студији се анализирају два варијантна решења за интерконекцију између Србије и Бугарске, при чему од селекције варијантног решења за интерконекцију директно зависи и избор опције за нови далековод од Крушевца ка југу Србије. Варијанте су следеће:

- ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Софија Запад (уз вод ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2);
- ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 – ТС Бобов Дол (уз вод ТС Крушевац 1 – ТС Лесковац 2).

Одлука да се у зависности од селекције интерконективног далековода измени и предметна интерна секција донета је након разматрања спроведених у ЕМС а.д., при чему се дошло до тога да би, у случају градње нове интерконекције између ТС Лесковац 2 и ТС Бобов Дол, изградња новог далековода од ТС Ниш 2 до ТС Крушевац 1 и даље оставила везу између ТС Ниш 2 и ТС Лесковац 2 као уско грло у овом делу система. Ово се избегава уколико се нова веза од ТС Крушевац 1, уместо ка ТС Ниш 2, води према ТС Лесковац 2. Студијом су обе варијанте размотрене како са техничког аспекта (при чему су коришћени како тржишни, тако и мрежни показатељи, у складу са званичном методологијом за евалуацију пројеката ENTSO-E асоцијације), тако и са аспекта изводљивости, социјалног утицаја и ефеката које би могле да имају на животну средину у областима кроз које пролазе. Према сваком од тих критеријума је варијантама додељиван одређени скор, при чему је финални резултат сваке од њих израчунаван множењем скорова по засебним критеријумима тежинским факторима и сумирањем тако добијених производа. Већи резултат одговарао је погоднијој варијанти.



Након што је евалуација обе варијанте комплетирана од стране ангажованих консултаната и ревидирана од стране ЕМС а.д., добијено је да је опција која је повољнија за реализацију она која ће подразумевати изградњу новог далековода између ТС Лесковац 2 и ТС Бобов Дол, уз изградњу интерне секције између ТС Крушевац 1 и ТС Лесковац 2. Та варијанта је такође оцењена као боља и од стране ЕСО ЕАД, где је као разлог за ово дат огроман број захтева за прикључење соларних капацитета управо у региону између границе са Србијом и ТС Бобов Дол. Са њихове стране је напоменуто и да постоји могућност да овај далековод, пре уласка у ТС Бобов Дол, буде уведен у ТС Червена Могила, али ово ни на који начин не би променило исход евалуације варијанти. Секција одабраног варијантног решења која би се налазила на територији Републике Србије може се видети на мапи датој на Слици 8.2.



Слика 8.2: Одабрана опција за интерконекцију између Србије и Бугарске.

Таква селекција ће остати валидна и након завршетка свих активности и израде текста ове Студије, што се предвиђа за април 2025. године, тако да је донета одлука да се и пројекти у овом Плану развоја измене тако да одговарају одрађеној процени и обављеном одабиру.

8.4. Студије на тему заштите животне средине

Очување глобалног окружења за будуће нараштаје основ је пословне политике ЕМС а.д. у области екологије и одрживог развоја компаније и стратегије у заштити животне средине. Електроенергетски објекти преносног система су објекти на које се односи Закон о процени утицаја на животну средину. За објекте за које надлежне институције и законска регулатива дефинишу да је неопходна израда Студија о процени утицаја на животну средину, студије се израђују и имплементирају у складу са најбољом инжењерском праксом у земљи и свету. Студија о процени утицаја на животну средину јесте документ којим се анализира и оцењује квалитет чинилаца животне средине и осетљивост истих на неком простору, врши процена међусобног утицаја постојећих и планираних активности, као и утицаји пројекта на чиниоце животне средине, и сагледавају мере намењене спречавању или смањењу штетних утицаја сагледаног пројекта како на параметре животне средине, тако и на здравље становништва.



*ЕМС а.д. води рачуна о квалитету
околине у свим фазама градње и
експлоатације елемената мреже.*

Поред наведених законски прописаних обавеза, кроз развојне програме базиране на унапређењу односа преносног система и животне средине се раде истраживачке студије и праћење одабраних параметара животне средине у сврхе умањења утицаја елемената преносне мреже на њу. То се показује и кроз чињеницу да су тренутно активне (или ће бити покренуте у веома скором року) две студије које се баве еколошким аспектима рада преносног система. Прва од њих је заснована на утицају буке од ефекта короне на водовима, док се друга бави смањењем вероватноће настанка судара птица и далеководна. Резултати студија ће бити имплементирани у наступајућим годинама.

Што се тиче утицаја буке настале услед ефекта короне, ЕМС а.д. је у претходном периоду завршио и усвојио „Студију процене утицаја и мониторинга буке услед корона ефекта“. Кроз ову студију су дефинисане методологије мерења релевантних вредности и ефеката, али и методологије прорачуна и предикција износа тих индикатора на новим водовима. Наставак рада спроведеног на овој студији сагледава се кроз нову студију у којој ће се дати детаљно разрађене методологије за смањење буке. Такве методологије ће морати да буду праћене и алгоритмима примене и начинима за избор решења на објектима од интереса. Циљ је да у наредних пет година ефекат короне у целости буде интегрисан у техничку документацију објекта. Како у време масовне изградње објекта у другој половини двадесетог века ни у Србији, а ни у Европи овакви прорачуни нису били део пројекта за високонапонске водове, изузетно је битно пажљиво одредити измене које се уводе и изабрати најбоља техничка решења која ће обезбедити максимална побољшања приликом планирања будуће мреже.

Поред ове студије, у току је, као што је речено, и студија под називом „Мониторинг колизије птица и далеководна, са упоредном анализом ефикасности различитих типова дивертера (маркера) за птице“. Наиме, иако далеководи генерално нису инфраструктура која значајно повећава морталитет популације птица на нашим просторима, јесу тип препреке зато што може доћи до судара птица са проводницима или заштитним ужадима. Праћење колизије птица и далеководна пионирски је посао у читавој Европи, и то је разлог што још увек нема техничких стандарда и препорука које се за решавање ових проблема могу користити. Отуд и потреба за студијом у којој ће се сагледати расположиве технике, опрема и мере које се могу применити. Такође ће се дати и приказ проблематике у Европи и сазнања до којих су други оператори дошли у истраживањима и у имплементацији. Уз ово ће се преклапањем карте мреже далеководна и карата евидентираних станишта и миграционих коридора птица у Србији добити мапа ризика од колизије птица са далеководима у Србији. Овде ће пажња у највећој мери бити обрађена на постојећу мрежу и на интервенције које би се на њој могле извести, а не на нове далеководне приликом чије се градње у сваком случају уважава велики број мера. Коначно, на крају ове студије ће се дати предлог локација на којима је потребно имплементирати дивертере, да би након њихове уградње био урађен и мониторинг који ће дати податке о ефикасности и сврсисходности примене ових дивертера на далеководима.

Поглавље 9

Листе планираних пројеката





9.1. Разлози за покретање развојних опција

Иако студије на тему имплементације напредних технологија у свакодневни рад преносног система пружају решења неких тешкоћа које су примећене у њему, постоје и проблеми које је ипак могуће решити само планирањем нових пројеката које би требало реализовати. Ови пројекти су, сходно мисији и визији ЕМС а.д., примарно усмерени ка наредних пет циљева:

Табела 9.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије.

Циљ	Опис циља
Циљ 1	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача
Циљ 2	Повећање преносног капацитета и ублажавање утицаја старења инфраструктуре
Циљ 3	Раст потрошње, прикључење нових конвенционалних електрана или купаца
Циљ 4	Интеграција обновљивих извора енергије
Циљ 5	Ефикасније управљање преносним системом и интеграција тржишта електричне енергије

Сходно тако дефинисаним циљевима, у наредним потпоглављима су дате листе развојних и инвестиционих пројеката сагледаних за реализацију у наступајућим годинама. Пројекат се сврстава у развојне (то јест, сматра се пројектом у развојној фази) ако се почетак његове реализације планира тек након треће планске године. Са друге стране, пројекат се сматра инвестиционим (то јест, третира се као пројекат у инвестиционој фази) ако је у току или ако се почетак његове реализације планира у једној од прве три планске године. Свака од ових група пројеката се даље може поделити у пет поткатегија, датих и у наредној листи:

- пројекти развоја преносне мреже (интерконеције);
- пројекти развоја преносне мреже (интерна мрежа);
- пројекти прикључења између оператора система (преносног и дистрибутивног);
- пројекти прикључења клијената;
- остали пројекти у преносном систему.

На овом месту је потребно појаснити и да су године уласка у погон сваког од пројеката који се налазе у развојној фази дате као индикативне, односно референтне године које се могу користити за дефинисање детаљне динамике реализације тих пројеката након што пређу у инвестициону фазу. Наиме, приликом сагледавања године реализације развојног пројекта се у обзир узимају претходна искуства оператора везана за сличне пројекте, чиме се може извршити оквирна процена времена потребног за завршетак радова и пуштање пројекта у погон. Ипак, прецизнија естимација овог рока се може спровести тек након што се започне са припремом документације и са исходовањем дозвола неопходних за обављање радова на елементима преносног система који су укључени у сагледани обим предметног пројекта.



Наравно, не може се очекивати да ће сваки пројекат из сваке поткатегорије испунити сваки од дефинисаних циљева. У складу са овиме, у Табели 9.2 се може видети које ће циљеве испунити који пројекат сагледан за реализацију, подељено по наведеним поткатегоријама:

Табела 9.2: Циљеви развојних опција по поткатегоријама.

Поткатегорија пројекта	Циљ 1	Циљ 2	Циљ 3	Циљ 4	Циљ 5
Пројекти развоја преносне мреже (интерконекције)	✓	✓		✓	✓
Пројекти развоја преносне мреже (интерна мрежа)	✓	✓	✓	✓	✓
Пројекти прикључења између оператора система	✓	✓	✓	✓	
Пројекти прикључења клијената			✓	✓	
Остали пројекти у преносни систем	✓				✓

Дефинисање циљева које би развојне опције требало да испуне представљало је директан предуслов за издвајање осам разлога који могу довести до покретања тих развојних опција:

- интеграција обновљивих извора енергије;
- повећање поузданости преносног система;
- пораст потрошње или повећање одобрене снаге објеката ОДС;
- ефикасније управљање преносним системом;
- интеграција тржишта електричне енергије;
- прикључење конвенционалних електрана и/или купаца;
- уклањање оперативних ограничења рада обновљивих извора енергије;
- повећање преносног капацитета.

Оно што би се могло уочити уколико би се ова листа упоредила са оном која је била дата у претходној верзији Плана развоја преносног система је то да се овде по први пут као један од разлога за покретање развојне опције јавља уклањање (или ублажавање) оперативних ограничења рада обновљивих извора енергије. Предметни критеријум је директно повезан са новим регулаторним оквиром којим се дефинишу услови пласмана електричне енергије из варијабилних обновљивих извора у мрежу, где је оператору преносног система пружена могућност да, у случају да је безбедан рад система угрожен, под одређеним околностима може ограничити рад обновљивих извора енергије. Иако такво ограничавање може помоћи систему у критичним радним режимима, оно не може бити сматрано дугорочним решењем, сходно чему је потребно планирати и одговарајуће пројекте којима ће примена предметне мере бити сведена на што мањи обим. Како нови регулаторни оквир није био на снази када је прошли План развоја писан, то овај покретачки разлог није било могуће тада сагледати.



9.2. Измене у пројектима у развојној фази

У наредном потпоглављу овог Плана развоја ће бити приказане листе свих пројеката који се тренутно, према сагледавањима ЕМС а.д., налазе у развојној фази. Уколико би се такве листе упоредиле са онима које су дате у претходној верзији Плана развоја, дошло би се до тога да се овде по први пут појављује седам нових развојних пројеката ЕМС а.д. То су:

- Изградња нове ТС 400/110 kV уз РП Колубара – ново постројење које се планира из потребе за одржањем поузданости напајања потрошача у региону Колубаре, као и што већег растерећења 110 kV мреже између Београда и Ваљева. Ово постројење се може сматрати заменом за пројекат ТС 400/110 kV Конатице из претходног Плана развоја. Тај пројекат је био тесно повезан са реализацијом пројекта ТЕ Колубара Б, тако да су, након одустајања инвеститора од улагања у ову електрану, обустављене и активности по питању изградње нове инфраструктуре у вези са њом. Узимајући у обзир да ЕМС а.д. и даље види потребу за трансформацијом 400/110 kV у области од интереса, донета је одлука да се за План развоја предложи нови пројекат.
- Изградња далековода 110 kV ТС Шид - ТС Бачка Паланка 2 – нови 110 kV далековод који је намењен за повећање поузданости напајања потрошача у регионима Срема и Бачке. Потреба за овим пројектом је виђена након што је, услед испада постојећег далековода према Сремској Митровици, преко 11.000 потрошача у Шиду остало без снабдевања електричном енергијом. Осим тога, постоји и жеља да се петљи у којој се, између осталих, налази и ТС Бачка Паланка 2, поред веза ка ТС Нови Сад 3 и ка ТС Србобран, обезбеди и веза према ТС Сремска Митровица 2. Пошто овај пројекат испуњава обе горе наведене функције, предложен је за уврштавање у План развоја.
- Реконструкција далековода 110 kV бр. 152/4 ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1 – планира се реконструкција далековода по постојећој траси, уз повећање попречног пресека проводника. Ова реконструкција је неопходна јер правац преко Параћина, у случају испада ДВ бр. 108, остаје једина 110 kV веза од Јагодине ка градовима јужно од ње. Због тога ток снаге по овом правцу може у неким режимима бити веома велики, што може довести и до његовог преоптерећења. Како би се ово избегло, донета је одлука да се читав правац преко Параћина реконструише уз повећање попречног пресека проводника, где се првом секцијом правца може сматрати управо овај далековод.
- Повећање инсталисане снаге у ТС 400/110 kV Београд 20 – пројектом се сагледава уградња трећег 400/110 kV трансформатора у ТС Београд 20. Идеја за овај пројекат је настала након што је при изради претходног Плана развоја преносног система и Студија прикључења објеката примећено да постоје радни режими у којима се један од два трансформатора у овој трансформаторској станици преоптерећује уколико је други трансформатор нерасположив. Реализацију пројекта додатно олакшава и то што се резервни трансформатор већ налази у границама постројења, тако да неће бити потребе да се спроводи набавка истог, већ ће фокус бити на његовој уградњи.
- Изградња далековода 110 kV ПРП Башаид 2 - ТС Зрењанин 2 – овим далеководом би требало да се отклоне проблеми везани за преоптерећења далековода на правцу од ТС Кикинда 2, преко ТС Бегејци и ТС Нова Црња, до ТС Зрењанин 2, узрокована прикључивањем обновљивих извора енергије на 110 kV мрежу у Средњем Банату.



- Изградња ТС 400/110 kV Пожаревац 3 - II фаза – пошто ће се 400 kV постројење ове трансформаторске станице изградити у оквиру Централно-балканског коридора за пренос електричне енергије, овај пројекат ће обухватати градњу 110 kV постројења уз ово 400 kV постројење, додавање трансформатора 400/110 kV између њих, као и решавање расплета 110 kV далековода који ће се увести у ново постројење. Према садашњим сагледавањима, у 110 kV постројење ове трансформаторске станице ће се увести оба система далековода бр. 102АБ/2, као и нови 110 kV далековод који ће бити изграђен од њега до ПРП Костолац (постројење за прикључење ВЕ Костолац).
- Реконструкција далековода 110 kV бр. 1248 ТС Београд 10 - ТС Београд 22 – пошто је стање овог далековода лоше, а неки од стубова на њему су и даље бетонски, кроз План развоја је сагледана његова реконструкција, уз повећање пресека проводника.

Поред ових нових развојних пројеката, у поређењу са претходним Планом развоја је промењен обим неких постојећих пројеката, где су погодан пример за ово пројекти који су у претходном Плану развоја били сагледани као адаптације елемената, да би у овом Плану развоја прерасли у реконструкције. До оваквих измена је превасходно долазило тамо где је виђено да су на далеководима чија је адаптација била планирана и стубови у лошем стању, те да је ипак потребно извршити њихову реконструкцију. У овом плану постоји неколико таквих пројеката, али

„...овим Планом развоја је виђено седам нових развојних пројеката.“

није сматрано да је и њих неопходно засебно истицати као што је то био случај са потпуно новим пројектима. Један од очигледних примера за ово је далековод 110 kV бр. 145 између ТС Кикинда 1 и државне границе између Србије и Румуније. Наиме, у ранијим Плановима развоја је овај далековод био предвиђен за адаптацију, али је током прикупљања података за овај План то измењено у реконструкцију услед проблема приликом одржавања стубова и оштећења услед удара механизације. Уз ово, није посебно истакнут пројекат прикључења ТС 110/x kV Голија који се није налазио у претходном Плану, пошто је тај пројекат уврштен у овај План по захтеву ЕДС. Такође, постоје и пројекти који су прешли у инвестициону фазу, али о тим пројектима ће више детаља бити дато у једном од наредних потпоглавља Плана.

На самом крају, треба рећи и то да постоје два пројекта која су у претходном Плану развоја била виђена као развојна решења, али су ипак изостављена из ове верзије Плана развоја:

- Решавање расплета 110 kV водова око ТС Конатице – од овог пројекта се одустало зато што се одустало од целог пројекта градње ове трансформаторске станице, што је, опет, директна последица заустављања пројекта изградње нове ТЕ Колубара Б.
- Изградња ДВ 2x110 kV ТЕ Костолац А - ТС Смедерево 1 – основну функцију новог далековода између Смедерева и Костолаца, тј. смањење оптерећења 110 kV мреже између ова два града, преузео је пројекат друге фазе изградње ТС Пожаревац 3.

У складу са овиме, као и са информацијама прикупљеним током формирања скупа улазних података, креиране су листе пројеката у развојној фази, дате у наредном делу овог Плана.



9.3. Листе пројеката у развојној фази

Као што је и напоменуто у претходном потпоглављу, у овом делу Плана развоја ће се фокус ставити на развојна решења која се и даље налазе у развојној фази, при чему ће одвојено бити посматрани пројекти ЕМС а.д. који су искључиво намењени развоју мреже, а одвојено пројекти којима се сагледава прикључење нових трансформаторских станица у власништву ЕДС. У складу са тиме, Табела 9.3 даје увид у прву овако дефинисану категорију. Притом су, прегледности ради, пројекти градње интерконекија и пројекти који се односе на 400 kV напонски ниво одвојени од пројеката који се односе на развој 220 kV и 110 kV мреже. Поред сваког пројекта се може видети очекивана година његове реализације, као и који су од осам покретачких разлога, наведених у уводном делу овог поглавља, релевантни за тај пројекат. Више детаља о сваком пројекту из доње листе представљено је у Прилогу 3 Плана развоја, где се, између осталог, могу видети прикази на мапи и очекивани обими радова пројеката.

Табела 9.3: Пројекти развоја преносне мреже – развојна фаза.

Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
Пројекти развоја преносне мреже (интерконекије)										
1	ДВ 400 kV између Србије и Румуније	2029	✓	✓			✓		✓	✓
2	ДВ 400 kV између Србије и Бугарске	2034	✓	✓			✓		✓	✓
3	ДВ 400 kV између Србије и Хрватске	2038	✓	✓			✓		✓	✓
4	ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе	након 2034	✓	✓			✓			✓
Пројекти развоја преносне мреже (400 kV мрежа)										
1	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште	2034	✓	✓	✓	✓		✓		✓
2	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Лесковац 2	2034	✓	✓	✓	✓			✓	✓
3	Подизање преносне мреже средњег Баната на 400 kV напонски ниво	након 2034	✓	✓		✓			✓	✓
4	ТС 400/110 kV Николинци	након 2034	✓	✓		✓				✓
5	Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3	након 2034		✓	✓	✓		✓		✓



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
6	ТС 400/110 kV северно од Ниша	након 2034		✓		✓				✓
7	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - II фаза	2031		✓	✓	✓		✓		✓
8	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2	након 2034		✓	✓					
9	Реконструкција РП Дрмно – II фаза	након 2034		✓		✓				
10	Изградња ТС 400/110 kV уз РП Колубара	након 2034	✓	✓	✓	✓			✓	✓
11	Повећање инсталисане снаге у ТС 400/110 kV Београд 20	након 2034		✓	✓	✓				✓
12	Изградња ТС 400/110 kV Пожаревац 3 - II фаза	након 2034	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
13	Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	2030		✓		✓		✓		

Пројекти развоја преносне мреже (220 kV и 110 kV мрежа)

1	ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус	након 2034		✓	✓	✓			✓	✓
2	Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4	након 2034	✓	✓				✓		
3	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд	2030		✓		✓				✓
4	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	након 2034	✓	✓	✓	✓				✓
5	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара А – ТС Тамнава зап. поље	2030	✓	✓	✓	✓		✓		✓
6	Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда	након 2034	✓	✓		✓				✓
7	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац	2030		✓	✓	✓			✓	✓
8	Расплет 110 kV високонапонских водова око ТС Београд 1	након 2034		✓	✓	✓				



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
9	Адаптација деоница ДВ 110 kV бр. 106АБ	након 2034		✓	✓			✓		✓
10	Реконструкција ТС 110/6,3 kV ТЕНТ А СП	2034		✓		✓				✓
11	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/2/3 ТС Бечеј – ТС Нови Бечеј – ТС Зрењанин 2	2030	✓	✓		✓			✓	✓
12	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/1/2	након 2034		✓	✓	✓			✓	✓
13	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	након 2034		✓		✓			✓	✓
14	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2	2031		✓		✓			✓	✓
15	Адаптација ДВ 110 kV бр. 165 ТС Неготин – ТС Прахово	2029	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
16	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 178 ТС Косјерић – ТС Цементара Косјерић	након 2034		✓				✓		✓
17	ДВ 110 kV ТС Шид – ТС Бачка Паланка 2	након 2034		✓		✓				✓
18	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/3/5	2032		✓	✓	✓		✓	✓	✓
19	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 204 ТС Београд 3 – ТС Б. Башта	2031		✓		✓		✓		
20	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 ТС С. Митровица 2 – ТС Б. Башта	након 2034		✓		✓				
21	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб	након 2034		✓	✓	✓				✓
22	Реконструкција РП 35 kV у ТС 220/110/35 kV Пожега	након 2034		✓		✓				
23	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 143 ТС Кикинда 1 – ТС Зрењанин 2	након 2034	✓	✓		✓				✓
24	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3	након 2034		✓	✓					



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
25	Реконструкција деоница ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1	2030	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
26	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 210 ТС Б. Башта – ХЕ Б. Башта	након 2034		✓				✓		
27	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	2032	✓	✓	✓	✓				✓
28	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21	након 2034		✓	✓	✓		✓		✓
29	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	након 2034		✓	✓	✓		✓		✓
30	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/4/5	2030	✓	✓	✓	✓				✓
31	Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4	након 2034		✓		✓				
32	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно	након 2034		✓	✓	✓				✓
33	Адаптација ДВ 2×220 kV бр. 256АБ ТС Обреновац – ТЕНТ А	након 2034		✓				✓		
34	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 211 ТС Б. Башта – ХЕ Б. Башта	након 2034		✓				✓		
35	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 134/1/5/7	након 2034		✓	✓	✓		✓		✓
36	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 - ТС Врање 1	након 2034		✓		✓		✓	✓	✓
37	Замена КБ 110 kV бр. 1216 ТС Београд 14 – ТС Београд 15	након 2034		✓		✓				✓
38	Замена КБ 110 kV бр. 1151 ТС Београд 15 – ТС Београд 17	након 2034		✓		✓				✓
39	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20	након 2034		✓	✓	✓				✓
40	ДВ 110 kV ТС Зрењанин 2 – ПРП Башаид 2	након 2034	✓	✓	✓	✓			✓	✓



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
41	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1	2030		✓	✓					
42	ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната	након 2034	✓	✓	✓	✓				✓
43	ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица	након 2034		✓	✓	✓				✓
44	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 145 ТС Кикинда 1 - државна граница	2031	✓	✓	✓	✓	✓			✓
45	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Младеновац	након 2034		✓	✓	✓			✓	✓
46	Реконструкција РП 220 kV и РП 110 kV у ТС Краљево 3	након 2034		✓	✓	✓				
47	Реконструкција ТС Ваљево 3	након 2034		✓	✓	✓				
48	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5	након 2034		✓		✓				
49	Адаптација ДВ 110 kV бр. 1186 РП Ђердап 2 - ТС Сип	након 2034	✓	✓		✓		✓		
50	Повећање инсталисане снаге ТС Чачак 3	након 2034		✓	✓	✓				✓
51	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4	након 2034	✓	✓	✓	✓			✓	✓
52	Реконструкција ТС Шабац 3	након 2034		✓	✓	✓				
53	Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2	након 2034		✓		✓		✓		
54	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 1272 ТС Србобран – ТС С. Митровица 2	након 2034		✓	✓					
55	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 152/4 ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1	2031	✓	✓	✓	✓			✓	✓
56	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 149 ТС Зајечар 1 - државна граница	након 2034		✓		✓	✓			✓
57	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 154/2 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 5	након 2034		✓	✓	✓				✓



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
58	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 135/1/5	након 2034	✓	✓	✓	✓				✓
59	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4	након 2034		✓	✓	✓				✓
60	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/1/3/5/6/7/8	након 2034		✓	✓	✓			✓	✓
61	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 155/1/2	након 2034	✓	✓	✓	✓			✓	✓
62	Реконструкција РП 220 kV у ТС Панчево 2	након 2034	✓	✓		✓				
63	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 140 ХЕ Врла 1 - државна граница	након 2034		✓		✓	✓			✓
64	Реконструкција ТС 110/35/6 kV Севојно	након 2034	✓	✓	✓					
65	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	2030		✓	✓	✓				✓
66	Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35	2030		✓	✓	✓				✓
67	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/4 ТС Зрењанин 2 – ТС Зрењанин 1	након 2034		✓	✓	✓				✓
68	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1248 ТС Београд 10 – ТС Београд 22	након 2034		✓	✓	✓				✓
69	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 20 – ТС Београд 3	након 2034		✓	✓	✓				✓

Одавде се може приметити да је већина пројеката у развојној фази планирана за завршетак након иницијалног десетогодишњег хоризонта. Ово не треба схватити као индикатор тога да ти пројекти нису потребни систему, већ је до овога дошло због уважавања реалистичних ограничења по питању ресурса којима ЕМС а.д. располаже. Треба истаћи и да су године завршетка пројеката који подразумевају и активности оператора дистрибутивног система дискутоване и на састанцима намењеним усаглашавању планова оператора преносног и дистрибутивног система. Уз пројекте развоја мреже, у развојној фази су и неки од пројеката прикључења нових објеката оператора дистрибутивног система, набројани у Табели 9.4.



Табела 9.4: Пројекти прикључења објеката ОДС – развојна фаза.

Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
ДП Београд										
1	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 48	2029		✓	✓					
2	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 57	2028		✓	✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 56	након 2034		✓	✓					
4	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 51	након 2034		✓	✓					
ДП Ниш										
1	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	након 2034		✓	✓					
2	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	након 2034		✓	✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV - Лесковац 5	након 2034		✓	✓					
4	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Стара планина	након 2034		✓	✓					
5	Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 7	након 2034		✓	✓					
6	Прикључни вод за ТС 110/x kV Топоница	након 2034		✓	✓					
7	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 12	након 2034		✓	✓					
8	Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 16	2029		✓	✓					
ДП Нови Сад										
1	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2	2029		✓	✓					
ДП Крагујевац										
1	Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	након 2034		✓	✓			✓		
2	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	2032		✓	✓					



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
3	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	2032		✓	✓					
4	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23	након 2034		✓	✓					
5	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Собовица	2032		✓	✓			✓		
ДП Краљево										
1	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Варварин	2032		✓	✓					
2	Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева	2026		✓	✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2	2032		✓	✓					
4	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Брус	2032		✓	✓					
5	Прикључни вод за ТС 110/x kV Мионица	2032		✓	✓					
6	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	2032		✓	✓					
7	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4	2032		✓	✓			✓		
8	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац	2032		✓	✓					
9	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Дивчибаре	2030		✓	✓					
10	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Златибор 4	2030		✓	✓					
11	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Голија	2032		✓	✓					

Оно што се може запазити из ове табеле је то да су два најзначајнија разлога за планирање нових трансформаторских станица у власништву ЕДС раст вредности потрошње коју треба напојити енергијом и тежња ка повећању поузданости рада постојећег система. Уз ово, неки од пројеката прикључења објеката оператора дистрибутивног система настају услед најаве изградње потпуно нових индустријских зона у појединим градовима, за шта примери могу да се нађу у прикључењима ТС Крагујевац 21, ТС Собовица или ТС Параћин 4 на систем. Овиме се и завршава део Плана који се односи на пројекте који се налазе у развојној фази.



9.4. Нови пројекти у инвестиционој фази

Слично као што је у Потпоглављу 9.2 приказана листа нових пројеката у развојној фази, на овом месту ће бити дат кратак преглед нових пројеката у инвестиционој фази (у поређењу са прошлим усвојеним Планом инвестиција у преносни систем). Листа је дата у Табели 9.5.

Табела 9.5: Листа нових пројеката у инвестиционој фази.

Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон
1	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Београд 20	2029
2	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Краљево 3	2029
3	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Нови сад 3	2029
4	Реконструкција ТС Зрењанин 2 - I фаза	2029
5	Каблирање ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 16 - Београд 3	2031
6	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара	2028
7	ДВ 110 kV бр. 134/6 ТС Златибор 2 - ТС Бистрица, реконструкција од ТС Златибор 2 до стуба 140	2029
8	ДВ 220 kV бр. 213/1 ТС Бајина Башта - ТС Обреновац и бр. 204 ТС Бајина Башта - ТС Београд 3 (превезивање)	2028
9	Усклађивање траса далековода 110 kV са планираним саобраћајницама на локацији Макишко поље - I фаза	2026
10	Замена ТР 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2	2028

Пројекат назван „Усклађивање траса далековода 110 kV са планираним саобраћајницама на локацији Макишко поље – I фаза“ се није налазио у претходном Плану развоја преносног система, али је убачен директно у План инвестиција у преносни систем на предлог Владе Републике Србије. У прошлом Плану развоја није било ни пројеката уградње варијабилних шант реактора на три локације у систему. Они су ушли у План инвестиција према Извештају за прву фазу студије „Оптимизација и побољшање напонских прилика у ЕЕС Србије“. Више о тој Студији дато је у Поглављу 8 овог Плана развоја. Остали пројекти су из развојне фазе прешли у инвестициону, са или без измена у обиму пројекта након бољег сагледавања. Тај прелазак пројекта из развојне у инвестициону фазу базиран је на резултатима спроведене приоритизације развојних пројеката, рађене у складу са званичном методологијом ЕМС а.д.



9.5. Листе пројеката у инвестиционој фази

Након што су у претходном потпоглављу наведени пројекти који су се по први пут нашли у Плану инвестиција у преносни систем, може се прећи и на табеларни приказ свих пројеката који су укључени у тај планерски акт. Слично као код развојних пројеката, и овде су пројекти подељени по раније дефинисаним категоријама пре уношења у Табелу 9.6, дату у наставку.

Табела 9.6: Пројекти развоја преносне мреже – инвестициона фаза.

Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
Пројекти развоја преносне мреже (интерконекције)										
1	Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе - Четврта секција ТБК	2028		✓			✓			✓
2	ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)	2027		✓		✓	✓			✓
3	Панонски коридор	2028 (2030)		✓		✓	✓			✓
Пројекти развоја преносне мреже (400 kV мрежа)										
1	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV - Трећа секција ТБК	2027		✓						✓
2	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	2029		✓		✓				
3	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2	2025 (електро.)/ 2027 (грађ.)		✓		✓				✓
4	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	2026		✓		✓				
5	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2	2025 (електро.)/ 2026 (грађ.)		✓		✓				
6	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2	2028		✓		✓				



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
7	БеоГрид2025 - ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната	2028	✓	✓	✓	✓		✓		✓
8	Замена ТР 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2	2028		✓	✓					
9	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV – I фаза	2027		✓						✓
10	Уградња варијабилног шант реактора у ТС Врање 4	2026		✓		✓				
11	ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС Пожаревац	2030	✓	✓		✓				✓
12	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Београд 20	2029		✓		✓				
13	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Краљево 3	2029		✓		✓				
14	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Нови сад 3	2029		✓		✓				
15	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	2022		✓		✓		✓		
16	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова	2023	✓	✓		✓				
17	Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV са расплетом водова	2020		✓		✓				
Пројекти развоја преносне мреже (220 kV и 110 kV мрежа)										
1	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Мосна	2026		✓		✓		✓		✓
2	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101АБ ТС Београд 3 - ТЕ Костолац А	2028		✓						



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
3	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица	2028		✓						✓
4	Расплет 220 kV ДВ и увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3	2024		✓		✓				
5	РП 220 kV ТЕТО Панчево	2029		✓		✓		✓		
6	Реконструкција деоница ДВ бр. 151/2 и 151/3	2026	✓	✓		✓		✓		✓
7	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица	2028		✓						✓
8	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 - ТС Лесковац 4	2028		✓						
9	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран - ТС Бечеј у двосистемски далековод	2024		✓						✓
10	Увођење трансформације 220/110 kV између ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП	2024		✓	✓	✓		✓		✓
11	Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина и бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Бељина и демонтажа далековода бр. 115/9 чвор Атеница – чвор Бељина	2027		✓						
12	Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3	2026		✓		✓				
13	Повећање инсталисане снаге ТС 220/100 kV Ваљево 3	2025		✓	✓	✓		✓		✓



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
14	Реконструкција ТС 220/110/35 Пожега – I фаза	2027		✓						
15	Реконструкција РП 110 kV Панчево 1	2028	✓	✓		✓		✓		
16	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран	2026		✓		✓				
17	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2	2028		✓		✓				✓
18	Каблирање деоница водова бр. 117/1 и бр. 1247	2029		✓						
19	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	2029		✓		✓				✓
20	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски	2026		✓				✓		✓
21	Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45	2026		✓		✓		✓		✓
22	Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод	2025		✓						✓
23	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13	2026		✓						✓
24	Јачање преносне мреже између ТС Бор 2 и ТС Зајечар 2	2025/2026/ 2028		✓	✓	✓		✓		✓
25	Реконструкција и доградња ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1	2028		✓				✓		
26	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	2024		✓						✓



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
27	ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2 и расплет 110 kV далековода испред ТС Мајданпек 2	2027		✓	✓	✓		✓		
28	ДВ 110 kV ТС Жабалъ - ТС Перлез	2028	✓	✓	✓	✓				✓
29	Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове	2023/2025/2026		✓	✓	✓				✓
30	ДВ 110 kV ТС Гуча - ТС Ивањица	2024		✓						✓
31	ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1	2024/2025		✓						✓
32	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић	2025/2026		✓						✓
33	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	2028		✓						✓
34	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3	2027		✓						✓
35	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг	2028		✓		✓				✓
36	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријеполје	2030		✓	✓	✓		✓		✓
37	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац	2027		✓	✓	✓				✓
38	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2026		✓						
39	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник	2027		✓	✓	✓				
40	ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	2020		✓		✓				
41	ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова	2023		✓		✓		✓		



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
42	Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6	2023		✓		✓				
43	Реконструкција ДВ бр. 121/2/3/4 (правац ТС Београд 10 – ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле – ТЕ Колубара А)	2028		✓	✓			✓		✓
44	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2	2026		✓		✓				✓
45	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин	2028		✓		✓				✓
46	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4	2028		✓						
47	Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	2027		✓						
48	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 108 ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1	2030		✓						
49	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац – ТЕ Морава	2029	✓	✓				✓		✓
50	ТС 220/110 kV Пожега, уградња два енергетска трансформатора снаге 2x250 MVA	2027		✓						
51	Каблирање ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 16 - Београд 3	2031		✓	✓	✓		✓		✓
52	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 134/6 ТС Златибор 2 - ТС Бистрица од ТС Златибор 2 до стуба 140	2029		✓						✓



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
52	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара	2028		✓		✓				
54	ДВ 220 kV бр. 213/1 ТС Бајина Башта - ТС Обреновац и бр. 204 ТС Бајина Башта - ТС Београд 3 (превезивање)	2028		✓		✓				

Оно што се може приметити је да је већи део пројеката који су по први пут ушли у овај План инвестиција везан за радове на постојећим елементима система. То је потпуно усклађено са тенденцијама ЕМС а.д. да, уз градњу нове инфраструктуре, тежи томе да расположиве ресурсе адекватно одржава и користи на ефикасан и економичан начин. Слично као што је наведено изнад табела које су се бавиле развојним пројектима, сваки од инвестиционих пројеката ЕМС а.д. има своју личну карту у којој се може наћи одговарајући ниво детаља о њему, укључујући и његов упрошћени приказ на географској карти. Ове личне карте су дате у Прилогу 3 Плана. Поред пројеката из горње табеле, у овом прилогу се налази и пројекат повећања преносних капацитета борског региона. Овај пројекат је сагледан као неопходна инфраструктура за прикључење нових рударских капацитета најављених на подручју Бора.

Поред овога, може се приметити и да постоји неколицина пројеката у овој табели за које је као година реализације наведена година која је већ прошла у тренутку писања овог Плана развоја преносног система. Међу њима су, примера ради, градња новог 110 kV далековода између ТС Бела Црква и ТС Велико Градиште (реализација овог пројекта је завршена 2020. године) и адаптација ТС 400/220 kV Обреновац (радови на овој адаптацији су комплетирани током 2022. године). Треба напоменути да навођење ових објеката, упркос томе што су већ финализиране активности на њиховој реализацији, не представља превид, већ проистиче директно из потребе да се постигне стопроцентна усаглашеност Плана развоја преносног система и Плана инвестиција у преносни систем који га прати. Наиме, иако су сами радови на овим пројектима завршени, ЕМС а.д. је кроз свој План инвестиција предвидео средства за заостала плаћања по позицијама везаним за ове пројекте. У складу са тиме, пројекти су и даље остали у Плану инвестиција, те их је било неопходно обухватити и Планом развоја преносног система. Када се предметна заостала плаћања буду реализовала, ови пројекти ће бити избрисани из Плана инвестиција у преносни систем, те ће их бити могуће избацити и из Плана развоја преносног система који ће бити писан након што се ове исплате догоде.

Сходно начину на који су развојни пројекти наведени, опет ће наредни корак представљати представљање оних пројеката прикључења на преносни систем који укључују објекте који се налазе у власништву ЕДС. Овакви пројекти у инвестиционој фази дати су у Табели 9.7.



Табела 9.7: Листа пројеката прикључења који укључују објекте ОДС.

Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
ДП Београд										
1	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)	2026			✓					
2	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)	2025/2026			✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 46 (Збег)	2027			✓					
4	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 47 (Београд на води)	2025			✓					
5	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 49 (Аеродром)	2027			✓			✓		
6	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 55 (Зуце)	2028			✓					
7	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 58 (Национални стадион)	2026			✓					
8	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 59 (БИО4 кампус)	2027			✓					
ДП Ниш										
1	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)	2025			✓					
2	Прикључни водови за ТС 110/35/10 kV Ниш 9	2029			✓					
ДП Нови Сад										
1	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Перлез	2027			✓					
2	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	2029			✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6	2025			✓			✓		
4	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Пландиште 2	2025/2026	✓		✓			✓		
5	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Каћ	2025/2026			✓			✓		



Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон	Интеграција ОИЕ	Већа поузданост	Пораст потрошње	Ефикасност рада	Интегр. тржишта	Прикљ. конв. обј.	Опер. ограничења	Већи капацитети
6	Прикључни водови за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	2029			✓					

ДП Крагујевац

1	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	2027			✓					
2	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Пожаревац 2	2023			✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 4	2026			✓					

ДП Краљево

1	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	2029	✓		✓			✓		
2	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	2029			✓					
3	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Свилајнац	2029			✓					
4	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4	2029		✓	✓					
5	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	2023			✓					

Коначно, за разлику од развојне фазе, у инвестиционој фази се могу наћи и такви пројекти који се не могу директно сврстати у инвестиције у преносни систем, него у остале пројекте који обухватају инфраструктуру неопходну за рад преносног система. У разматраном Плану инвестиција се налазе укупно два оваква пројекта, приказана у Табели 9.8. Један од њих је већ поменути пројекат усклађивања траса далековода са планираним саобраћајницама на подручју Макишког поља, док је други пројекат реконструкција уљних јама у три постројења.

Табела 9.8: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази.

