

АЕРС - Јавна консултација о предлогу акта

Документ:	План развоја преносног система ЕМС АД за период 2020.-2029.
Примедбе даје*:	ЈП Електропривреда Србије

Датум:	20.12.2019.
Послати на адресу:	aers@aers.rs

***НАПОМЕНА – За правна лица обједињене примедбе слати преко кабинета законског заступника правног лица**

ОПШТЕ И КОНЦЕПТУАЛНЕ ПРИМЕДБЕ

Р.б.	ПРИМЕДБА / КОМЕНТАР
1	<p>ЕМС наводи да су за анализирани године развијени модели за четири стања система:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Зимски максимум2. Летњи максимум3. Летњи минимум4. Апсолутни минимум (провера напонских прилика) <p>Међутим, ЕМС нигде у плану развоја не анализира нити спроводи рачунске симулације за модел апсолутног минимума који је критичан са аспекта високих напона. Штавише, ЕМС нигде не дефинише који је то дан и сат када се јавља апсолутни минимум. Читаоц може само да нагађа да се ради о годишњем минимуму у потрошњи који се јавља 1. маја у 3:30.</p> <p>Годишњи минимум у потрошњи је критичан због високих напона у читавом региону Југоисточне Европе. Више од пет година уназад оператива ЕМС-а почетком пролећа организује састанке са ЈП ЕПС по овом питању како би се преиспитале расположиве мере за смањење напона. Због тога је веома чудно да се ЕМС-ов план развоја уопште не дотичне ово једно горуће питање у читавом електроенергетском систему Србије. На састанцима које сам ЕМС организовао по овом питању је предочено да високи напони нарочито негативан утицај имају на опрему у систему која је при крају свог експлоатационог века а највећи део опреме у дистрибутивном систему је врло стар. Због тога је анализа овог режима за дистрибутивни систем врло значајна.</p> <p>На ЕМС-ове планове развоја су и раније давале примедбе зашто се режим годишњег минимума не анализира пошто је он критичан због високих напонских прилика али те се нису прихватале.</p> <p>Треба напоменути да је режим годишњег минимума је најкритичнији режим са аспекта стабилности система. У то време радови у систему су увелико у току и самим тим је смањен број синхроних машина и грана (трансформатора и водова) који су у погону. Грубо се изражавајући, стабилност система је „директно“ пропорционална броју укључених елемената и опште је познато да је зимски режим (када нема искључења услед радова) стабилнији од летњег иако је су гране система оптерећеније, односно критична времена искључења квара су дужа у режиму зимског максимума него летњим режимима. То је показано у небројено студија стабилности које су до сада рађене код нас и у свету. Режим годишњег минимума отежава чињеница да диспечерске акције искључења подоптерећених 400 kV водова (који се понашају капацитивно и у систем инјектирају велику реактивну енергију) додатно смањују стабилност система јер се смањује број укључених елемената.</p> <p><u>Режим годишњег минимума (апсолутни минимум) би сваке године требало анализирати у плану развоја не само спроведећи статичке системске прорачуне већ и динамичке пошто је то најкритичнији режим са аспекта стабилност рада и високих напона у систему. У ЕМС-овом плану развоја се овај режим уопште не анализира. Вероватно је негде и некада постојала нека намера за то (чим је побројан у анализираним стањима система), али то у плану развоја није урађено.</u></p>