Р.бр.	Назив пројекта	Година уласка у погон
1	Реконструкција уљних јама	2025/2026
2	Усклађивање траса далековода 110 kV са планираним саобраћајницама на локацији Макишко поље - I фаза	2026



9.6. Листе пројеката прикључења клијената на прен. систем

Поред пројеката који подразумевају прикључење објеката ЕДС на преносни систем, на све прорачуне извршене у склопу израде Плана развоја и разматрања проистекла из њихових резултата су значајан утицај имали и пројекти прикључења објеката клијената на преносни систем. Ови пројекти су излистани у наставку, где је прва од табела намењених за приказ истих, тј. Табела 9.9, сачињена од пројеката чије је прикључење започето по регулаторном оквиру који је био на снази пре 2021. године. Као што је познато, тај регулаторни оквир није обухватао израду анализе адекватности система са тачке гледишта његовог балансирања. Године дате у табели су године које су инвеститори у ове објекте пријавили током процеса подношења захтева за израду Студије прикључења на преносни систем. Изузетак од овог правила су објекти за које је пријављена година прикључења већ прошла у тренутку израде овог Плана развоја преносног система. За објекте оваквог типа је уписивана 2025. година. Више детаља о пројектима набројаним у наставку дато је у Прилогу 4 овог Плана развоја.

Табела 9.9: Пројекти прикључења клијената – стари регулаторни оквир.

Р.бр.	Назив објекта	Најављена година завршетка	Захтевана снага [MW]
Термоелектране (ТЕ)			
1	ТЕНТ А - А1 и А2 (ревитализација агрегата)	2028 (А1); 2029 (А2)	2x225
Хидроелектране (ХЕ)			
1	ХЕ Ђердап 2 (ревитализација)	2025-2035	10x31
2	Власинске ХЕ (ревитализација)	до 2028. године	118,4 (раст од 13,63)
3	ХЕ Бистрица (ревитализација)	2027	114 (без повећања)
Ветроелектране (ВЕ)			
1	ВЕ Банат	2025	93
2	ВЕ Банат 2	2027	140
3	ВЕ Банат 3	2025	93
4	ВЕ Башаид	2025	85
5	ВЕ Elicio Wind 01	2025	50
6	ВЕ Маестрале Ринг	2025	600
7	ВЕ Пупин	2024	96
8	ВЕ Торак	2025*	300
9	ВЕ Ветрозелена	2025	291
10	ВЕ Бела Анта	2025	120,8
11	ВЕ Костолац	2025	75
12	ВЕ Никине Воде	2025	45



Р.бр.	Назив објекта	Најављена година завршетка	Захтевана снага [MW]
13	ВЕ Пландиште 1	2025	102
14	ВЕ Алибунар 1	2025	96,6
15	ВЕ Алибунар 2	2025	71,4
16	ВЕ Бела Анта 2	2025	80
17	ВЕ Кошава (друга фаза)	2025	68,4
18	ВЕ Црни Врх	2025	150
19	ВЕ Банатско Ново Село	2027	125
20	ВЕ Честобродица	2026	238
21	ВЕ Целзијус 1	2025	200
22	ВЕ Чибук 2	2027	150
23	ВЕ Уљма	2027	120
24	ВЕ Grand Wind Park**	2026	150
25	ВЕ GEN Wind 1	2025	200
Соларне електране (СЕ)			
1	СЕ Адриа Солеа Сјеница	2025	50
2	СЕ Кима Солар	2025	50
3	СЕ Соларина	2025	150
4	СЕ Уљма	2025	22
Енергетски паркови (ЕП)			
1	ЕП PV Power Plant	2027	125 (СЕ од 80 и ВЕ од 45)
Потрошња (објекти КПС)			
1	ТС Јадар	2025	63
2	ТС Ling Long	2025	40
3	ZiJin Бор	2026	479,2
4	ЕВП Бела Паланка	2025	14
5	ЕВП Суково	2025	14
6	ТС за напајање метроа у Београду	2029	190

* - прикључење ВЕ Торак на преносни систем условљено је завршетком градње Панонског коридора за пренос електричне енергије.

** - у тренутку писања овог поглавља Плана развоја преносног система, пројекат прикључења ВЕ Grand Wind Park нема издату Студију прикључења.

У поређењу са одговарајућом табелом из претходног Плана развоја, најзначајнију измену овде представља то што је инвеститор у ВЕ Елицио Али 2, електрану од 150 MW у области јужног Баната, званично одустао од пројекта и, сходно томе, раскинуо Уговор са ЕМС а.д.



Поред наведених пројеката, у процесу прикључења се тренутно налазе и пројекти који су у овај процес кренули сходно ажурној регулативи, где би се као основна разлика у односу на претходно важећа документа могло напоменути увођење анализе адекватности система са аспекта балансирања. Подсећања ради, према члану 67а Закона о коришћењу обновљивих извора енергије, уколико таква анализа укаже на ризике по сигуран рад електроенергетског система због недостатка резерве за балансирање, почиње се са применом мере одлагања прикључења варијабилних обновљивих извора енергије. Ова мера се не примењује на оне пројекте који обезбеде прописану количину додатних капацитета за балансирање система.

У Табели 9.10 се могу видети сви тренутно активни пројекти чији се процес прикључења на преносни систем одвија према описаном регулаторном оквиру. Сходно томе што је анализа адекватности, објављена у претходној верзији Плана развоја, указала на то да је примена мере одлагања прикључења варијабилних обновљивих извора оправдана, овде набројани пројекти који обухватају прикључење варијабилних обновљивих извора енергије на систем су праћени одговарајућим додатним капацитетима за балансирање. Студије прикључења тих објеката су или завршене у првој половини 2024. године, или се раде у моменту писања овог поглавља Плана развоја преносног система (пресечни тренутак је 31. октобар 2024.).

Табела 9.10: Пројекти прикључења клијената – нови регулаторни оквир.

Р.бр.	Назив објекта	Најављена година завршетка	Захтевана снага [MW]
Хидроелектране (ХЕ)			
1	РХЕ Бистрица	2031	656 (ген.) 754 (пумп.)
2	ХЕ Потпећ (реконструкција и додавање новог агрегата)	2026-2029	74,8 (повећање од 20,8)
Ветроелектране (ВЕ)			
1	ВЕ Снага Истока	2027	300
2	ВЕ Ракова Бара	2027	140
3	ВЕ Ражањ 2	2027	86,8
4	ВЕ Ражањ 3	2027	283,8
5	ВЕ Мозгово	2027	145,2
6	ВЕ Јухор	2027	144
7	ВЕ Грот и Облик	2027	171
8	ВЕ Горњак	2027	194,4
9	ВЕ Cubic	2027	100
10	ВЕ Црепаја	2027	211
11	ВЕ Црни Као и Рујиште	2027	178,2
12	ВЕ Брадарац	2027	224,2
13	ВЕ Јасиково	2027	78



Р.бр.	Назив објекта	Најављена година завршетка	Захтевана снага [MW]
14	ВЕ Фекетић*	2028	69,8
15	ВЕ Зиман*	2030	180
16	ВЕ Ловћенац*	2027	334
17	ВЕ Ветрогон*	2029	410

Соларне електране (СЕ)

1	СЕ Тета	2026	145
2	СЕ Солар Екопарк	2028	55
3	СЕ Ноћај 1	2025	90
4	СЕ Ноћај 2	2025	90
5	СЕ Мали Извор	2027	50
6	СЕ Meadows	2027	111
7	СЕ Kladovo Solar Gate	2025	333
8	СЕ Делта	2025	88
9	СЕ Буково	2027	88
10	СЕ Вребех	2027	300
11	СЕ Биково	2025	62,5
12	СЕ Баранда	2028	346,5
13	СЕ Агросолар	2026	55
14	СЕ Бачки Грачац**	2028	65,9
15	СЕ Сиколe и Јасеница**	2028	490,4
16	СЕ Јабланица и Тогочевце**	2028	421,5
17	СЕ Српска кућа**	2028	27
18	СЕ East One*	2026	49,5
19	СЕ South Two*	2026	44
20	СЕ Сунце Тијовца*	2027	50
21	СЕ Доњи Град*	2026	49,5
22	СЕ Палић*	2027	110
23	СЕ Српски Крстур*	2027	68
24	СЕ Ердeвик*	2026	78
25	СЕ Солар Књажевац*	2026	136
26	СЕ Колубара А*	2027	86,49
27	ТЕ Морава*	2027	120***
28	СЕ Ловћенац*	2027	100
29	СЕ Агросолар Кула*	2027	726



Р.бр.	Назив објекта	Најављена година завршетка	Захтевана снага [MW]
Енергетски паркови (ЕП)			
1	ЕП Equinox*	2030	150 (СЕ од 150 и ВЕ од 72)
2	ЕП Вида*	2030	300 (СЕ од 150 и ВЕ од 230)
Потрошња (објекти КПС)			
1	ТС Прахово (повећање снаге потрошње)	2024	30 (повећање снаге са 5,997)
2	Српско-кинески индустријски парк (СКИП)	2028	50
3	ТС НИС (повећање снаге потрошње)*	2024	46 (повећање снаге са 36)
4	ЕВП Краљево*	2029	15
5	ЕВП Баљевац*	2029	15
6	ЕВП Стопања*	2029	15

* - у тренутку израде овог Плана развоја преносног система, ови пројекти немају издату Студију прикључења на преносни систем.

** - пројекти који се прикључују према стратешком партнерству државе Србије по питању градње фотонапонских соларних електрана.

*** - овде је у питању прикључење соларне електране од 42,24 MW на унутрашње инсталације ТЕ Морава, при чему укупна захтевана снага износи 120 MW.

Слично као и код Табеле 9.9, и године које су дате у Табели 9.10 могу се схватити само као индикатор планова инвеститора у набројане пројекте, у складу са тиме како су наведене у захтевима које су инвеститори поднели. Рокови у којима инвеститори морају реализовати одређене фазе пројекта да би исти остао активан дефинисани су кроз важећи регулаторни оквир. Поред пројекта који се прикључују на мрежу, од стране ЕПС а.д. су добијени подаци о предвиђеним изласцима постојећих генераторских капацитета из погона. Ови подаци су достављени од стране именованих представника ЕПС а.д. кроз званичну процедуру слања подлога и података за потребе овог Плана развоја преносног система у марту 2024. године. и коришћени су за све дате анализе. Поименце, из погона би изашли следећи агрегати:

- ТЕ Морава (120 MW) – до краја 2026. године;
- ТЕ Колубара А3 (65 MW) – до краја 2026. године;
- ТЕ Колубара А5 (110 MW) – до краја 2026. године.

Као што се из ових података може видети, према информацијама добијеним од ЕПС а.д., повлачење осталих генератора у ТЕ Колубара А било је предвиђено до краја 2026. године.



Ипак, треба напоменути да је то, са аспекта поузданог рада преносног система, условљено и реализацијом пројеката увођења ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3 и пуштања у рад трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац, пошто би у супротном могла бити нарушена сигурност снабдевања у колубарском региону. Коначно, поред објеката из претходне две табеле, посебну категорију представљају објекти купаца-произвођача, дати у Табели 9.11.

Табела 9.11: Пројекти прикључења купаца-произвођача.

Р.бр.	Назив објекта	Рок важења Сепарата	Захтевана снага [MW]
1	СЕ на ТС Поповац – Моравацем	2024	10
2	СЕ на ТС Кроношпан*	/	3,093
3	СЕ на ТС Металфер	2025	2,25
4	СЕ на ТС Мајданпек 1	2025	4,8
5	СЕ на ПРП Бор 4	2025	4,8
6	СЕ на ТС Севојно – ваљаоница бакра	2026	9,02
7	ТЕТО на ТС Тамнава (Вреоци)	2026	9,29

* - у тренутку израде Плана развоја преносног система, СЕ на ТС Кроношпан још увек нема издат Сепарат о прикључењу производног објекта.

За ове објекте се од стране оператора преносног система не издају Студије прикључења, већ се услови за њихов улазак у погон дефинишу одговарајућим Сепаратом о прикључењу производног објекта. У овој табели су дати и рокови важења сваког од таквих Сепарата.

9.7. Пројекти ЕМС а.д. у међународним документима

Пројекти којима се даје статус највишег стратешког, националног и регионалног значаја се у великом броју случајева односе на изградњу објеката 400 kV напонског нивоа преко којих се, између осталог, сагледава замена постојеће преносне мреже 220 kV која је на крају свог животног века новом. Други стратешки интерес се односи на затварање петљи (прстенова) на нивоу 400 kV, чиме се знатно побољшава сигурност напајања конзума Србије. Осим овог националног аспекта, који је, пре свега, од значаја за ЕМС а.д. као оператора преносног система, ови пројекти су од интереса и за цео регион јер могу отклонити загушења у транзитима енергије и тако олакшати спајање тржишта електричне енергије. У наставку текста су детаљно описани сви пројекти који су укључени у нови Пан-европски план развоја уз навођење ЕМС а.д. као једног од промотера од којих се очекују активности. У овом тренутку, ових пројеката је пет, а њихова реализација ће довести до раста капацитета на чак шест граница Србије.

„...ЕМС а.д. је активан промотер на пет пројеката из TYNDP пакета.“

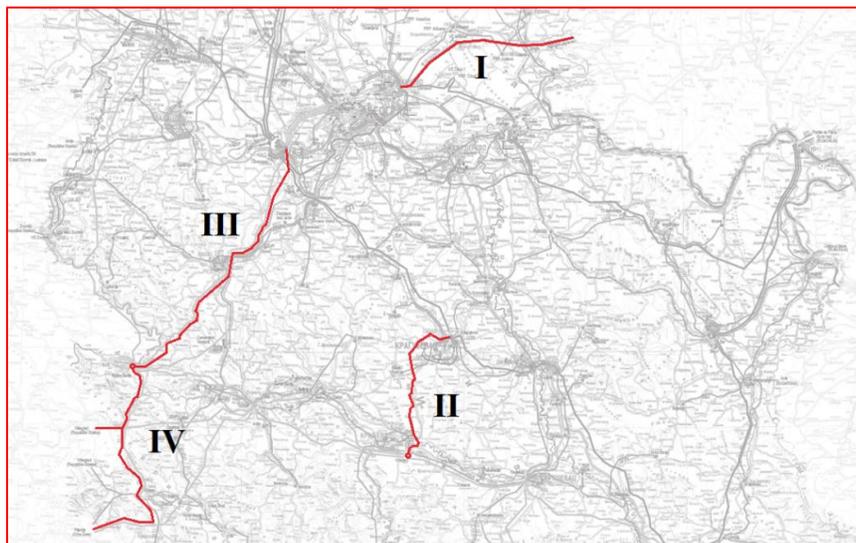


9.7.1. Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије

Према сагледавањима, пројекат изградње коридора за пренос електричне енергије 400 kV напона под називом Трансбалкански коридор ће омогућити пренос електричне енергије на велика растојања уз минималне губитке при преносу. Завршетак реализације свих секција овог коридора ће дати допринос и спајању тржишта источне и западне Европе, гарантујући притом сигурно и стабилно снабдевање конзума Србије довољним количинама електричне енергије. Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије обухвата четири секције, од којих су две већ завршене, а две се тренутно налазе у инвестиционој фази у ЕМС а.д.:

- Секција 1: ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније (део далековода на територији Р. Србије је пуштен под напон у децембру 2017. године; завршетак комплетних радова са румунске стране се, према новим информацијама, очекује до краја 2025. године).
- Секција 2: ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Краљево 3 (пројекат је завршен и пуштен у погон у јуну 2022. године).
- Секција 3: ДВ 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV (пројекат је тренутно у инвестиционој фази).
- Секција 4: интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе (пројекат се тренутно налази у инвестиционој фази).

Као што се може видети из ове листе, Трансбалкански коридор ће допринети расту износа доступних капацитета на чак три границе Републике Србије (са Румунијом, са Црном Гором и са Босном и Херцеговином), чиме ће се преносном систему Србије пружити додатан ниво флексибилности, што ће у наредном периоду постати један од кључних ресурса за системе. Поред тога, овај коридор ће имати врло значајан утицај на интеграцију обновљивих извора у производни потрфељ Србије, пре свега зато што је прикључење нове РХЕ Бистрица, по Студији прикључења тог објекта, сагледано на оба система четврте секције овог коридора. Треба подсетити на то да се завршетак свих секција овог коридора очекује до 2028. године. Све секције Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије дате су на Слици 9.1.



Слика 9.1: Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије.

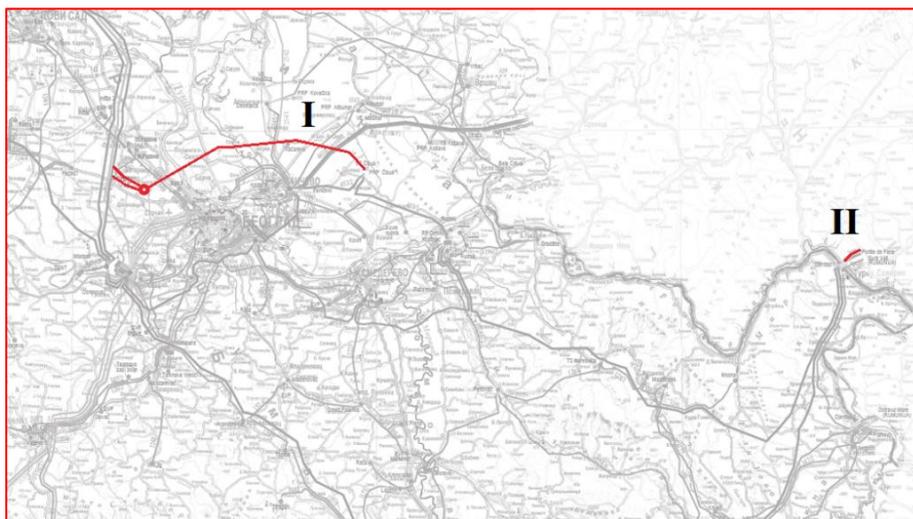


9.7.2. Северни CSE коридор за пренос електричне енергије

Наредни коридор који је потребно обрадити овде јесте Северни CSE (енг. *Continental South-East Europe* – регион југоисточне Европе) коридор, превасходно намењен већој интеграцији обновљивих извора енергије у производни потрфељ Републике Србије и редукцији емисија гасова изазивача ефекта стаклене баште у целом региону. Коридор укључује две секције:

- Секција 1: Пројекат БеоГрид 2025:
 - ТС 400/110 kV Београд 50;
 - увођење ДВ 400 kV бр. 450 у нову ТС Београд 50;
 - увођење ДВ 110 kV бр. 1178А у нову ТС Београд 50;
 - увођење ДВ 110 kV бр. 1178Б у нову ТС Београд 50;
 - увођење ДВ 2x110 kV ТС Стара Пазова – ТС Инђија 2 у нову ТС Београд 50;
 - КБ 2x110 kV ТС Београд 50 – ТС Београд 49;
 - ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната.
- Секција 2: ДВ 400 kV између Србије и Румуније (овај пројекат обухвата градњу новог далековода између РП Ђердап 1 на територији Р. Србије и ТС Портиле де Фиер на територији Румуније, уз потребне радове на прилагођавању РП 400 kV Ђердап 1).

Поред тога што ће довести до растеређења трансформације у ТС Београд 5, овај пројекат ће омогућити евакуацију енергије из нових производних капацитета (ТЕ Костолац БЗ, као и обновљиви извори енергије у регији између Панчева и Зрењанина) и транзита из румунског електроенергетског система, тј. пораст прекограничног преносног капацитета (NTC). Поред тога, пројекат ће допринети и растеређењу мреже 110 kV на потезу између ТС Београд 9 и ТС Инђија, као и поузданијем напајању потрошње лоциране у Сурчину и Добановцима. То ће посебно бити од значаја када се заврши изградња националног фудбалског стадиона и инфраструктуре потребне за напајање светске изложбе *EXPO 2027*. Треба подсетити на то да се завршетак свих секција овог коридора очекује до 2029. године. Секције овог коридора се могу видети и на географској карти области од интереса, представљеној на Слици 9.2.



Слика 9.2: Северни CSE коридор за пренос електричне енергије.

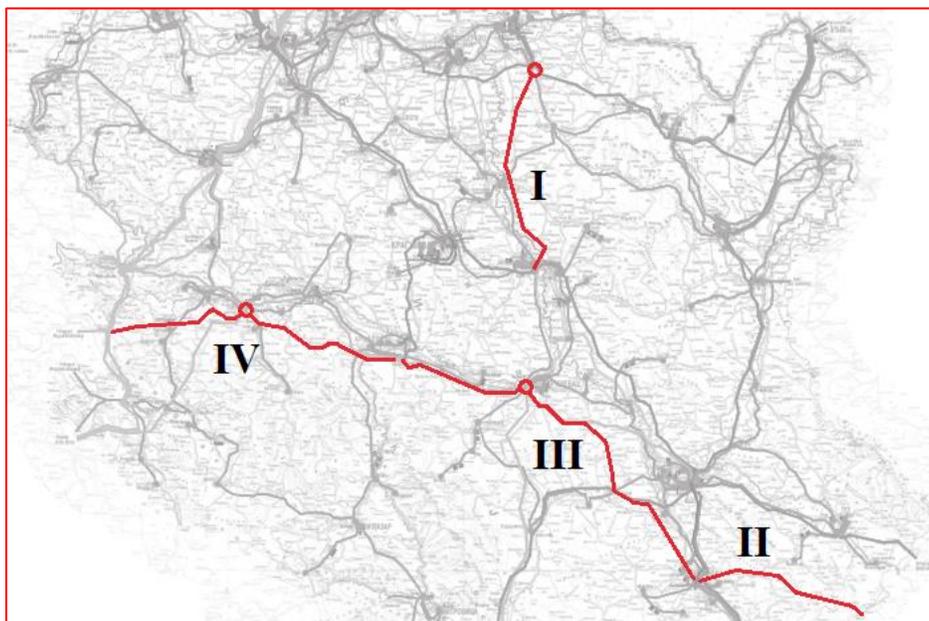


9.7.3. Централно-балкански коридор за пренос електр. енергије

Трећи коридор из Пан-европских планова развоја који пролази кроз територију Србије јесте Централно-балкански коридор за пренос електричне енергије, заснован на потреби да се у региону југоисточне Европе појачају везе по правцу исток-запад и да се подстакне транзит енергије између Румуније и Бугарске са једне стране и Хрватске и Италије са друге стране. Сходно томе, овај пројекат је фокусиран на повећање преносних капацитета између Србије и Бугарске и на ојачање 400 kV мреже у централној Србији. Састоји се од четири секције:

- Секција 1: ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС 400/110 kV Пожаревац 3.
- Секција 2: интерконективни ДВ 400 kV између Србије и Бугарске (према резултатима Претходне студије изводљивости за овај коридор, описане у оквиру Поглавља 8 овог Плана, одабрана је опција према којој ће се нова интерконекција простирати између ТС Лесковац 2 и ТС Бобов Дол, што је одобрено и са стране бугарског оператора).
- Секција 3: ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Лесковац 2 (слично као и код Секције 2, избор да се од ТС Крушевац 1 иде према ТС Лесковац 2, а не према ТС Ниш 2, начињен је на основу резултата Претходне студије изводљивости за овај коридор, у складу са чиме је модификован и опис овог пројекта у Прилогу 3 Плана).
- Секција 4: ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште (деоница између новог РП 400 kV Пожега и локације Вардиште ће бити изграђена као двосистемски вод).

Као што се може закључити, коридор ће утицати како на поузданост напајања потрошача у области централне Србије, тако и на могућност интеграције обновљивих извора енергије у области Костолца и јужног Баната. Пројекат вода између ТС Јагодина 4 и ТС Пожаревац 3 представља резултат „Студије дугорочног развоја преносног система до 2035. године“, коју је израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“. Коридор је дат на мапи на Слици 9.3. Треба подсетити на то да се завршетак свих секција овог коридора очекује до 2034. године.



Слика 9.3: Централно-балкански коридор за пренос електричне енергије.

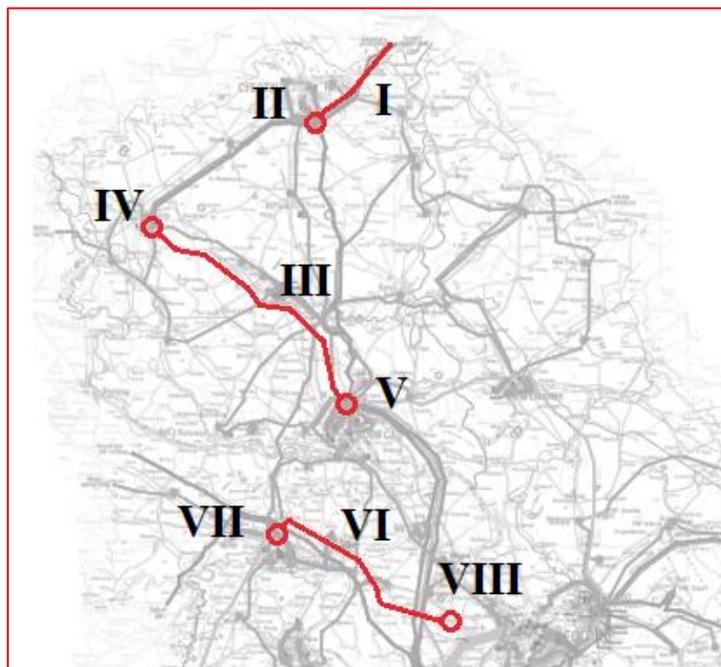


9.7.4. Панонски коридор за пренос електричне енергије

Панонски коридор за пренос електричне енергије директна је последица резултата процеса идентификације системских потреба, представљеног у оквиру пакета Пан-европског плана развоја из 2020. године. Као и сви пројекти описани пре њега, и овај коридор обухвата већи број засебних секција, при чему ће овде, ради очувања конзистентности са начином на који се овај коридор посматра у Плану инвестиција ЕМС а.д., секције бити зване инвестицијама:

- Инв. 1: ДВ 400 kV између Србије и Мађарске;
- Инв. 2: реконструкција са доградњом ТС Суботица 3;
- Инв. 3: ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 - ТС Нови Сад 3;
- Инв. 4: реконструкција са доградњом ТС Сомбор 3;
- Инв. 5: доградња ТС Нови Сад 3;
- Инв. 6: ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 - ТС Сремска Митровица 2;
- Инв. 7: опремање два 110 kV поља у ТС Сремска Митровица 2;
- Инв. 8: опремање два 110 kV поља у ТС Београд 50.

Нови 400 kV далековод који би повезао преносне системе Србије и Мађарске је планиран за градњу између ТС Суботица 3 у Србији и ТС Шандорфалва у Мађарској, што је у складу и са резултатима Билатералне претходне студије изводљивости за овај коридор, урађеној од стране стручних лица из ЕМС а.д. и MAVIR (мађарског оператора преносног система). У тој студији су представљени резултати који су потврдили то да се, након завршетка градње овог коридора, могу очекивати бројни бенефити по системе заинтересованих страна. Мапа са Сlike 9.4 даје увид у инвестиције Панонског коридора, нумерисане као и у горњој листи. Треба подсетити на то да се завршетак свих секција овог коридора очекује до 2030. године.



Слика 9.4: Панонски коридор за пренос електричне енергије.

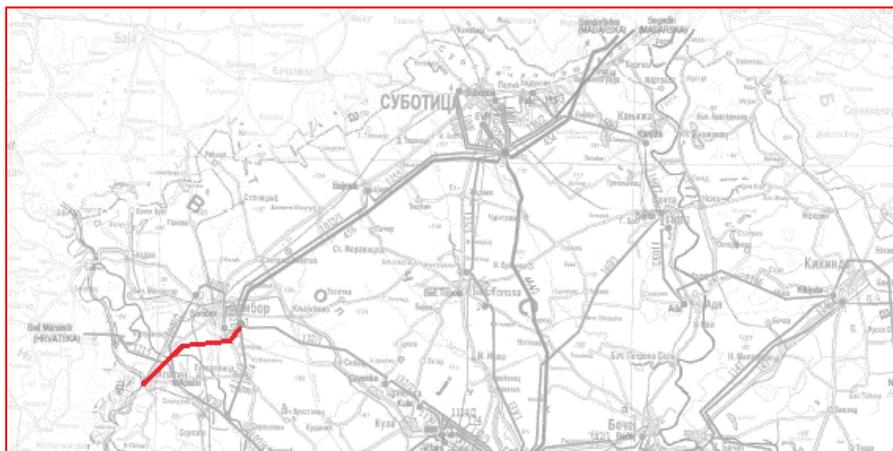


Као што је и речено, овај коридор не обухвата само нову интерконекцију, већ и интензивне интерне инвестиције у преносној мрежи ЕМС а.д. Овде се конкретно мисли на нове 400 kV везе између ТС Сомбор 3 и ТС Нови Сад 3, односно између ТС Београд 50 и ТС Сремска Митровица 2. Наиме, анализе које су спроведене како у оквиру поменуте претходне студије изводљивости, тако и након њеног завршетка, показале су да нова веза између Мађарске и Србије неће довести ни до каквог повећања преносних капацитета на овој граници ако не буде испраћена наведеним далеководима. Уз ово, прорачуни су показали и да је потребно заменити струјне трансформаторе на 400 kV ДВ бр. 406/2 и бр. 409/1 између ТС Обреновац и РП Младост ради коришћења пуног термичког капацитета проводника у зимском периоду.

Значај овог пројекта по прилике у региону потврђен је још једанпут када је у новембру 2023. године од стране Европске комисије издата нова листа пројеката од заједничког интереса (енг. *PMI – Projects of Mutual Interest*), то јест, приоритетних пројеката који повезују системе држава чланица ЕУ и држава које нису чланице ЕУ. На овој листи се, под редним бројем 2.12, налази управо пројекат градње новог интерконективног вода између ТС Суботица 3 и ТС Шандорфалва, то јест, пројекат који представља прву инвестицију Панонског коридора.

9.7.5. Нова интерконекција између Србије и Хрватске

Овај пројекат подразумева градњу новог 400 kV далековода између Србије и Хрватске, тј. вода од ТС Сомбор 3 до ТС Ернестиново, уз радове у оба постројења. Овим пројектом, који ће, по планерским документима, бити реализован након преосталих пројеката приказаних у овом потпоглављу, биће повећан капацитет на граници између Србије и Хрватске, чиме ће се одговорити на установљену потребу за таквим исходом. Поред повећања преносног капацитета и последичног утицаја на интеграцију тржишта електричне енергије и смањење разлика у ценама електричне енергије у суседним електроенергетским системима, градња овог далековода ће додатно допринети евакуацији енергије из обновљивих извора чије се прикључење очекује у Бачкој. Овиме ће немало утицати и на интеграцију тих капацитета у производни портфел Републике Србије. Упрошћена мапа на којој је приказан овај пројекат дата је на Слици 9.5. Пошто овај пројекат садржи само једну секцију, није сматрано да има потребе да се на мапи приказаној на овој слици врши икаква нумерација или означавање. Као што је речено у Потпоглављу 9.3, крај изградње овог пројекта се очекује 2038. године.



Слика 9.5: Нови далековод између ТС Сомбор 3 и ТС Ернестиново.



9.8. Решавање радијалног напајања ТС 110/x kV

Поред трансформаторских станица 110/x kV које су тренутно радијално повезане на мрежу (набројане су у Потпоглављу 3.6 овог Плана развоја), постоје и трансформаторске станице овог напонског нивоа чије се радијално прикључење на преносни систем тек сагледава. Те трансформаторске станице су поменуте и у Потпоглављима 9.3 и 9.5 Плана развоја, с тим што тамо није навођена и снага потрошње која се очекује на њима. Да би се формат у коме се радијални објекти приказују ускладио са оним коришћеним за Табелу 3.10, у Табели 9.12 је уз сваку од будућих радијално напајаних трансформаторских станица 110/x kV приказана и максимална снага њене потрошње која се, према подацима ЕДС, очекује у 2034. години.

Табела 9.12: Будуће радијално напајане трансформаторске станице ЕДС.

ДП ЕДС	Назив ТС	P_{max} [MW]
Ниш	ТС Бољевац	1,72
	ТС Сокобања	4,52
	ТС Лесковац 5	1,74
	ТС Ниш 7	6,73
Краљево	ТС Коцељева	14,7
	ТС Брус	11,18
	ТС Трстеник 2	18,54
	ТС Нови Пазар 3	14,5
Крагујевац	ТС Крагујевац 4	28,42
	ТС Крагујевац 23	5,26
Нови Сад	ТС Перлез	12,9

Након што су идентификоване све трансформаторске станице које су сада (или које ће по свом прикључењу бити) радијално напајане, може се приступити и издвајању пројеката уз помоћ којих ће се повећати поузданост снабдевања макар једног дела ових објеката. Листа оваквих пројеката, подељених на развојне и инвестиционе, представљена је у Табели 9.13.

Табела 9.13: Листа трансформаторских станица ЕДС за које је решавање радијалног напајања предвиђено овим Планом развоја.

Назив ТС	Пројекат
Развојни пројекти	
Ковин	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4
Прешево	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево
Јабланица	
Лесковац 5	ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)
Власотинце	



Назив ТС	Пројекат
Крагујевац 20 Крагујевац 23	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20
Коцељева Владимирци	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб
Цементара Косјерић	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 204 ТС Београд 3 – ТС Б.Башта
Брус	ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус
Инвестициони пројекти	
Ниш 10	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13
Ада Сента 2	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2
Ивањица Ариље	ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча
Мосна	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Мосна
Љубовија Крупањ	ДВ 110 kV између Србије и БиХ
Јагодина 3	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3
Ђуприја Стењевац	ДВ 110 kV ТС Стењевац – ТС Јагодина 4
Крагујевац 3 Крагујевац 4	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22
Копаоник	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник
Темерин	
Жабалъ Перлез	ДВ 110 kV ТС Жабалъ - ТС Перлез
Љиг	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг
Тутин	
Нови Пазар 3 Пријеполје	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријеполје

Анализом представљене табеле може се доћи до закључка да се предложеним пројектима сагледава решавање радијалног напајања 32 трансформаторске станице напонског нивоа 110/x kV, где је посебно значајно то да се пројекти који ће довести до решавања радијалног напајања 21 постројења из предметне категорије већ налазе у Плану инвестиција ЕМС а.д.



9.9. Квалитет испоруке електричне енергије

Један од кључних циљева адекватног планирања развоја преносног система је да енергија која се испоручује потрошачима мора бити задовољавајућег квалитета. Према Правилима о квалитету испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, доступним на интернет страници Агенције за енергетику Републике Србије, оператори система морају пратити начин и рокове у којима треба да извршавају своје обавезе од утицаја на квалитет енергије која се испоручује клијентима, те исте обављати у складу са регулативом којом је уређена област енергетике и прописима који су донети на основу те регулативе. Конкретно, у Закону о енергетици Републике Србије се наводи да Агенција за енергетику Републике Србије дефинише предметна правила и показатеље квалитета испоручене енергије. Потом се забележене вредности ових показатеља примењују при одобравању развојних планова.

За потребе праћења показатеља непрекидности испоруке електричне енергије, оператори система треба да евидентирају и прикупљају податке о сваком прекиду испоруке, те да их означе као планиране или непланиране. Оператор система за пренос електричне енергије, на основу података о непланираним испадима, рачуна вредности два индикатора. Први од њих се односи на укупну неиспоручену електричну енергију и одређује се по обрасцу (9.1).

$$ENS = \sum_p ENS_p \quad (9.1)$$

По наведеном обрасцу се укупна неиспоручена енергија одређује као сума неиспоручених енергија током сваког анализираних испада појединачно. Неиспоручена енергија приликом неког испада се израчунава као производ снаге потрошње која је остала без напајања при разматраном испаду и трајања тог испада. Поред овог показатеља, оператор је дужан и да одреди просечно трајање прекида напајања, које се одређује у складу са формулом (9.2).

$$AIT = \frac{ENS \cdot T_p}{E_i} \quad (9.2)$$

У овом обрасцу је са ENS још једном означена укупна неиспоручена енергија у предметном периоду, са E_i укупна испоручена електрична енергија на свим местима предаје у систему, а са T_p трајање периода праћења, изражено у минутима. Наравно, циљ је да се вредности ових показатеља смање на што је могуће мању меру, пошто већа вредност истих одговара ситуацијама у којима потрошачима није испоручена велика количина енергије, а проблеми у систему су трајали дуго. Како би се овај циљ остварио, на оператору преносног система је да предузме мере које су у његовој надлежности, при чему ове мере могу да се сврстају или у мере одржавања, или у развојне мере. Мере одржавања постојећих елемената мреже подразумевају редовне радове на водовима и постројењима да би се или отклонили мањи кварови на њима, или деловало превентивно и спречило да до било каквих проблема дође. Развојне мере у овом контексту укључују реконструкције, доградњу и адаптације елемената мреже, при чему се већи приоритет овде даје старим објектима, елементима мреже који су у лошем стању или далеководима за чију су изградњу коришћени бетонски стубови, те их треба заменити. Због тога је и у овом Плану развоја сагледан велики број таквих пројеката, чијом ће се реализацијом обезбедити поуздана испорука енергије и у наредним годинама.

Поглавље 10

Примена иновативних технологија





10.1. Аутоматска регулација напона

Као што је већ напоменуто у делу Плана развоја који се бавио приказом тренутне ситуације у преносном систему Републике Србије, један од главних проблема са којима се ЕМС а.д. тренутно суочава је проблем одржавања напона на сабирницама постројења у границама које су дефинисане Правилима о раду преносног система. И не само то, већ се очекује да ће стање по овом питању постајати све горе са уласком у погон нових елемената мреже (ту се, пре свега, мисли на нове 400 kV далеководе) који ће бити подоптерећени током великог дела године, чиме ће додатно доприносити нарушавању напонских прилика у систему. Како би се ова проблематика решила што ефикасније, ЕМС а.д. је покренуо већи број активности у оквиру којих се задатку регулације напона приступа са различитих страна. Примера ради, једна од оваквих активности је набавка регулационих пригушница. Једна таква пригушница је већ наручена (пригушница снаге од 200 Mvar која ће бити инсталирана у ТС Врање 4), а очекује се да се крене у реализацију набавке још пригушница, сходно резултатима Студије оптимизације и побољшања напонских прилика у електроенергетском систему. Та Студија је већ описана у склопу Поглавља 8, тако да описи дати тамо неће бити понављани и овде.

Друга мера која се разматра у оквиру ЕМС а.д. је коришћење аутоматске регулације напона енергетских трансформатора. Овај пројекат је покренут пре неколико година и не само што се предвиђа његов наставак и у наредном периоду, већ се планира и његово проширење. Наиме, поред тога што ће се и даље спроводити активности на имплементацији овог концепта на трансформаторским станицама тамо где то још увек није урађено, у току је реализација пројекта централизоване аутоматске регулације напона производних капацитета у власништву ЕПС а.д. Што се тиче интеграције аутоматске регулације вредности напона енергетских трансформатора, са успехом је спроведено у дело прослеђивање референтних напона до крајњих уређаја који су, у овом тренутку, лоцирани у ТС Крушевац 1, ТС Врање 4, ТС Београд 3, ТС Сремска Митровица 2, ТС Шабац 3, ТС Зрењанин 2 и ТС Србобран.

„... у наредном периоду се планира како наставак, тако и проширење овог пројекта.“

Крајњим циљем овог пројекта може се сматрати омогућавање даљинског задавања раније израчунатих референтних вредности напона у изабраним чворовима у систему. Ово би се реализовало применом VVD (енг. *Voltage Var Dispatching*) апликације која је укључена у GE SCADA/EMS. На такав начин ће се отворити могућност аутоматског управљања наведених ресурса, чиме ће се далеко лакше и поузданије регулисати напонске прилике у преносном систему и контролисати токови реактивне енергије преко елемената мреже. Као што се зна, повишене вредности напона утичу како на безбедност рада преносног система, тако и на хабање и брже пропадање елемената у њему. Ово је једна од негативних последица које ће бити избегнуте или, у најмању руку, доста ублажене након завршетка реализације овог пројекта. Уз то, пројекат ће имати и утицај на ефикасност преноса електричне енергије ка крајњим корисницима, пошто ће се и губици у преносу смањити након његовог завршетка.