	<p>Одговор EMC АД: EMC АД је свестан проблема високих напона који се јављају у пролећном и летњем периоду више година уназад. Из тог разлога је у току и израда регионалне студије регулације напона, чији је завршетак био планиран за крај марта 2020. године. Ипак, због непредвиђене ситуације везане за пандемију вируса COVID-19, крајњи рок је померен, али се финални резултати Студије са сигурношћу могу очекивати пре јесени 2020. Ова Студија треба да предложи оптималне мере за снижење напона на нивоу нашег региона. Урађена је анализа напонских прилика за режим апсолутног минимума и примећени су повишени напони у 400 kV преносном систему (напони виши од 420 kV), и то у ТС Ниш 2, ТС С.Митровица 2, ТС Суботица 3, ТС Сомбор 3, РП Младост, ТС Н.Сад 3, ТС Обреновац, ТС Београд 8, ТС Београд 20, ТС Панчево 2, РП Дрмно, ТС Крагујевац 2, ТС Јагодина 4, ТС Бор 2, ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4. Симулациони модели којима је, у склопу израде Плана развоја, представљен режим апсолутног минимума за обрађене временске хоризонте базирани су на временском тренутку у 2018 години када је забележен апсолутни минимум потрошње у систему. Такође, потребно је напоменути да је у тексту Плана развоја присутан коментар којом се констатује да ће у перспективном периоду доћи до погоршања напонских прилика у појединим трансформаторским станицама у режиму летњег минимума, при чему је, како се текст не би додатно оптерећивао, изостављено таксативно набрајање истих.</p> <p>Што се тиче примедбе везане за динамичке анализе, постоји могућност да се оне раде сваке године, али се, према тренутно важећим Правилима о раду преносног система, оне раде најмање једанпут у пет година. Како су овакве анализе биле укључене у претходни План развоја, сматрано је да није било потребе да се исте понављају и у новом Плану развоја.</p>
2	<p>У перспективним анализираним годинама (2024. и 2029.) се очекује улазак у погон већег броја ветроелектрана. Логично је да се регулационе електране користе за регулацију рада ових ветроелектрана. Међутим, из табела 8.3 (страна 83) и 8.4 (страна 89) се види да је смањено ангажовање свим електранама ЕПС-а без обзира на тип (термо и хидро) и изузимајући оне јединице које излазе из погона. С друге стране, у режиму зимског максимума ангажована је ТЕ-ТО Нови Сад чији је производни kWh веома скуп и која се ангажује баш кад се мора. Овим је изостала, на пример, анализа пласмана називне снаге ХЕ Ђердап 2 у критичним режимима пошто је његова производња моделована са 100 MW мање од номиналне (270 MW). Баш је регион преносног система око ХЕ Ђердап 2 критичан са аспекта високих напона што се у прошлости више пута показало и у пракси. Потребно је анализирати режим годишњег минимума када ХЕ Ђердап 2 пласира свих својих 270 MW. Слично томе, ни у једном режиму рада у перспективи се не спроводи анализа сигурности за пласман укупне називне снаге ХЕ Ђердап 1 (око 6x200 MW) која ће бити након завршетка реконструкције (ревитализације) ове хидроелектране.</p> <p>Одговор EMC АД: Како се најкритичнијим радним режимима са тачке гледишта оператора преносног система могу сматрати они режими при којима долази до значајног пласмана енергије из обновљивих извора, то је, у симулационим моделима, ради постизања потребног реалистичног баланса електроенергетског система Србије, вредност производње конвенционалних генераторских јединица морала бити редукована у одређеној мери. Како до режима зимског максимума уобичајено долази при изузетно ниским спољашним температурама, сматрано је да ће, због потреба грејања становништва, све ТЕТО у систему бити ангажоване, независно од економичности њихове производње. Приликом моделовања стања система у летњим режимима, уважени су и могући ремонти генераторских јединица, као и хидрологија на нивоу вишегодишњег просека, у складу са чиме ХЕ Ђердап 1 и Ђердап 2 нису ангажоване максималном снагом. Поред тога, у посматраном региону је планирана и изградња ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ПРП Никине Воде, чијом ће реализацијом доћи до релаксирања ситуације са аспекта евакуације електричне енергије произведене у ХЕ Ђердап 2, као и изградња додатне 400 kV интерконеције између РП Ђердап 1 и ТС Портите де Фиер (Румунија), којом ће се допринети интеграцији тржишта у региону Југоисточне Европе и ојачати правац преноса енергије између Румуније и земаља Западне Европе.</p>
3	<p>Неке регионалне студије као закључке истичу преизграђеност и подоптерећеност регионалне 400 kV мреже како интерне тако и интерконеktivне што сада за последицу има високе напонске прилике у читавом електроенергетском систему Југоисточне Европе. То је од стране обрађивача (ЕИ Хрвоје Пожар) истицано и на SECI састанцима планирања регионалне преносне мреже. Из EMC-овог плана развоја се види даљи интензиван тренд изградње 400 kV мреже упркос тренду пада потрошње у Србији (сваке године је око 50.000 људи мање и становништво је све старије а највећи део потрошње чине домаћинства). Сада се, колико се може чути из стручних кругова, израђује регионална студија која ће предложити мере за смањење високих напона (претежно уградњом пригушница), а са друге стране се планирају 400 kV водови који ће бити подоптерећени у највећем броју радних сати и понашати се капацитивно. Дакле, са једне стране се планирају индуктивни а са друге стране капацитивни елементи. Овакав приступ је једноставно контрадикторан. EMC нигде у плану не разматра режим годишњег минималног оптерећења нити спроводи анализу напонске осетљивости где би се видело колико би нови 400 kV водови допринели повећању напона и да ли би ти напони били изнад дозвољених граница.</p>

	<p>Одговор ЕМС АД: За разлику од принципа према којима се планира развој 110 kV мреже, планирање 400 kV преносног система није стриктно засновано на тренутним или предвиђеним вредностима потрошње, већ се базира и на значајном броју других критеријума, међу којима се, пре свега, могу истаћи транзит електричне енергије у региону Југоисточне Европе, повећање интерконективних капацитета којим се доприноси будућој интеграцији тржишта електричне енергије и обезбеђивање поузданог пласмана енергије произведене како у обновљивим изворима (ветроелектране у региону Јужног Баната), тако и у најављеним конвенционалним електранама (ТЕ Костолац БЗ и ТЕ Колубара Б). И поред овога, важно је нагласити да се, за сваки нови пројекат који ЕМС АД планира, спроводи анализа утицаја тог пројекта на токове снага и напонске прилике у систему, и то на симулационим моделима креираним на основу сагледаног стања система у предвиђеној години уласка пројекта у погон. Тек уколико се, овим путем, покаже да пројекат неће имати негативне последице на одговарајуће показатеље поузданог рада преносног система, отпочиње се са процедуром његове реализације.</p>
4	<p>ЕМС већ деценијама не успева да обезбеди сигурност за јужно-банатску петљу, регион Новог Пазара (иако то провејава кроз све планове развоја) и још десетак радијално напајаних ТС 110/Х. На пример, у плану се наводи да је завршетак радова на изградњи ДВ 110 kV Бела Црква – Велико Градиште предвиђен за средину 2020. године. То значи да ће у плану развоја следеће године овај далековод бити у моделованом тренутном стању мреже.</p> <p>Примедба је да ЕМС годинама занемарује 110 kV мрежу на уштрб преизграђене 400 kV мреже.</p> <p>Одговор ЕМС АД: Решавање проблематике свих набројаних региона је, на адекватан начин, предвиђено пројектима чија је реализација сагледана у наступајућем десетогодишњем периоду, при чему је листа ових пројеката присутна у разматраној верзији Плана развоја преносног система. Као пример оваквих пројеката, може се истаћи изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште, чији се улазак у погон очекује у току ове године. Уз то, не треба заборавити ни велики број пројеката повезивања нових трансформаторских станица 110/x kV на преносни систем, од којих се, према стању приказаном у предметном Плану развоја преносног система, 35 налази у развојној, а 11 у инвестиционој фази. Од пројеката повезивања објеката ОДС на објекте ОПС у развојној фази, три пројекта (повезни водови за ТС Ушће, ТС Горњи Милановац 2 и ТС Панчево 6) су предложена за прелазак у инвестициону фазу.</p>
5	
6	
7	
8	
9	
10	