10.2. Проширење WAMS система

Пројекат надоградње WAMS (енг. *Wide Area Monitoring System*) система биће настављен у наступајућем периоду. Овде ће посебан акценат бити стављен на побољшање стабилности и сигурности електроенергетског система Србије. Подсећања ради, тај систем представља технологију за праћење динамичких карактеристика система и нарушавање дефинисаних маргина мерењем фазора у реалном времену. План пројекта обухвата следеће активности:

1. Инсталација додатних PMU уређаја – Планирано је повећање броја PMU уређаја у систему, што ће омогућити финију грануларност података и боље праћење процеса од интереса. Циљ ове активности јесте да се, у сврхе опсервабилности, покрије што већа површина мреже, укључујући критичне трансформаторске станице и водове.
2. Интеграција PMU и SCADA/EMS, као и PMU и EAS система – Овде ће се решавање временске несинхронизације података из PMU и SCADA/EMS система гледати као приоритет. Унапређивање алгоритама намењених за синхронизацију и интеграцију података би требало да доведе и до побољшања тачности читавања стања мреже.
3. Размена података са суседним операторима – Очекује се продубљивање сарадње како са операторима у региону, тако и шире. Сарадња ће се остварити кроз размену података и координацију активности. Ова размена ће допринети бољем разумевању регионалних токова снага и, у складу са тиме, и повећању регионалне сигурности.
4. Развој нових апликација и алата – У плану је развијање и примена нових апликација које ће служити за детекцију осцилација, анализу стабилности и мониторинг разлика углова фазора напона. Такође се ради и на увођењу алармних система намењених раном упозорењу у случају приближавања напона критичним вредностима.
5. Образовање и обука кадрова – Поред тога што се предвиђају улагања у иновативне технологије и опрему, планира се и континуирано улагање у обуку и развој кадрова како би се обезбедила висока стручност у коришћењу ових технологија и алата. Ово укључује редовне тренинге, семинаре и учешћа на међународним конференцијама.
6. Експанзија инфраструктуре за прикупљање и обраду података – У склопу ове акције ће се инвестирати у развој инфраструктуре за прикупљање, складиштење и анализу података. Под тим описом се превасходно подразумева инсталација нових сервера, као и ажурирање постојећих софтвера и примена напредних аналитичких алата.
7. Примена вештачке интелигенције и машинског учења – Коначно, како би се одржао корак са напретком ових технологија и њиховом применом, у плану је истраживање и апликација вештачке интелигенције и машинског учења при анализама података из WAMS система ради побољшане предикције и идентификације ризика у систему.

Као што се може закључити, проширење и унапређење WAMS система представља кључни део стратегије намењене повећању сигурности и стабилности електроенергетског система у наредних десет година. У ове сврхе, направљен је јасан план у коме су идентификовани приоритетни кораци који ће омогућити бољу контролу и управљање мрежом, те редуковати ризик од великих поремећаја и допринети одрживом развоју енергетског сектора у Србији.



10.3. Праћење температуре на далеководима

Систем праћења температуре проводника на далеководима представља један од главних приоритета ЕМС а.д. у наступајућем периоду, пошто се тим принципом надзора дозвољава да се важне одлуке доносе у реалном времену, чиме се остварују следеће погодности:

- смањење загушења далековода;
- повећање поузданости мреже;
- повећање преносних капацитета приликом непредвиђених ситуација;
- алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода.

У овом тренутку су у преносној мрежи ЕМС а.д. уређаји помоћу којих се обавља праћење температуре проводника у реалном времену инсталирани на два далековода. То су:

- ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Ваљево 3 – ТС Обреновац (од јуна 2016. године);
- ДВ 110 kV бр. 176/3 ТС Нови Сад 4 – ТЕТО Нови Сад (од марта 2019. године).

Из приложених очекиваних бенефита је јасно да предложена технологија даје опцију бољег искоришћења постојећих преносних капацитета, чиме се проблеми у систему могу решити без опсежних улагања у нову инфраструктуру. Одатле је евидентно колику улогу ова и њој сличне иновативне методе могу имати у системима у наредним деценијама. Сходно томе, планира се набавка и монтажа уређаја за праћење температуре и на другим далеководима.

10.4. Динамичко одређивање капацитета (DLR)

У наставку разматрања започетог у претходном одељку, планира се да се оде и корак даље, те да се, осим праћења температуре проводника на далеководима, мере и климатски параметри дуж њихових траса. Такав систем, познат као DLR, то јест, систем динамичког одређивања капацитета далековода, омогућава додатан низ погодности. Мерењем климатских параметара дуж трасе се олакшава одлучивање оператору система. Овај систем своју пуну ефикасност добија монтажом сензора на поједине распоне који се анализама означе као критични на селектованим водовима. Прогнозирање динамичких граница оптерећења на далеководима може и у потпуности потиснути досадашње сезонске лимите, чиме ће рад мреже постати ефикаснији. Подсећања ради, тренутно се, у одсуству бољих решења, користе лимити за зимски и летњи период, без уважавања стварних временских услова валидних за неки део терена. Овима се осетно смањује флексибилност мреже.

*„... уважавање
климатских услова
ће повећати
поузданост рада
система.“*



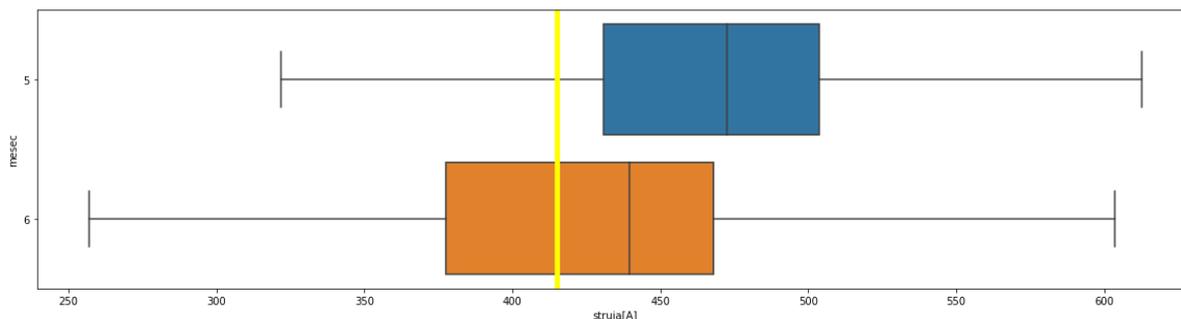
Од суштинског значаја је имплементација ове технологије у SCADA систем, као и у DACF моделе. Овиме ће се добити флексибилност и еластичност у коришћењу предметног алата и остварити све предвиђене погодности, међу којима би требало истаћи следеће:

- отклањање загушења далековода;
- повећање поузданости мреже;
- повећање преносних капацитета приликом непредвиђених ситуација;
- повећање преносних капацитета приликом планираних искључења;
- превенција оштећења далековода;
- алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода.

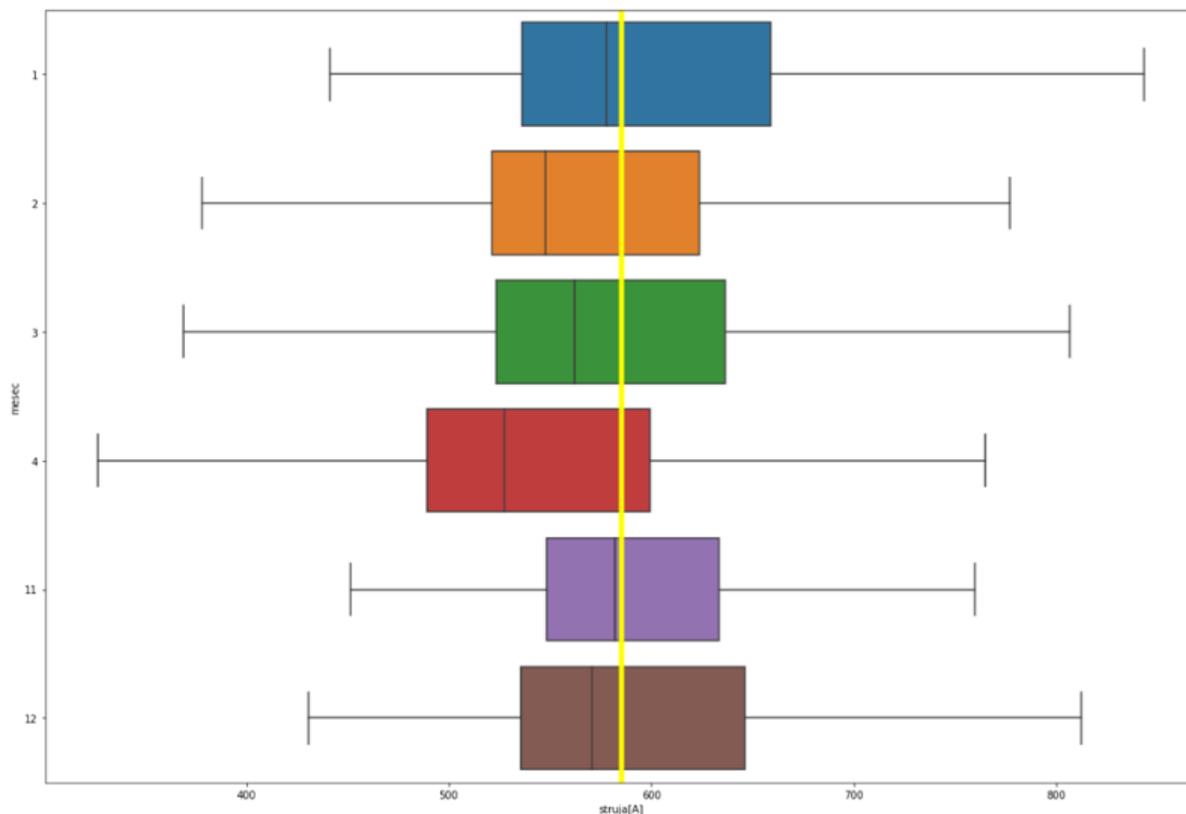
У тренутку писања овог поглавља, од далековода у преносној мрежи EMC а.д. су као пилот пројекти у систем динамичког одређивања капацитета укључени следећи далеководи:

- ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин;
- ДВ 110 kV бр. 151/4 ТС Панчево 2 – ПРП Алибунар;
- ДВ 110 kV бр. 151/5 ПРП Алибунар – ТС Алибунар;
- ДВ 220 kV бр. 254/1 ТС Панчево 2 – ПРП Ковачица (од августа 2023. године);
- ДВ 220 kV бр. 254/2 ПРП Ковачица – ТС Зрењанин 2 (од августа 2023. године).

Како би се што лакше илустровали ефекти које овакав приступ има на преносне капацитете водова, у наставку ће бити приказани забележени резултати за далековод 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин. Овај далековод је један од првих у преносном систему на коме су били уграђени потребни сензори, па је, сходно томе, и изабран као погодан показни пример. На Слици 10.1 се тако могу видети резултати добијени за мај и јун 2021. године, при чему су плавом бојом назначене динамички одређене вредности преносних капацитета за овај далековод током маја, а наранџастом бојом оне израчунате за јун. Поредиња ради, жутом линијом је означена фиксна вредност преносног лимита тог далековода која би иначе била валидна за летњи период. Слично томе, на Слици 10.2 су приказани резултати добијени за период од новембра 2020. до априла 2021. године. Циљ пројекта је био анализа могућности увећања дозвољене струје проводника у сврхе пораста преносног капацитета далековода.



Слика 10.1: Резултати пилот-пројекта за летњи период 2021. године.

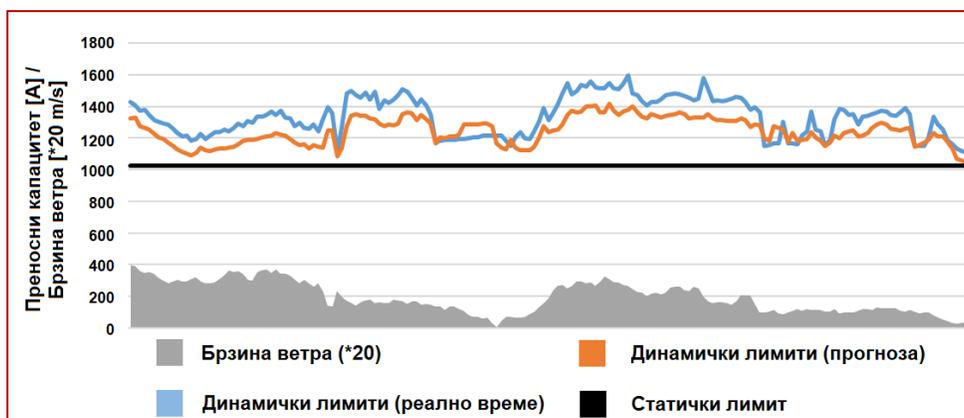


Слика 10.2: Резултати пилот-пројекта за зимски период 2020. и 2021. године.

Са ових слика је јасно да резултати добијени за обухваћени зимски период показују да је у 60% времена динамички израчунати преносни капацитет већи од статичког, док је у 40% времена динамички преносни капацитет мањи од статичког. Што се летњег периода тиче (период од маја до септембра), у 50% времена је капацитет већи од статичког, док је у 50% времена мањи. Ови закључци су релевантни за далековод бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин. Са друге стране, на основу анализе рада далековода бр. 254/1 у систему DLR примећено је да је у летњем периоду у 67% времена динамички преносни капацитет већи од статичког, док у зимском периоду овај проценат расте на 94%. Сходно анализи рада вода бр. 254/2 у систему DLR, уочено је да је у летњем периоду у 61% времена динамички капацитет већи од статичког, док је у зимском периоду у чак 95% времена динамички преносни капацитет већи од статичког. Објашњење за ово лежи у чињеници да су ови водови смештени у делу Србије који је доста ветровитији од оног око Неготина, па су и услови хлађења бољи. Лимит се рачуна по методи најслабије карике, тако што се одреде критични распони на траси вода, а то су најчешће они који су слабо изложени ветру или макар доминантном правцу дувања ветра. Овај пројекат је показао и да је температура амбијента једнако значајан фактор као и ветар. На препознатим критичним распонима би се проблем могао решити тако што би се проводници заменили специјалним проводницима повећане пропусне моћи, чиме би се и преносни капацитет целог далековода могао увећати. У складу са резултатима додатних анализа, описаних у Потпоглављу 7.8 овог Плана, предложено је да се у наредном периоду испита опција примене DLR система на ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20 и ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ПРП Костолац (настаће расецањем далековода бр. 1128/1).



Наравно, на овом месту би се могло поставити питање да ли је овакав планерски приступ уопште адекватан, те да ли би овакво нестандартно решење довело до жељених ефеката. Да би се на то питање могао дати одговор, потребно је појаснити две ствари. Прво, примена DLR уређаја има смисла на оним далеководима који се налазе у подручјима у којима ветар у критичним периодима дува великом брзином, пошто се тиме услови хлађења проводника у знатној мери побољшавају. Друго, проблеми на оба далековода која су овде предложена за испробавње DLR технологије у директној су корелацији са радом ветроелектрана које се налазе у областима кроз које трасе ових водова пролазе. Конкретно, на преоптерећивање далековода бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20 утиче рад ветроелектрана лоцираних у јужном Банату, а до проблема на далеководу од ТЕ Костолац А до ПРП Костолац долази доминантно услед рада електрана у Браничевском управном округу. Одавде је јасно да се у тренуцима у којима до преоптерећења посматраних далековода долази стичу и погодни услови за примену DLR уређаја, чиме се даје додатна потпора изнетом предлогу. Како би се корелација брзине ветра у некој области и динамички одређених преносних капацитета водова у њој још лакше илустровала, на Слици 10.3 се паралелно могу видети динамички одређени преносни капацитети далековода 220 kV бр. 254/1 ТС Панчево 2 – ПРП Ковачица (приказани на овој слици плавим и наранџастим линијама, где је плава усвојена за лимите рачунате у реалном времену, а наранџаста за лимите прогнозиране сат унапред) и брзине ветра у истој области (обележене сивом бојом). Референце ради, црна линија представља статички лимит капацитета овог вода. Као одговарајући месец за илустрацију ових ефеката је, по подацима који су били на располагању, усвојена прва недеља децембра 2023. године.



Слика 10.3: Корелација динамичких капацитета и брзине ветра.

Као што се са ове слике веома лако може закључити, динамички дефинисан капацитет овог далековода је у готово свим терминима мерења (мерења су четири пута на дан) био већи од конзервативно утврђеног статичког капацитета, чиме је применљивост DLR технологије још једанпут потврђена. Поред тога, моменти када је динамички израчунат капацитет овог далековода био максималан показују значајан степен корелације са моментима у којима је брзина ветра у овој области била велика. Насупрот томе, динамички капацитет далековода био је близак статичком у тренуцима у којима је ветар дувао слабо. Овиме је верификована и претпоставка о томе да се на овај начин може значајно утицати на преносне капацитете далековода у ветровитим регијама, што је, опет, и представљало основу за изнети предлог примене DLR технологије на два далековода на којима су добијена знатна преоптерећења.



10.5. Мониторинг кабловских водова

У току 2020. године су почеле активности на имплементацији система за мониторинг радног притиска уља на кабловским водовима 110 kV са папирном изолацијом у реалном времену. У склопу овог пројекта, у току 2023. године су комплетирани активности на уградњи система за праћење радног притиска уља на два 110 kV кабловска вода. Конкретно, то су:

- КБ 110 kV бр. 1151 ТС Београд 17 – ТС Београд 15;
- КБ 110 kV бр. 1216 ТС Београд 15 – ТС Београд 14.

Поред тога, на свим новопостављеним кабловским водовима уграђује се DTS систем (енг. *Distributed Temperature Sensing*) за континуално мерење температуре плашта кабла, као и RTTR модул (енг. *Real Time Thermal Monitoring*) за рачунање могућег тренутно дозвољеног оптерећења. Систем има могућност визуелизације температурног профила (термослике) кабла, приказује тренутну температуру земљишта у околини, као и израчунату температуру проводника кабла. Уз то, систем алармира корисника о прекорачењу дефинисане највеће допуштене температуре проводника и показује му за колико је могуће повећати оптерећење кабла без нарушавања одговарајућих ограничења. DTS систем се првенствено користи за утврђивање преносних могућности кабловских водова и повећање истих, у идентификацији топлотно критичних места дуж кабловске руте, као и у евиденцији режима у којима је кабл био преоптерећен, са циљем одређивања негативних последица истих по старење кабла.

Поред сензорских каблова за мерење температуре, изнад кабловског вода се поставља и додатни сензорски кабл чији прекид служи као индикатор радова у близини кабла и његовог потенцијалног механичког оштећења. Уз све то, разматра се и опција примене DAS система (енг. *Distributed Acoustic System*) у случајевима у којима се ископавања у заштитном појасу кабловских водова изводе од стране трећих лица. Тај систем служи за предиктивну заштиту од механичких кварова до којих би тада могло да дође. Први овакав систем ће се уградити током полагања кабловских водова за напајање ТС Београд 58 (ТС Национални стадион).

10.6. Решења у напајању сопствене потрошње

Напајање сопствене потрошње високонапонских постројења преносне мреже које би се из дистрибутивног система реализовало преко два независна вода је некада практично тешко изводљиво. Отуд потреба да се у тим ситуацијама прибегне алтернативним решењима. Из

„... пилот пројекат
решења је већ
реализован на
ТС Београд 3.“

скупа таквих решења би се, примера ради, могло истаћи оно какво је реализовано у склопу пилот пројекта на ТС Београд 3. Наиме, у ТС Београд 3 се сопствена потрошња напаја преко напонских трансформатора велике снаге (3x100 kVA), и то директно са сабирница 110 kV. Такво решење је исплативо и у складу је са добром инжењерском праксом. Сходно томе се може доћи до закључка да се сличан принцип може применити и на друге објекте код којих постоји овакав проблем у вези са напајањем постројења сопствене потрошње.



Са аспекта сопствене потрошње, посебна пажња се посвећује и обезбеђивању напајања свих потрошача у постројењу како једносмерним, тако и наизменичним напоном приликом извођења радова на замени дотрајале опреме и у непредвиђеним ситуацијама (на пример, након трајних кварова на опреми или дужег нестанка основног напајања). Поред постојећих мобилних акумулаторских батерија, дизел електричних агрегата и исправљача, фамилији мобилних уређаја одскора су се придружили и мобилни инвертори. Сви поменути уређаји током последњих година су више пута били транспортовани и прикључени на одговарајуће сабирнице, углавном када би се изводили радови на адаптацијама сопствене потрошње. Треба назначити да се напонски трансформатори велике снаге, по интерним стандардима, могу користити као резервно напајање, уз дефинисану снагу од 75 kVA (опционо 100 kVA).

10.7. Примена дигиталних технологија

Потпуна дигитализација високонапонских постројења у преносној мрежи, започета у Србији још 2005. године, представља интеграцију IEC 61850 на процесном нивоу високонапонског постројења уз максималну редукацију жичаних веза, помоћних релеја, преклопки, тастера и сличног, односно примену принципа да се све што је могуће пребаци у дигитални облик.

Прелазак на овај иновативни начин рада ће, уз примену система намењеног мониторингу електроенергетске опреме, свакако довести и до генерисања велике количине података. Те информације ће бити генерисане у реалном времену, због чега ће омогућити максималну искористивост електроенергетских ресурса и продужење њиховог животног века. Заједно са тиме, оваквим технолошким напретком ће се дозволити и примена модерних концепата управљања овим ресурсима помоћу којих ће се смањити потреба за искључењима у сврхе редовног одржавања, што ће у значајној мери утицати на пораст флексибилности система.



IEC 61850 представља међународни стандард за комуникационе протоколе који се користе у паметним мрежама.

Схватајући значај иновација, ЕМС а.д. је 2020. године покренуо и Програм дигитализације високонапонских постројења у који је укључен већи број пројеката, објашњених у наставку.

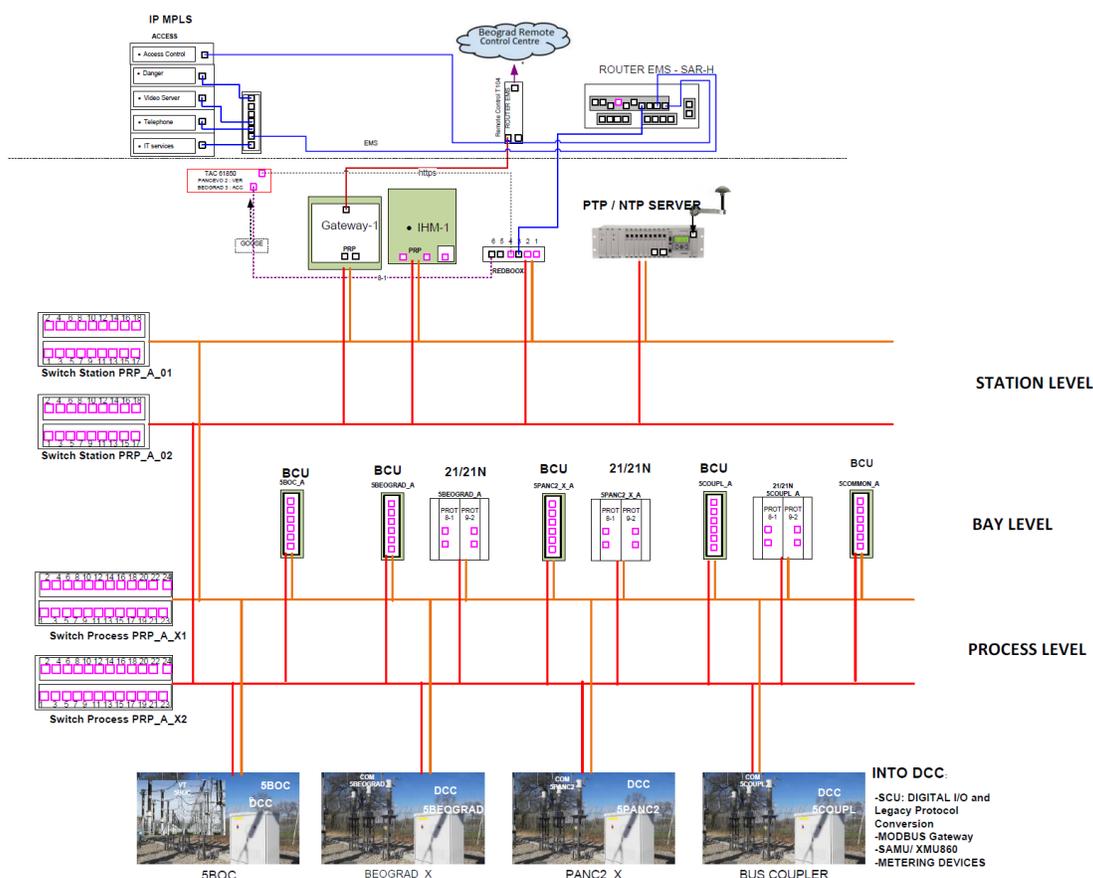
10.7.1. Студија изводљивости за дигитализацију

Студија изводљивости за дигитализацију представља први пројекат који је покренут током Програма дигитализације високонапонских постројења. Овај пројекат је званично започет у току 2020. године, а комплетиран 2021. године. У оквиру пројекта, урађене су три студије, при чему се из њихове природе може видети да су представљале предуслов за било какве даље кораке ка дигитализацији постројења ЕМС а.д. и стандардизацији оваквих решења:

- Студија изводљивости за дигитализацију РП Панчево 1;
- Студија мапа пута дигитализације преносног система ЕМС а.д.;
- Студија мапа пута дигитализације у региону.

10.7.2. Реконструкција РП Панчево 1

Пројекат реконструкције РП Панчево 1 уз коришћење савремених дигиталних технологија званично је започет почетком 2022. године. Како би се остварио жељени ниво поузданости система, усвојен је принцип потпуне редундансе. У пракси, овај принцип подразумева то да се реализују два потпуно идентична система – систем А и систем Б. Према томе, у случају да један од ова два система из неког разлога постане нерасположив, други систем остаје у погону и обезбеђује нормалан наставак радних процеса. Овде се системи А и Б конкретно односе на архитектуру имплементације релејне заштите, надзора и управљања. Тај систем почива на концептима дефинисаним у стандарду IEC 61850, то јест, на имплементацији IED уређаја, спрежних уређаја (енг. *merging units*) и паметних сензора, праћењу стања уз помоћ интернет веза (енг. *online monitoring*) и овоме сличном. Ови уређаји се међусобно повезују *ethernet* мрежом кроз процесну и станичну мрежи. Пример архитектуре оваквог система се може видети на шематском приказу представљеном на Слици 10.4, приложеној у наставку.



Слика 10.4: Пример архитектуре описаног система.

У оквиру овог пројекта ће се применити концепт напајања сопствене потрошње постројења преко напонских трансформатора велике снаге. Подсећања ради, овај концепт је први пут успостављен кроз пилот пројекат спроведен на ТС Београд 3 и описан у Потпоглављу 10.6 овог Плана развоја. У РП Панчево 1 ће, по први пут у постројењу EMC а.д., бити уграђене литијум-јонске батерије са потпуним мониторингом и системима за аутоматско пражњење.



Поред тога, у сврхе напајања сопствене потрошње овог постројења ће бити инсталирани и соларни панели. Ови панели ће бити постављени на крову командне зграде, чиме ће ЕМС а.д. још једанпут потврдити репутацију друштвено одговорне компаније чијим се акцијама промовишу универзално прихваћени принципи енергетске ефикасности и што израженијег коришћења енергије из еколошки прихватљивих извора. Значајну технолошку иновацију ће овде представљати и увођење система мониторинга примарне опреме, где се превасходно мисли на прекидаче. Тиме ће се створити неопходни услови за рачунање индекса здравља у реалном времену. Завршетак овог пројекта се, по плановима, очекује током 2026. године.

10.7.3. Асет контролни центар 24/7

У оквиру Програма дигитализације високонапонских постројења покренут је и пројекат кроз који се сагледава израда концептуалног дизајна за Асет контролни центар 24/7, при чему ће дизајн бити праћен и проценама трошкова и ризика, те дефинисањем динамике градње.

„... овај контролни центар ће у значајној мери повећати ниво безбедности на објектима.“

Градњом Асет контролног центра 24/7 ће на једном месту бити обједињени активни системи за праћење стања (мониторинг) трансформатора и каблова, као и систем термалних камера које су инсталиране кроз Пројекат даљинског управљања. Поред овога, овде се сагледава и интеграција система мониторинга са дигиталних трансформаторских станица (прекидачи, растављачи, сопствена потрошња и аутоматика) и далеководна (LIDAR снимања, сензори вибрација и термовизијска снимања). Завршетком овог пројекта ће се раздвојити функције управљања и одржавања кроз јасно одвојену сигнализацију ка диспечерским центрима и асет контролном центру. Асет контролни центар 24/7 ће такође допринети и повећању нивоа безбедности на објектима ЕМС а.д. путем праћења термовизијских камера у реалном времену, функције детекције насталих пожара и активацијом аларма са сопствене потрошње, као и противпожарних аларма.

Неопходан услов за остваривање пуне функционалности контролног центра је прелазак са SDH на IP MPLS технологију, чиме ће се створити техничке могућности за пренос велике количине информација са будућих дигиталних постројења. Информациона безбедност је још један од аспеката који се мора детаљно сагледати приликом реализације овог пројекта.

10.7.4. Студија изводљивости реконструкције ТС Београд 17

Комплексност и значај ТС Београд 17 и ТС Београд 4 за непрекидно напајање централних делова Београда представљају велики изазов за планирану реконструкцију ТС Београд 17 и ТС Београд 4 уз делимичну или потпуну дигитализацију. Финални дизајн дигитализованог постројења РП Панчево 1 представљаће улаз за дефинисање основног дизајна ТС Београд 17. Коначни дизајн реконструисане ТС Београд 17 биће одређен и на основу искустава са реконструкцијом РП Панчево 1 и очекује се да буде унапређен у односу на основни дизајн.



10.8. Снимање далековода из ваздуха

Један од основних изазова са којима се на дневној бази суочавају сви оператори преносних система је управљање вегетацијом, то јест, превенција проблема до којих би могло доћи у мрежи услед растиња које се налази у непосредној близини електроенергетских објеката. Као једно од решења које би могло да допринесе ублажавању овог проблема предложено је LIDAR (енг. *Light Detection and Ranging*) снимање. Овакав тип снимања пружа објективан приказ стања вегетације на терену, као и растојање далековода од објеката који се налазе у њиховом заштитним појасевима. Применом LIDAR снимања може се значајно унапредити процес планирања и сече растиња у овим појасевима, утврдити испуњеност захтева у вези са сигурносним висинама (посебно важно на критичним местима укрштања) и томе слично.

Поред LIDAR технологије, снимање помоћу инфрацрвених (енг. *IR – infrared*) камера може допринети налажењу топлотних места на далеководима. Уз то, снимања при којима би се користиле ултраљубичасте (енг. *UV – ultraviolet*) камере могу лоцирати места на којима је дошло до оштећења проводника и изолације на далеководима. Потом се на тим локацијама могу применити мере превентивног одржавања, чиме се даље спречавају могући испади и кварови на далеководима, а ниво поузданости рада преносног система остаје неугрожен.

У сврхе линијског снимања далековода из ваздуха оператори преносних система у Европи су раније углавном користили хеликоптере. Међутим, нова европска регулатива отворила је врата новој, далеко економичнијој алтернативи. Наиме, том регулативом дефинисана је могућност примене дрона за ова снимања, и то по принципу рада у BVLOS режиму (енг. *Beyond Visual Line of Sight*). Овакво снимање више од 10.000 km далековода из ваздуха, уз потребу за обрадом велике количине података која се том приликом генерише, представља велики изазов за оператора система, али и дозвољава даља унапређења на тему процеса одржавања и управљања асетима или оптимизације коришћења расположивих ресурса.



Набавка првог дрона у власништву EMC а.д. је реализована почетком 2024. године. Током 2024. године завршене су и обуке корисника, односно пилота који ће у процесу одржавања употребљавати дроне за LIDAR снимање и за визуелну инспекцију далековода. Искуства стечена на овај начин ће се искористити да се кроз започети пројекат у процесе одржавања уведе редовно снимање читаве далеководне мреже на овакав начин. Како набавка дрона, сама по себи, није довољна за остваривање свих погодности до којих би таква технологија могла да доведе, приступило се и интеграцији софтверских решења која прате унапређене видове снимања. Сходно овоме, када се дође до тога да се све предвиђене активности на овом пројекту реализују, и процес одржавања објеката EMC а.д. ће бити знатно унапређен.

Поглавље 11

Технички систем управљања и телекомуникација





11.1. Оптички систем преноса

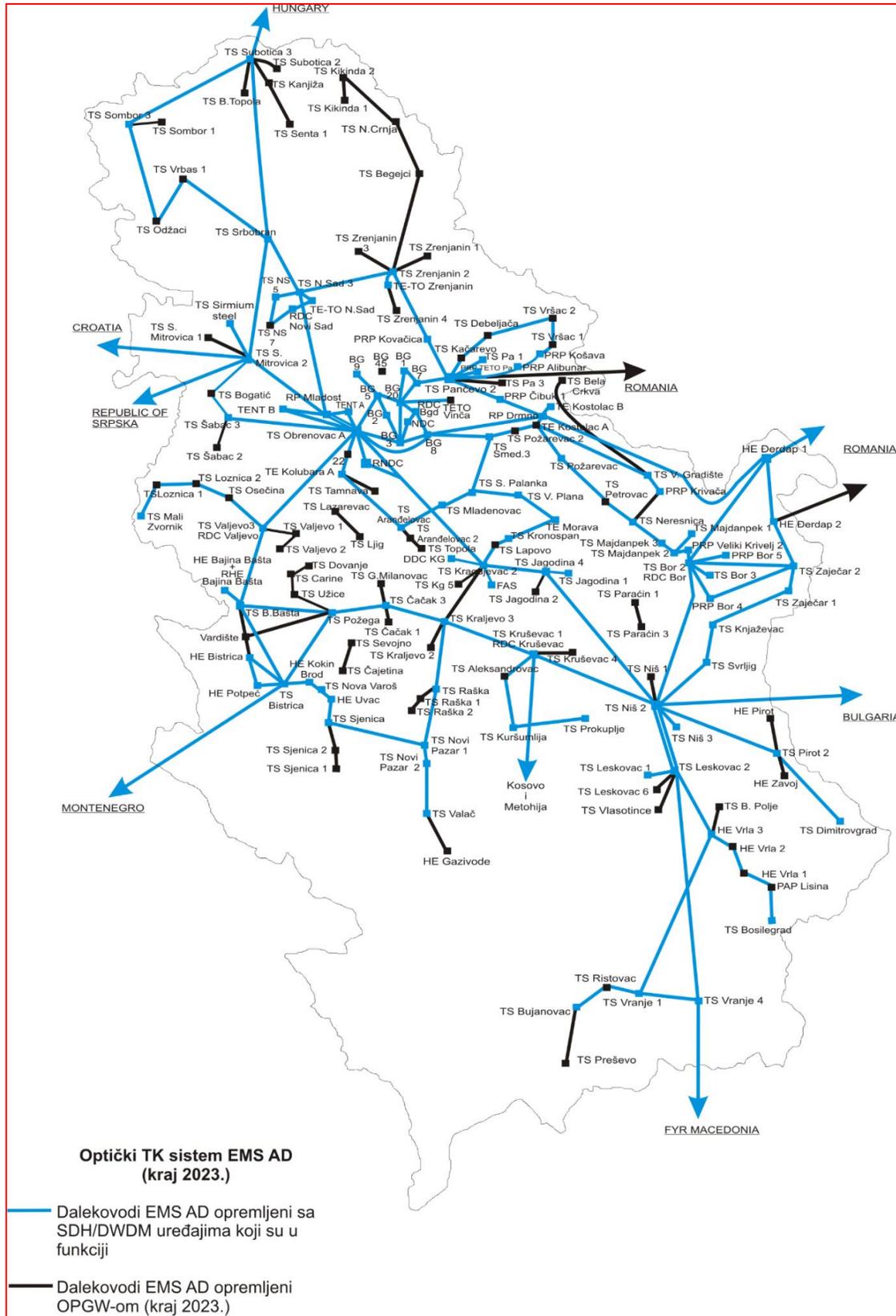
Имајући у виду брзину развоја информационог технологија (пре свега софтвера и корисничких апликација), развијање перформанси хардвера који је неопходан да подржи нове сервисе, као и напредак у домену телекомуникација (примена уређаја за развођење сигнала заштите оптичким водовима, напредне DWDM и MPLS технологије преноса), неке аспекте развоја телекомуникација је могуће предвидети искључиво оријентационо на дужем временском хоризонту. Потребно је да се, по овом питању, непрекидно прате трендови на светском тржишту како би се у пројектовању и замени постојећих технологија узела у обзир што модернија решења, уважавајући искуства других у примени ових решења у сличним компанијама.

„... по овом питању је неопходно константно пратити трендове на тржишту.“

У пасивну оптичку инфраструктуру спадају оптички каблови у земљоводном ужету (OPGW), подземни и приводни оптички каблови, оптички разделници и оптичке спојне кутије. Очекује се да се у предстојећем десетогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено око 6500 km далековода. Тренутна ситуација је таква да су све 400 kV и готово све 220 kV далеководне деонице опремљене OPGW технологијом. Мрежа постављених оптичких каблова по далеководима и приводних оптичких каблова је у току 2024. године достигла дужину од око 5750 km на више од 230 далековода и 15 подземних каблова. У складу са потребама и са могућностима ће се наставити са изградњом оптичке инфраструктуре, при чему ће се преко платформе за менаџмент оптичке инфраструктуре (INOVA TeleCAD GIS) водити евиденција о истој. У наредном периоду, уградњу OPGW и подземних оптичких каблова пратиће и унапређење платформе за менаџмент и система за надзор оптичке инфраструктуре (ONMSi). Интеграција та два система ће чинити целокупни систем ефикаснијим, што је један од основних циљева за наредне године. ONMSi систем обезбеђује континуирано надгледање оптичке инфраструктуре на око 5000 km дужине исте.

„... тренутно је цела 400 kV мрежа опремљена OPGW технологијом.“

На Слици 11.1 се може видети мрежа OPGW и SDH/DWDM система. Дата слика пружа увид у оптички телекомуникациони систем EMC а.д. на коме је уграђен OPGW. У погледу оптичких веза које су опремљене SDH уређајима, капацитети веза су нивоа: SDH STM-1, SDH STM-16 и OTU-2 (брзине преноса варирају од 155 Mbit/sec до 10 Gb/s). Узевши у обзир постојећу концепцију TCU, не очекује се значајније ширење SDH преносне мреже у наредном периоду, већ ширење у мањој мери које ће се остварити применом доступних хибридних SDH/PDH/MPLS-TP мултиплексера.



Слика 11.1: Мрежа OPGW и SDH/DWDM система.



Коришћење Ethernet протокола (преко SDH) се, према тренутним сагледавањима, још неко време сагледава као основа у преносу података у мрежи. Други телекомуникациони систем је заснован на DWDM технологији. У питању је савремени транспортни систем намењен преносу велике количине података уз примену мултиплексирања по таласним дужинама. DWDM мултиплексери су инсталирани у 19 чворова и омогућују повезивање крајњих тачака интерконеције са Националним диспечерским центром, Core равни будуће IP/MPLS мреже са 100G/λ линковима, као и Regional равни IP/MPLS мреже са 10G/λ линковима.

У 2024. години се наставило са пројектом Надоградње телекомуникационог транспортног система заснованог на DWDM и MPLS технологији. Тиме ће се транспортни системи ЕМС а.д. у потпуности модернизовати. Овај пројекат је подељен у фазе и изводи се у складу са усвојеном пројектно-техничком документацијом и дефинисаном хијерархијском структуром мреже. Завршена је надоградња постојећег DWDM система са два нова чвора и подигнут је капацитет на 100 Gbit/s по таласној дужини. У MPLS делу је завршена имплементација и интеграција прве фазе која обухвата 19 чворова. Уз то, отпочета је и друга фаза изградње IP/MPLS мреже која треба да обухвати око 60 нових локација неопходних да се формирају оптички прстенови и топологија мреже којом ће се омогућити поузданији пренос података.



*OPGW ужад карактеришу оптичка влакна
провучена кроз средину металног омотача.*

Изградњом IP/MPLS мреже (која се планира до 2027. године) сагледава се будуће рационално искоришћење телекомуникационих ресурса, као и интеграција саобраћаја. При овоме ће се миграција корисничких сервиса постепено одвијати. Како све мањи број произвођача опреме подржава постојеће интерфејсе и протоколе који се примењују за пренос SCADA података, сада се разматра примена нових протокола за пренос података од којих је потребно истаћи Ethernet протокол. У складу са технолошким напретком технологија из области

преноса информација и њиховом применом у електроенергетском сектору, приметан је и значајан пораст преноса оперативних и пословних података коришћењем сопственог ТК система. Треба напоменути и да се не сагледава да ће овакве тенденције престати ускоро, већ се наставак овог тренда предвиђа и у наредном периоду. Уградњу OPGW мора пратити и постављање терминалних уређаја, према потребама ЕМС а.д. То се првенствено односи на телекомуникационе уређаје и уређаје за дистантну и диференцијалну заштиту водова.