ПРИМЕДБЕ ПО ЧЛАНОВИМА

Р.б.	Примедба на члан/тачку/став (страна)	Треба да гласи	Напомена предлагача (шта се постиже предложеном променом)
1	<p>Тачка 4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА</p> <p>Формулација из 5. пасуса</p> <p>„Секундарна регулација напона се односи на издавање налога за генерисање или апсорпцију реактивне снаге на генераторским јединицима прикљученим на преносни систем. Оваква дефиниција, која је у складу са тренутно важећим Правилима о раду преносног система, не изискује да се генераторски чворови посматрају као управљиви чворови на којима се могу задати вредности активне и реактивне снаге (PQ чворови), већ подразумева да ће руковоаоци у електрани потребну вредност апсорбоване или генерисане реактивне снаге постићи променом референтне вредности напона на генераторским сабирницама“.</p>	<p>Идеја да ОПС поседује све информације везано за радну тачку сваког производног објекта, тј.расположивој резерви реактивне снаге на горе/на доле је добра и било би корисно да се реализује. Уколико би промена реактивне снаге на електранама ишла директно од стране диспечера ОПС (без учешћа руковоаоца електране), мора се водити рачуна да се уваже објективне околности како би било могуће постићи жељени радни режим. О овом питању треба обе стране добро да размисле и да се усагласе.</p> <p>Међутим, мишљење ЕМС АД је такво да ова тема не представља нешто чиме би План развоја преносног система требало да се бави, а да, уколико постоје иницијативе за измену Правила о раду, исте треба доставити одговарајућим путем.</p>	<p>Прва реченица јесте у складу са важећим Правилима о раду тачка 6.5.2.3.2. Међутим Правила о раду не наводе да се подразумева да је обавеза руковоаоца у електрани да задату вредност реактивне снаге достигне променом референце напона (премда се овакав приступ примењује у пракси). Примедба на ову формулацију се даје из разлога што на овај начин секундарна регулација напона као процес нема јасног власника процеса. Ова тврдња проистиче из чињенице да у тренутку када задаје жељену вредност реактивне снаге генераторској јединици диспечар ОПС не зна да ли је могуће да се та задата вредност достигне (као последица физичких ограничења суперпонираних на погонски дијаграм, дакле није довољно посматрати само погонски дијаграм), а на руковоаоцу електране је да променом референце напона достигне ту вредност, што није увек могуће. Дакле да би било могуће да се врши успешна секундарна регулација напона, неопходно је да се постојећа пракса коригује, и то на начин да је ОПС у пуном смислу власник процеса секундарне регулације напона, и то тако да у сваком тренутку на основу радне тачке генераторске јединице зна колики капацитет реактивне снаге има на располагању, и на коју вредност треба променити референтну вредност напона на генераторским сабирницама да би се у тачки прикључења постигао жељени ефекат.</p>
2	<p>Тачка 4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА</p> <p>Формулација из 10. пасуса</p> <p>„Надзор генераторских јединица је олакшан уколико су уграђени групни регулатори, јер се са њих диспечерима достављају и подаци о актуелној, минималној и максималној</p>	<p>Групни регулатори су корисни уређаји за оптимално искоришћење реактивне резерве групе машине али нису предуслов за мониторинг. За мониторинг радне тачке генератора свакако није неопходан групни регулатор. Примедба је прихваћена и текст Плана развоја је измењен у складу са њом.</p>	<p>Наведена формулација је тачна међутим скреће се пажња да за описану врсту надзора није неопходна уградња групних регулатора реактивне снаге, већ се исто може већ сада реализовати на основу постојећих мерења доступних Оператору преносног система. Такође се скреће пажња да област групних регулатора реактивне снаге у електранама није уређена постојећом законском/подзаконском регулативом те да би у наредном периоду ово требало кориговати:</p> <ul style="list-style-type: none"> Уређају групе регулације напона нису препознати ниједним законским или подзаконским актом (нпр. правила о раду преносног систем) Рад електране у режиму виртуалне електране није сагледан, а самим тим ни валоризован као помоћна услуга (нпр. као засебан тарифни став у оквиру помоћне услуге регулације напона), што би било неопходно зарад финансијске исплативости уградње ових