По плановима, оптичким путевима ће се преносити сигнали дистантне и диференцијалне заштите. Како би се овај план остварио, неопходно је да уређаји за пренос сигнала заштите, у складу са потребама, буду инсталирани на сваком од праваца на којима постоји OPGW. Поред овога, у плану је да нови уређаји телешащите раде по стандарду IEC 61850 у складу са процесом дигитализације високонапонских постројења у преносној мрежи. Све заједно, ово ће у значајној мери допринети повећању поузданости и ефикасности рада система.



*„... конфигурисани су
линкови према
нама суседним
системима.“*

У складу са захтевима ENTSO-E асоцијације, за потребе мреже (P)CN (Physical Communication Network) конфигурисани су линкови ка суседним преносним системима. Ова мрежа је намењена преносу података европских оператора за разне критичне сервисе (OPDE, OPC/STA, EH, EVS). У 2024. години извршено је и планирано повећање капацитета постојећих PCN линкова. Планирано је да се од краја 2024. године у ове сврхе, услед редувантности PCN мреже, примени и резервни концепт „*Out of band*“. Ово ће бити спроведено са циљем да се омогући пренос критичних сервиса (*Voice and Data*) сателитским путем ако би, из ма ког разлога, PCN мрежа била нерасположива.

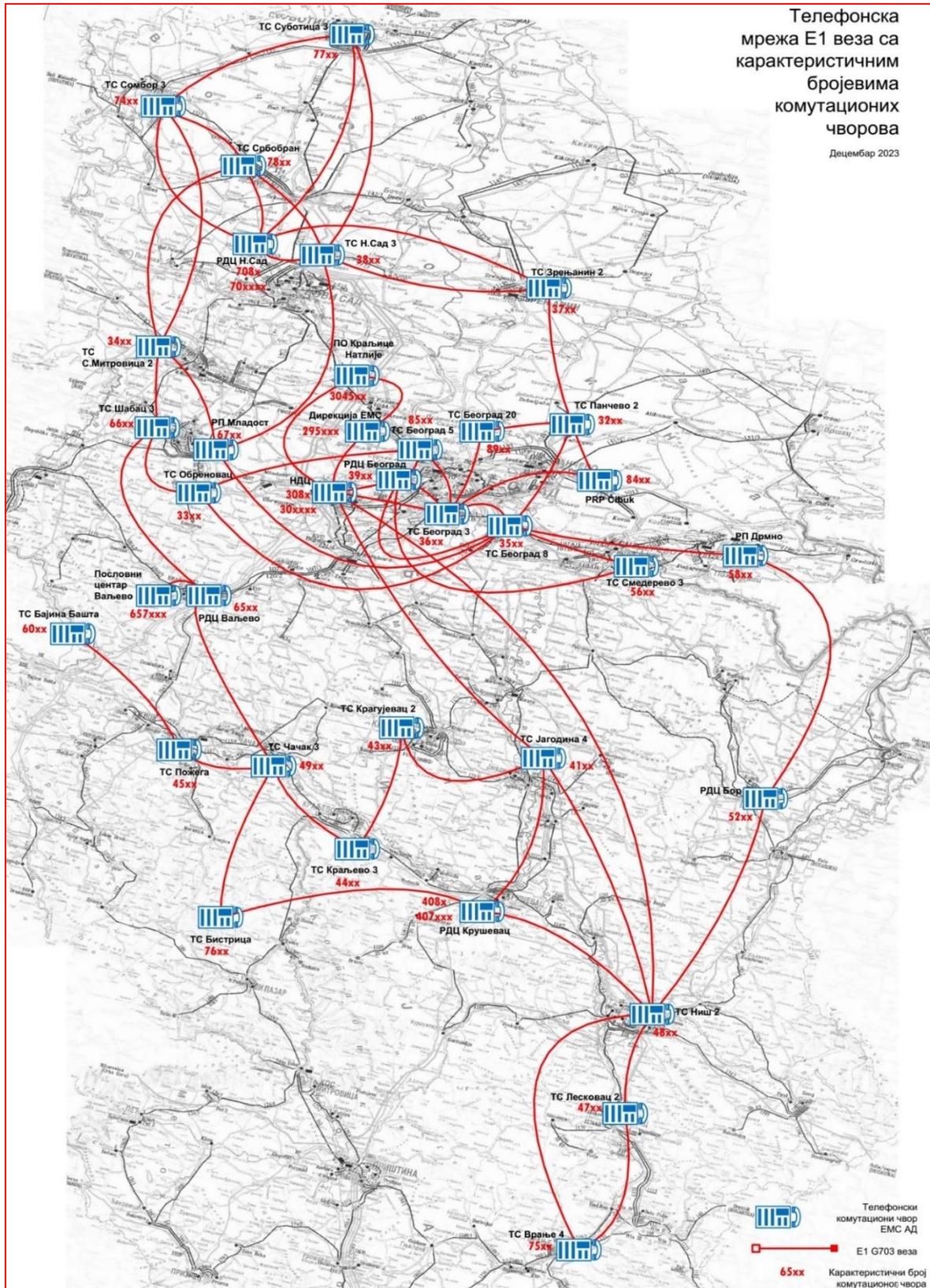
Реализовани су и телекомуникациони преносни путеви (изнајмљене су телекомуникационе линије и линије у постојећој оптичкој мрежи EMC а.д.) за потребе *Imbalance Netting* - IGCC платформе. Овиме је успостављена комуникација са центрима унутар TransnetBW у циљу оптимизације балансног тржишта, преносног система и рада електроенергетског система Србије у целини. При унапређењу технолошког повезивања у оквиру електроенергетског сектора, сви регионални центри управљања (РДЦ) EMC а.д. су повезани са управљачким центрима (ДДЦ) подручних електродистрибуција, гарантујући координисани рад оператора.

11.2. Комутациони систем

Комутациони систем EMC састоји од 37 телефонских централа, од чега је 25 засновано на VoIP, а преосталих 12 на дигиталној технологији. Планирано је да се у наредним годинама изврши замена хибридних TDM комутационих чворова и елемената комутационог система за које се предвиђа престанак подршке произвођача услед застарелости саме технологије.

На Слици 11.2 је приказана телефонска мрежа намењена оперативној и пословној телефонији. У сврхе поузданости рада система за снимање разговора, остварена је пуна редуванса логера Retia ReDat 3 у свим регионалним диспечерским центрима реализацијом система у пуној дуплекс конфигурацији. Уз ово, подигнута је и још једна инстанца редувантних сервера у систему како за потребе самог сервиса телефоније, тако и у сврхе снимања телефонских разговора вођених од стране диспечера. У складу са прихваћеним концептом реконструкције ТК напајања, готова је реализација прве фазе овог пројекта на десет електроенергетских објеката EMC а.д., као и на једном пословном објекту. Слични радови се ускоро очекују и на осталим објектима EMC а.д.

*„... постигнута је
потпуна редуванса
логера Retia ReDat 3.“*



Слика 11.2: Телефонска мрежа намењена пословној и оперативној телефонији.



11.3. Систем радио веза

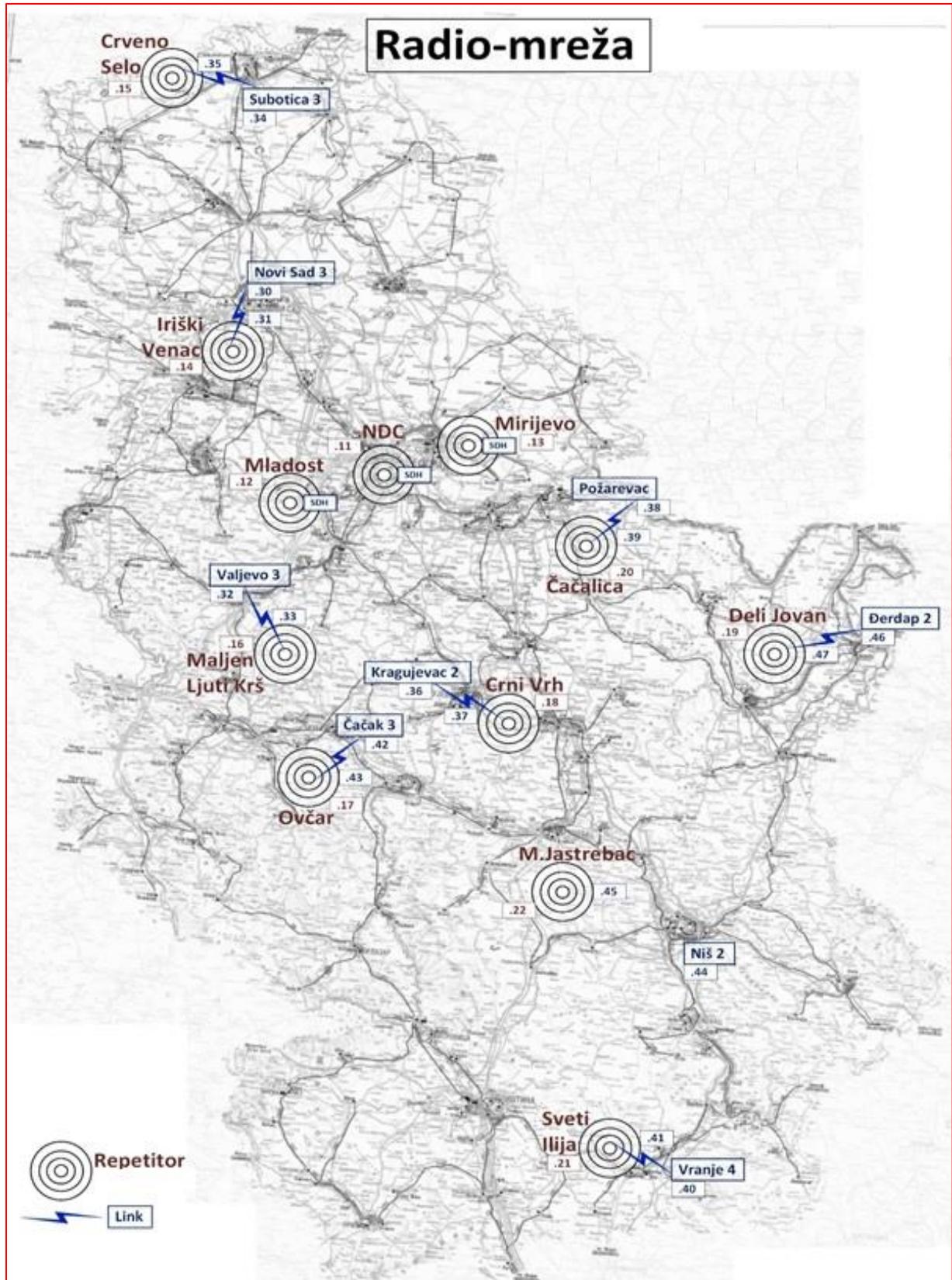
Усмерене радио везе (УРРВ) се употребљавају као редувантне везе за оптички ТК систем на појединим релацијама у преносном систему. У ТК систему ЕМС а.д. инсталирана је нова радио-релејна опрема за две постојеће везе у Београду и Новом Саду. У наредном периоду се интеграција УРРВ планира и за потребе приступне и мобилне радио мреже. Укупни број и капацитети УРРВ ће бити диктирани начином коришћења слободних капацитета оптичких влакана. Уколико се буду примењивали искључиво у оквиру електроенергетског сектора, УРРВ ће се користити само у приступним мрежама због заштите података, и то стриктно у случајевима када оптички пренос није могућ или је његова примена потпуно нерационална.

Посебну ТК мрежу чине мобилне дигиталне радио везе: репетитори, радио релејни линкови и крајње радио станице различитих типова. Корисници радио мреже су, пре свега, екипе на терену, регионални центри одржавања, као и службе обезбеђења. Мрежа је предвиђена за пренос говорних комуникација и током 2024. године је настављена њена имплементација. У овој мрежи се тренутно налази укупно 16 репетитора (12 фиксних и четири мобилна), 33 фиксне радио станице на објектима ЕМС а.д., 10 колских и преко 200 ручних радио станица. Репетитори су умрежени коришћењем радио-релејних линкова и SDH система. Оваквим умрежавањем је обезбеђена комуникација између учесника у целокупној радио мрежи. У погону је и диспечинг систем за надзор и управљање мобилном радио опремом, те систем за радио-релејне линкове. Планирано је да се до 2027. године изврши набавка, инсталација и пуштање у рад комплетног дигиталног радио система за потребе ЕМС а.д. На Слици 12.3 се може видети тренутно стање мобилне дигиталне радио мреже, при чему концентрични кругови и плаве линије на овој мапи означавају репетиторе и линкове у мрежи ЕМС а.д.

За комуникацију екипа на терену у редовном и ванредном одржавању електроенергетског система ЕМС а.д. употребљавају се ручне ТЕТРА станице. Станице су повезане у ТЕТРА систем Министарства унутрашњих послова Републике Србије и, према томе, функционишу на територијама свих регионалних центара одржавања, као и Националног диспечерског центра и Регионалних диспечерских центара. Тај стандард је креиран од стране Европског института за телекомуникационе стандарде (ЕТСИ) због потребе за постојањем отвореног стандарда који би могли поуздано да користе сви заинтересовани клијенти. Сходно овоме, ТЕТРА стандард је усвојен од стране великог броја организација широм света, у чему су, пре свих, предњачиле безбедносне службе, што сведочи о поузданости овог стандарда.

Уз ово, у сврхе комуникације у ванредним ситуацијама примењује се и 15 сателитских телефона које ЕМС а.д. поседује. Овакви телефони могу да обезбеде комуникацију и на оним подручјима у којима се стандардни начини комуникације из било ког разлога не налазе на располагању. Ово значи да се ни у ванредним ситуацијама не долази до тога да размена информација између екипа на терену буде угрожена. Тиме је поузданост рада ових екипа дигнута на још виши ниво.





Слика 11.3: Мрежа репетитора и радио-релејних линкова ДМР радио система.



Коначно, динамика планираних радова на читавом телекомуникационом систему EMC а.д. приказана је у Табели 11.1. У првој колони ове табеле се може видети година у којој се неке активности планирају за реализацију, при чему су те активности наведене у другој колони.

Табела 11.1: Планирани радови на телекомуникационом систему EMC а.д.

Година	Планирани радови
2024.	<ul style="list-style-type: none"> • Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW; • Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК; • Прикључивање нових објеката у власништву EMC а.д. и других ималаца; • Унапређење мреже PDH мултиплексера; • Реконструкција ТК напајања DC48V; • Реконструкција система мобилних радио веза; • Надоградња система за надзор оптичке мреже – ONMSi; • Повезивање телезаштите на интерконективним водовима; • Пројектовање MPLS система – етапа 2.
2025.	<ul style="list-style-type: none"> • Почетак инсталације и имплементација MPLS мреже – етапа 2; • Реконструкција ТК напајања DC48V; • Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW; • Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК; • Прикључивање нових објеката у власништву EMC а.д. и других ималаца; • Наставак реконструкције комутационог система EMC а.д. и замена елемената комутационе мреже за које истиче подршка произвођача; • Реконструкција и унапређење сиситема за снимање оперативног диспечерског телефонског саобраћаја; • Замена елемената телефонског комутационог сиситема заснованим на хибридним TDM технологијама; • Имплементација и пуштање у рад IP DECT система за потребе пословних и електроенергетских објеката; • Надоградња ТК система – радио-релејни линкови; • Реконструкција система мобилних радио веза; • Унапређење уређаја телезаштите; • Повезивање телезаштите на интерконективним водовима; • Пројекат <i>Out of band</i>, намењен за пренос критичних сервиса путем сателитске мреже као резервне опције уколико дође до отказа PCN мреже.
2026-2027.	<ul style="list-style-type: none"> • Реконструкција ТК система у складу са решењем MPLS система –етапа 2. • Инсталација и имплементација преосталих чворова MPLS мреже; • Реконструкција ТК напајања DC48V; • Унапређење мреже PDH мултиплексера; • Замена преосталих TDM чворова у телефонској мрежи EMC а.д. – наставак пројекта; • Реконструкција система мобилних радио веза; • Унапређење уређаја телезаштите и замена застарелих технологија.
2025-2034.	<ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТК система са развојем технологија, будућим захтевима меродавних европских и светских тела и потребама EMC а.д.

Поглавље 12

Усаглашеност Плана развоја и стратешких докумената





12.1. Интегрисани национални енергетски и климатски план

Основни стратешки документ којим држава Србија декларише своја настојања из области енергетике у наступајућем периоду јесте Интегрисани национални енергетски и климатски план (ИНЕКП, званично усвојен у јулу 2024. године). Поред тога што је усвајање овог плана представљало обавезу који је Република Србија преузела као члан Енергетске заједнице, оно је такође трасирало и својеврсну мапу пута ког ће се Србија придржавати у годинама енергетске транзиције ка декарбонизацији и одрживом сагледавању развоја производних капацитета. План је рађен тако да узме у обзир карактеристике енергетског сектора Србије, а све под основном претпоставком да грађани и привреда у сваком тренутку морају имати на располагању довољне количине електричне енергије по социјално прихватљивој цени.

„... у ИНЕКП је поштовано пет приоритета Европске уније из области енергетике.“

Сходно наведеном у овом документу, његови главни ослонци леже у пет приоритета који су постављени и од стране Европске уније из те области. У приоритете спадају што бржа декарбонизација, пораст енергетске ефикасности, функционисање унутрашњег тржишта електричне енергије, енергетска сигурност државе и имплементација истраживања, иновација и принципа конкурентности. Закључено је да се овакви циљеви, иако амбициозни, могу достићи ако се фокус задржи на одређеним мерама енергетске ефикасности које су усмерене на смањење финалне потрошње енергије и на повећавање удела обновљивих извора енергије у енергетском миксу Србије. Последња овде наведена ставка је директно повезана и са мањим коришћењем лигнита као сировине у генераторским капацитетима.

Повећани удео обновљивих извора енергије у производном портфељу представљаће једно од основних мерила успеха Републике Србије у предвиђеној енергетској транзицији. Према овоме је дефинисан и жељени удео обновљивих извора у укупној производњи електричне енергије од 45% у 2030. години (у поређењу са 30%, колико је било валидно у 2021. години). Да би се ово остварило, постављена је доља потребна граница од 3,5 GW ветроелектрана и соларних електрана, колико би минимално требало да се нађе у погону до 2030. године. Сагледано учешће ветроелектрана и соларних електрана у тој снази је скоро равноправно, где се предвиђа минимум од 1,77 GW капацитета на ветар и минимум од 1,73 GW соларних електрана. Овај однос ће, сходно информацијама изнетим у ИНЕКП, бити нарушен у 2040. години, када се очекује да соларне електране постану доминантне у односу на електране на ветар. Тако је за ову годину постављен најмањи циљ од 10,48 GW, од чега чак 7,36 GW отпада на фотонапонске јединице. Преосталих 3,12 GW припада ветроелектранама. Како би се овакви циљеви остварили, дефинисане су и мере које би требало реализовати у циљу подршке овом типу капацитета, где су неке од најзначајнијих мера МП_Д19 (шема подршке заснована на јавним набавкама), МП_Д20 (примена законске регулативе намењене учешћу обновљивих извора енергије) и МП_Д21 (подршка технологијама обновљивих извора које неће учествовати у јавним набавкама). Ово су само неке од предложених мера на ову тему.



Поред мера намењених већој интеграцији обновљивих извора енергије у производни микс, ИНЕКП садржи и цео низ других мера, од којих се неке односе и на пројекте у надлежности ЕМС а.д. Конкретно, такве мере се највећим делом односе на реализацију прекограничних инфраструктурних пројеката, обухваћених и Поглављем 9 овог Плана развоја. Те мере се, заједно са кратким описима који су им придружени у ИНЕКП, могу видети у Табели 12.1:

Табела 12.1: Релевантне инфраструктурне мере из ИНЕКП.