	производњи/апсорпцији реактивне снаге, као и расположивој резерви реактивне снаге у оба смера у контексту тренутне вредности напона генератора и стања машине, од чега ефективно зависи радна тачка генератора.“		уређаја (Под радом у режиму виртуалне електране се подразумева рад више паралелно спрегнутих генераторских јединица у електрани, када се задаје вредност напона и статизма у тачки прикључења на преносни систем, за електрану у целости. Практично више паралелно спрегнутих генераторских јединица се понашају као једна виртуална генераторска јединица) • Није дефинисано ко издаје техничке услове за реализацију ових уређаја, поготово у случају када постоје уграђена два уређаја ГРРС у електрично блиским електранама који би могли да координисано раде
3	Тачка 4.6 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА Формулација из 2. пасуса „Међутим, показало се да је релативно мали износ надокнаде демотивисао електране у власништву ЈП ЕПС да пружају ову услугу. Понуђени регулациони опсег се сваке године смањивао.“	Примедба је усвојена и наведена реченица је, сходно томе, избачена из текста Плана развоја преносног система.	ЈП ЕПС сматра да је наведена формулација спорна и да је треба избацили. ЈП ЕПС је сваке године испуњавао своје законске обавезе и у складу са Чланом 94. став 2. тачка 4) Закона о енергетици („4) понуди оператору преносног, односно дистрибутивног система помоћне услуге, у складу са техничким карактеристикама и правилима о раду преносног и дистрибутивног система и правилима о раду тржишта електричне енергије“) ОПС-у увек нудио сав расположив капацитет за регулацију напона, а све у складу са техничким могућностима. Разлози за смањење доступног капацитета су друге природе, и на објектима на којима је то био случај су последица пре свега старости опреме (односно техничких могућности опреме у том тренутку). Дакле ЈП ЕПС се није оглушио о своју законску обавезу из разлога новчане „демотивисаности“. Напомиње се и да смо сагласни са констатацијом да цена надокнаде за пружање помоћне услуге регулације напона није одговарала стварним трошковима пружања ове услуге, те да се поздравља постојећи тренд присутан од претходне године када је одлуком Савета АЕРС-а о цени коштања помоћних услуга тај размак смањен.
4	Тачка 4.6 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА Формулација из 3. пасуса „Зато је у уговору о пружању помоћних услуга за 2019. годину значајно измењен начин обрачуна помоћне услуге регулације напона из генераторских јединица ЈП ЕПС.“	Примедба је усвојена и наведена реченица је, сходно томе, избачена из текста Плана развоја преносног система.	Дата формулација је недовољно јасна и имплицира да је ЈП ЕПС стављен у повлашћени статус што није случај. Сходно Закону о енергетици Савет Агенције за енергетику Републике Србије је донео „ОДЛУКУ О ЦЕНАМА ЗАКУПА РЕЗЕРВЕ СНАГЕ ЗА СИСТЕМСКЕ УСЛУГЕ СЕКУНДАРНЕ И ТЕРЦИЈАЛНЕ РЕГУЛАЦИЈЕ И ЦЕНЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА 2019. ГОДИНУ“ којом су утврђене нове цене помоћних услуга. Оператор преносног система је у обавези да у уговору о пружању помоћних услуга примењује регулисане цене помоћних услуга са свим пружаоцима те услуге па тако и са ЈП ЕПС. Предлаже се нова формулација „У уговору о пружању помоћних услуга за 2019. годину је примењена цена коштања помоћне услуге регулације напона регулисана „Одлуком о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијалне регулације и цене помоћних услуга за 2019. годину“ коју је донео Савет агенције за енергетику републике Србије, чиме је значајно измењен начин обрачуна помоћне услуге регулације напона из генераторских јединица.“
5	Тачка 5.2 РЕГИОНАЛНА СТУДИЈА РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА Став 5.: „На основу резултата Студије, током 2020. године биће израђено техничко решење које ће дефинисати врсту и параметре опреме за напонско-реактивну регулацију, која ће бити уграђена на локацијама одређеним предметном Студијом.“	„На основу резултата Студије, током 2020. године биће израђено техничко решење које ће дефинисати, врсту и параметре опреме за напонско-реактивну регулацију, која ће бити уграђена на локацијама одређеним предметном Студијом, према потреби. “	Прејудуцира се решење...