Идентификатор мере у ИНЕКП	Назив и опис мере
MP_УЕТ2	<u>Имплементација Трансбалканског коридора: ДВ Обреновац (РС) - Бајина Башта (РС)</u> – пројекат одговара скупу инфраструктурних мера укључених у Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије. Циљ пројекта је испуњавање жељених вредности индикатора интерконективности, као и поштовање критеријума сигурности N-1 и других релевантних фактора.
MP_УЕТ3	<u>Имплементација Трансбалканског коридора: ДВ 400 kV Б. Башта (РС) - Вишеград (БиХ) - Пљевља (ЦГ)</u> – слично претходном, пројекат одговара скупу инфраструктурних мера укључених у Трансбалкански коридор. Циљ пројекта је достизање потребних индикатора интерконективности, као и поштовање критеријума сигурности N-1 и других релевантних фактора.
MP_УЕТ4	<u>Интерконекција између Решице (РУ) и Панчева (РС)</u> – пројекат одговара скупу мера које укључују нову српско-румунску интерконекцију, у складу са међународним планским документима (српска страна је завршена пре неколико година). Тежња је побољшање индикатора интерконективности, као и поштовање критеријума сигурности N-1 и других важних фактора.
MP_УЕТ5	<u>Панонски коридор</u> – пројекат се односи на сет инфраструктурних водова на територији Војводине који ће побољшати могућности интеграције ОИЕ у производни портфел и повећати капацитет за размену енергије између Србије и Мађарске. Циљ је побољшање индикатора интерконективности, као и поштовање критеријума сигурности N-1 и других важних фактора.
MP_УЕТ6	<u>Централно-балкански коридор</u> – овај пројекат се односи на цео скуп нових инфраструктурних далековода нивоа 400 kV у региону Централне Србије, где се сагледава утицај на прекограничне размене, могућност интеграције ОИЕ и сигурност напајања. Опет је основни циљ побољшање индикатора интерконективности, те поштовање N-1 критеријума и осталих фактора.
MP_УЕТ7	<u>Интеграција кластер пројеката ОИЕ – Северни континентално југоисточни (CSE) коридор</u> – мера се односи на скуп инфраструктурних мера којима ће бити допуњен постојећи кластер БеоГрид, који заједно са планираном српско-румунском интерконекцијом сачињава Северни коридор CSE. Још једном је као основни циљ пројекта наведено побољшање индикатора интерконективности, као и поштовање N-1 критеријума и других фактора.

Поред тих шест пројеката за пренос електричне енергије, у ИНЕКП фигурира и предвиђени интерконективни вод између Србије и Хрватске (то јест, нова интерконекција којом ће бити повезане ТС Сомбор 3 и ТС Ернестиново). Ипак, пошто овом далеководу није приписана конкретна мера као осталим пројектима, није експлицитно наведен ни у оквиру Табеле 12.1.



12.2. Стратегија развоја енергетике Републике Србије

Као што је већ речено у оквиру уводног поглавља овог Плана развоја, један од најважнијих државних стратешких докумената из области енергетике је Стратегија развоја енергетике, при чему је претходна званична верзија овог документа за Републику Србију усвојена још 2015. године. Међутим, промене улазних претпоставки и релевантних услова, попут ратног сукоба у Украјини и последичних санкција и европског ембарга на увоз руских енергената, довеле су до потребе да се изради нова верзија овог документа. Према томе, у претходном периоду се рад на изради нове Стратегије развоја енергетике интензивирао, што је довело до тога да нова верзија буде стављена на јавне консултације у току лета 2024. године. По завршеним јавним консултацијама, примедбе добијене на њима су детаљно размотрене, а коначна верзија Стратегије развоја енергетике за период до 2040. године са пројекцијама до 2050. године је званично усвојена и објављена у Службеном гласнику у децембру 2024.

Након кратке евалуације тога да ли су циљеви који су били дефинисани у прошлој верзији Стратегије развоја енергетике успешно достигнути, при чему се посебна пажња посветила идентификацији циљева који нису у потпуности испуњени и процени разлога који су до тога довели, у Стратегији се прешло на навођење основних постулата који су били поштовани при њеној изради. Ови постулати су, сходно томе што се у овом процесу тежило међусобној координацији стратешких докумената, били идентични приоритетима који су у претходном потпоглављу наведени за ИНЕКП, с тим што су неки од постулата овде нешто детаљније разрађени него што је то раније био случај. Тако је критеријум енергетске безбедности овде подељен на аспект сигурног снабдевања потрошача и смањење увозне зависности Србије, док су у оквиру конкурентности примећене три засебне поткатегорије – развој енергетског тржишта, радна места и приуштивост енергије. Уз ово, циљ декарбонизације енергетике је подељен на смањење утицаја на животну средину и емитовања гасова изазивача ефекта стаклене баште и на веће коришћење обновљивих извора у производњи енергије у Србији.



Уз опште постулате који су овде наведени, Стратегија развоја енергетике сагледава и конкретне мере које треба реализовати. Уз преостале пројекте, ова Стратегија укључује разматрања на тему градњу РХЕ Бистрица, РХЕ Ђердап 3, као и планиране нове гасне електране у Новом Саду и Нишу. Ове гасне електране и реверзибилне хидроелектране би требало да загарантују систему значајне капацитете за балансирање. Овај аспект ће бити посебно битан уколико буде дошло до остваривања тренутних циљева везаних за интеграцију обновљивих извора енергије из стратешких докумената, а ово ће се, судећи према пројектима прикључења набројаним у овом Плану, догодити осетно пре рокова који су сагледани у стратешким документима.



Што се већ поменутих циљева на тему интеграције обновљивих извора енергије тиче, кроз Стратегије развоја енергетике се сагледавају минималне жељене вредности снага у складу са онима које су већ описане у потпоглављу које се бавило ИНЕКП. Ово има логике, пошто се приликом израде стратешких докумената тежило томе да се успостави доследан оквир којим ће се диктирати развој енергетике у Србији у наредним деценијама. У складу са тиме, усаглашеност је постигнута и у вези са инфраструктурним пројектима за чију је реализацију надлежан ЕМС а.д. У Стратегији развоја се тако наводе следећи инфраструктурни пројекти:

- Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије;
- Северни CSE коридор;
- Централно-балкански коридор;
- Панонски коридор;
- Нова интерконекција између Србије и Хрватске.

Као што се одавде да закључити, Стратегије развоја енергетике и ИНЕКП су усклађени и по питању инфраструктуре за пренос електричне енергије коју треба изградити у наредном периоду. Како је Стратегија развоја енергетике званично усвојена, чека се почетак израде Програма њеног остваривања, где ће свака од набројаних мера бити разрађена до детаља.

12.3. Евалуација усаглашености планерских докумената

По питањима развоја инфраструктуре, потребно је постићи усаглашеност ових стратешких докумената и Плана развоја преносног система, пошто би било какво одступање довело до тежег постизања оптималног стања преносног система. Како би се испитала усаглашеност Плана развоја и стратешких докумената, направљена је Табела 12.2 која је дата у наставку.

Табела 12.2: Усаглашеност стратешких докумената и Плана развоја.

Р. бр. мере	Опис циља	Усаглашено са Планом развоја?
MP_УЕТ2	Градња Трансбалканског коридора – III секција	✓
MP_УЕТ3	Градња Трансбалканског коридора – IV секција	✓
MP_УЕТ4	Градња далековода ТС Решица - ТС Панчево 2	✓
MP_УЕТ5	Градња Панонског коридора	✓
MP_УЕТ6	Градња Централно-балканског коридора	✓
MP_УЕТ7	Градња Северног CSE коридора	✓
без мере	Градња далековода ТС Ернестиново – ТС Сомбор 3	✓
више мера	Минимално 3,5 GW ОИЕ до 2030. године	✓
више мера	Минимално 10,48 GW ОИЕ до 2040. године	✓

Из ове табеле, као и из разматрања датих у претходним поглављима овог Плана развоја, долази се до закључка да је постигнута потпуна усаглашеност плана ЕМС а.д. у наредном периоду и стратешких докумената Републике Србије који се односе на исти интервал. Ово је позитиван знак и нешто што би требало да се одржава и током израде наредних планова.

Поглавље 13

Закључак и литература





13.1. Резиме улазних претпоставки

Основне улазне претпоставке које су коришћене при изради овог Плана развоја набројане су у наставку, при чему је посебна пажња придата изменама у односу на раније планове:

- Временски хоризонти који су анализирани у склопу овог Плана развоја били су 2029. и 2034. година, односно петогодишњи и десетогодишњи хоризонт од године израде Плана. По први пут је донета одлука да се не спроводе анализе на моделима којима би било симулирано тренутно стање система, већ да се тренутно стање представи искључиво кроз вредности одабраних параметара, измерене током 2023. године.
- Утврђено је да постоји потреба за унапређењем раније коришћене методологије за прогнозу потрошње у наредним годинама, јер се прошла метода стриктно базирала на корелацији бруто друштвеног производа и потрошње електричне енергије. У овом Плану развоја је то по први пут проширено тако да обухвати и додатне параметре попут метеоролошких и демографских критеријума. Осим тога, извршена је и подела потрошње у три групе, при чему је за сваку групу примењена засебна методологија.
- Пре израде мрежних симулационих модела, било је потребно формирати и тржишне симулационе моделе намењене одређивању ангажовања сваке електране у сваком сату у предметној години. Ово је обављено у софтверском пакету ANTARES који се у исте сврхе користи и при изради Студија прикључења. У тим моделима су уважени производни капацитети који су имали или Студије прикључења на преносни систем, или важеће Услове за пројектовање и прикључење на дистрибутивни систем.
- Мрежни симулациони модели су израђени у софтверском пакету PSS/E. По први пут, модели намењени за анализе токова снага нису креирани за карактеристичне радне режиме система (попут режима зимског максимума потрошње или режима годишњег минимума потрошње). Уместо тога, прорачуни су рађени за сваки сат у посматраној години, чиме је смањена могућност превида по питању озбиљности неког проблема.
- За анализе напонских прилика у мрежи, прорачуне струја кратких спојева и анализе транзијентне стабилности система су морали да буду креирани засебни модели код којих су се извршиле модификације потребне да би се добило што критичније стање система са аспекта изабраног параметра (пример за ово су промене уклопног стања у симулационим моделима намењеним за прорачуне износа струја кратких спојева).
- Коначно, анализа адекватности производног и преносног система са тачке гледишта балансирања система захтевала је посебну анализу, пошто су услови под којима се она ради стриктно дефинисани Законом о коришћењу обновљивих извора енергије Р. Србије. У складу са тиме, за анализу је формиран посебни тржишни модел у коме су уважени сви производни капацитети који су се налазили у процесу прикључења.

Наравно, постоје и оне претпоставке које није било потребно експлицитно наводити и које се морају поштовати независно од одлука ЕМС а.д., попут тога да се приликом израде овог Плана развоја морају поштовати одговарајући чланови закона и подзаконских аката који се баве енергетиком. Примера ради, одредбе поглавља Правила о раду које се бави израдом Плана развоја преносног система морале су бити поштоване и у овом планском процесу.



13.2. Резиме закључака Плана развоја

Уз напомену да се више детаља о резултатима урађених прорачуна може наћи у ранијим поглављима, у наставку је дат преглед кључних закључака до којих се у овом Плану дошло:

- Прогноза потрошње која је урађена према ажурираној методологији указала је на то да се у наредном периоду сагледава стагнација потрошње домаћинства и услужног сектора, при чему ће до раста потрошње у наредном периоду превасходно довести прикључење новог индустријског конзума (попут најављених рударских капацитета у региону Бора). Такође, очекује се и пораст броја електричних возила у саобраћају. Наведено је и да у наредном периоду може доћи до појаве типова потрошача којих још увек није било у систему Србије (као што су информациони центри), као и да ће ти потрошачи бити уважени у прогнози када се буду нашли у процесу прикључења.
- Прорачуни токова снага (и N-1 анализе сигурности) су урађени на моделима за 2029. и 2034. годину, и то на нивоу сваког сата у тим годинама. Резултати су били следећи:
 - У 2029. години је примећен велики број потенцијалних проблема, и то у целом систему. То је значајним делом и због тога што су у моделима за ову годину уважени само пројекти ЕМС а.д. који су у тренутку израде модела поседовали грађевинску дозволу. Као најкритичнији региони су издвојене регија Костолца и област између Ниша и Лесковца. За сваки примећени проблем су, тамо где је то било могуће, дате оперативна и развојна мера за његово решавање.
 - У 2034. години је стање било значајно боље од стања које је добијено за први разматрани временски хоризонт, пре свега због узимања у обзир капиталних пројеката, као што су Панонски и Централно-балкански коридор. Још једном је као критична област виђен регион Костолца (конкретно, ради се о ДВ 110 kV између ТЕ Костолац А и будућег ПРП Костолац). Осим тога, примећени су и проблеми у мрежи Београда и у области средњег Баната. И овај пут су дате оперативне и развојне мере намењене решавању уочених преоптерећења.
- Прорачуни напонских прилика су такође били урађени за оба усвојена хоризонта, с тим што су стриктно издвајани они радни режими у којима је примећено минимално оптерећење елемената мреже, јер је то стање сматрано критичним из перспективе напонских прилика. Сprovedеним прорачунима дошло се до следећих закључака:
 - У 2029. години су примећени проблеми везани за повишене напоне у 400 kV мрежи, при чему су највеће вредности напона добијене за ТС Краљево 3 и за ТС Бајина Башта. Из анализе осетљивости за ту годину (стање са укљученим пригушницама у ТС Врање 4, ТС Београд 20, ТС Нови Сад 3 и ТС Краљево 3) закључено је да такви елементи могу значајно помоћи у регулацији напона.
 - У 2034. години је у основном стању поново виђен значајан број проблема по питању повишених напона, са тим што су највећи напони уочени у ТС Бајина Башта и ПРП Бистрица. Анализа осетљивости (која је сада значила гашење четири елемента за регулацију) показала је да би стање без тих уређаја било далеко лошије, те је поново потврдила њихов перспективни позитивни утицај.



- Што се прорачуна кратких спојева тиче, и они су спроведени за 2029. и 2034. годину, с тим што је за њих, пре вршења било каквих анализа, било потребно модификовати моделе на одговарајући начин, то јест, одговарајућим променама уклопних стања у постројењима. Највеће струје кратких спојева у 400 kV и у 220 kV мрежи добијене су за ТС Обреновац, док су највеће струје кратког споја у 110 kV мрежи добијене за ТС Београд 3. Генерално, износи струја кратких спојева расту од 2029. до 2034. године.
- Анализе транзијентне стабилности спроведене су на регионалном моделу за 2029. годину, с тим што је овде специјално прављен модел који симулира карактеристични радни режим летњег минимума потрошње. За овакав модел су израчуната критична времена искључења кварова на дефинисаном сету тачака у систему, а ни при једној од спроведених симулација нису забележени проблеми са анализираним аспекта.
- Анализа адекватности са аспекта задовољења потреба конзума није указала ни на какве проблеме по овом питању, то јест, добијено је да су вредности свих изабраних индикатора једнаке нули. Овај закључак је валидан и за 2029, и за 2034. годину. Уз стандардне анализе, при којима су уважени сви генераторски капацитети укључени и у мрежне моделе, обављена је додатна анализа у којој су ти капацитети спуштени на ниво из ERAA 2024 пакета. Ни при тој анализи нису примећени никакви проблеми.
- Анализа адекватности са аспекта балансирања урађена је у потпуности у складу са релевантним одредбама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије, тако да је за ове потребе било потребно креирати специјалне моделе у којима би се узели у обзир сви капацитети који су се налазили у процесу прикључења. Овом анализом је утврђено да систем тренутно не располаже капацитетима којима би се обезбедила балансна резерва потребна у случају да се на систем прикључе сви варијабилни обновљиви извори енергије у поступку прикључења. То упућује на то да би, у случају да се сва та прикључења реализују, постојали ризици по сигуран рад система услед мањка резерве. Сходно Закону о коришћењу обновљивих извора енергије, ЕМС а.д. ће званично објавити и обавештење о наступању услова за одлагање прикључења оних електрана које су засноване на варијабилним обновљивим изворима енергије.
- Осим стандардних развојних мера за решавање преоптерећења елемената мреже, односно градње нове инфраструктуре, овај План је указао и на могућност примене модерних технологија за побољшање ситуације у систему. Тако је сугерисано да би се проблем преоптерећења ДВ 400 kV бр. 451/2 могао разрешити применом технике динамичког одређивања преносног капацитета (односно, DLR) на овом далеководу.
- Коначно, утврђено је и да су претпоставке и резултати овог Плана развоја усклађени са релевантним стратешким документима Републике Србије, при чему је поређење Плана обављено са Интегрисаним националним енергетским и климатским планом, као и са Стратегијом развоја енергетике Републике Србије за наступајући период.

О свим набројаним закључцима и резултатима више детаља се може наћи у одговарајућим поглављима овог Плана развоја. Пре наредног планског циклуса ће бити урађена ревизија коришћених поступака и процедура да би се утврдило да ли у неком кораку постоји простор за евентуалне измене или побољшања, чиме би се и квалитет наредног Плана унапредио.



13.3. Коришћена литература

- Правила о раду преносног система, EMC а.д., Београд, 2023
- Правила за прикључење објеката на преносни систем, EMC а.д., Београд, 2023
- Процедура за планирање развоја преносног система – верзија 4.0 (PR.RAZ.01), EMC а.д., Београд, 2024
- Методологија за приоритизацију пројеката, EMC а.д., Београд, 2022
- Regional Investment Plan 2022, ENTSO-E, RG CSE, 2022
- Regional Investment Plan 2024 (нацрт), ENTSO-E, RG CSE, 2024
- Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2022, ENTSO-E, 2023
- Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 (нацрт), ENTSO-E, 2024
- European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023, ENTSO-E, 2024
- European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024 (нацрт), ENTSO-E, 2024
- 4th CBA Guideline for cost benefit analysis of grid development projects, ENTSO-E, 2023
- Студија дугорочног сагледавања преносне мреже EMC а.д. на временском хоризонту до 2035. године, ЕИ Никола Тесла, Београд, 2020
- Study on Impact of Large-scale RES Integration on Cross-regional Power Flows in CSE, SECI TSP група, 2024
- Regional Feasibility Study for Voltage Profile Improvement – Final Feasibility Study Report (WB17-REG-ENE-01), IPF 7, 2020
- Оптимизација и побољшање напонских прилика у ЕЕЦ Србије – прва фаза, EMC а.д. и ЕКЦ д.о.о, Београд, 2024
- Central-Balkan Corridor: Pre-feasibility Study and Strategic Environmental Assessment (WB29-SRB-ENE-01) – Inception Report, IPF12, 2024
- PSS®E Program Operation Manual (POM), Siemens
- План развоја преносног система за период од 2023. до 2032. године, EMC а.д., Београд, 2024
- План развоја преносног система за период од 2021. до 2030. године, EMC а.д., Београд, 2022
- План развоја преносног система за период од 2020. до 2029. године, EMC а.д., Београд, 2020
- Студија „Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем“, 2008
- Bilateral Prefeasibility Study – Pannonian Corridor for Transmission of Electrical Energy, EMC а.д. и MAVIR, 2023



- Претходна студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade”, WYG, 2010
- Студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade”, WYG, 2011
- Системска студија “New interconnection line among Serbia and Montenegro”, ЕКЦ д.о.о, ЕМС а.д. и ТЕРНА, 2011
- Претходна студија изводљивости са генералним пројектом и прелиминарном студијом утицаја на животну средину „Serbia, North CSE corridor, new 400/110 kV Belgrade West Substation and 400 kV OHL Serbia – Romania“ (WB21-SRB-ENE-01), IPF7, 2021
- Feasibility Study and ESIA for new 400/110 kV substation Belgrade West, 400kV OHL substation Belgrade West – switching station Čibuk 1, and 400 kV OHL Serbia – Romania (WB25-SRB-ENE-01), IPF7, 2022
- 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)
- Закон о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије („Сл. гласник РС“, бр. 40/2021 и 35/2023)
- Закон о планирању и изградњи Републике Србије („Сл. гласник РС“, бр. 72/2009, 81/2009 - испр., 64/2010 – одлука УС, 24/2011, 121/2012, 42/2013 – одлука УС, 50/2013 – одлука УС, 98/2013 – одлука УС, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019, 37/2019 – др. закон, 9/2020, 52/2021 и 62/2023)
- Уредба о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Сл. гласник РС“, бр. 84/2023)
- Стратегија развоја енергетике Републике Србије за период до 2040. године са пројекцијама до 2050. године („Сл. гласник РС“, бр. 94/2024)
- Интегрисани национални и енергетски план Републике Србије за период до 2030. године са визијом до 2050. године, Влада Републике Србије, Београд, 2024
- Полазне основе развоја енергетске инфраструктуре до 2028. године са пројекцијама до 2030. године, Влада Републике Србије, Београд, 2024
- Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, Агенција за енергетику Републике Србије, Београд, 2013

Председник Скупштине ЕМС АД

ЕМС АД Београд

Скупштина ЕМС АД

Клас. знак: 140

Број: 000-00-ROU-6/2025-002

Београд, 3.12.2025. године

мр Милун Тривунац, магистар економских наука