6	<p>10.1.2 Пројекти интерне 400 kV мреже</p> <p>- ТС 400/110 kV Колубара (Конатице)</p> <p>- увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3</p> <p>И тачка 10.8 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИБЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ, односно Таб. 10.11: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС</p>	<p>Надлежни у ЕМС АД су, на основу очекиваних година повлачења агрегата у ТЕ Колубара А, прибављених од стране ЈП ЕПС у процесу прикупљања подлога и података за План развоја преносног система за период од 2020. до 2029. године, сагледали читав низ ургентних развојних мера, неопходних ради остваривања што неосетнијег превазилажења проблематике преоптерећења елемената преносне мреже у колубарском региону. Подсећања ради, контакт-особе из ЈП ЕПС су у поменутом процесу доставиле информацију да се излазак преосталих производних јединица у ТЕ Колубара А из погона предвиђа након 2020. године, а најкасније до 2023. године. У складу са роковима дефинисаним наведеним годинама и непорецивом зависношћу неометаног рада преносног система у области од интереса од привременог остајања генератора у ТЕ Колубара А у погону, мишљење ЕМС АД је да би одлагање њиховог повлачења до реализације одговарајућих развојних мера на предметном подручју свакако било од користи по функционисање преносног система у колубарском региону.</p> <p>Текст Плана развоја је измењен у складу са примедбом ЈП ЕПС.</p>	<p>Дефинисан је проблем реоптерећењадалековода , односно за ЈП ЕПС важног напајање нових рударских копова у региону села Јабучје и села Вреоци, а са друге стране решавање проблема је предвиђено:</p> <ul style="list-style-type: none"> - увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3 (прелазно решење), најраније 2022. године. - Изградња ТС 400/110 kV Колубара (Конатице), најраније 2024. године, <p>а повлачење из погона ТЕ Колубара А може да буде већ 2020. године.</p> <p>Потребно је дефинисати да је експлицитни захтев ЕМС АД да ТЕ Колубара А остане у погону док се не реализује једно од поменутих решења.</p>
7	<p>10.14.1 Аутоматска Регулација Напона</p>	<p>Иако је ова примедба на месту, наведено потпоглавље Плана развоја се не односи на уопштени принцип аутоматске регулације напона, већ искључиво на пружање кратког извештаја о пилот-пројекту на ову тему, чија је реализација и даље у току, а који би, према постојећим информацијама, требало да доведе до тога да ће, у његовој коначној етапи, чак 35 трансформатора у објектима ЕМС АД бити у режиму аутоматске паралелне регулације напона. У складу са таквим ставом, текст Плана развоја није измењен према овој примедби.</p>	<p>Потребно је предвидети и интеграцију производних објеката у овакав систем. У више наврата у самом Плану је напоменуто да су синхрони генератори најважнији елементи за управљање напонским приликама у преносној мрежи Србије</p>
8			
9			
10			
11			