

у Европи, а не како је прописано важећим Законом о коришћењу ОИЕ где је балансно одговорна страна гарантовани снабдевач (ЈП ЕПС).

С тим у вези, још једном наводимо проблеме и ризике који се јављају и који ће се тек појавити, а који директно утичу на могућност (немогућност) прикључења на преносни систем, будуће балансирање система и евакуацију произведене електричне енергије:

Студија интеграције високог удела ОИЕ у Републици Србији, чија је израда у току, а чија је прва фаза завршена, указује на следеће:

- При нивоима интеграције ОИЕ (овде се пре свега фокусирамо на ветроелектране) до нивоа око 3500 MW инсталисане снаге, неопходно је у систему, за потребе балансирања, константно у резерви држати од 700 до 1000 MW (у постојећим капацитетима хидроелектрана и термоелектрана, респективно у зависности од тога да ли преносни систем систем ради као део регулационог блока СММ – бољи сценарио, или изоловано – лошији сценарио). Тренутна регулациона резерва одобрена од стране АЕРС, коју је неопходно имати у систему износи 380 MW (секундарна + терцијарна). За веће нивое интеграције неуправљивих ОИЕ, око 8800 MW, потребно је обезбедити и до 2000 MW регулационе резерве из стабилних расположивих извора електричне енергије РС, као и потискивање расположивих капацитета (из стабилних извора ЕЕС). На основу резултата студије недостајућа регулациона резерва из расположивих управљивих извора електричне енергије РС у систему која се за различите нивое интеграције ОИЕ креће од 500 до 800 MW (у зависности од сценарија са или без постојећих термоелектрана, процента грешке у прогнози ВЕ). Даље наглашавамо да регулациона резерва која се обезбеђује из термоелектрана повећава трошкове рада електрана. Сва регулациона резерва мора бити доступна сваке секунде за потребе балансирања, што значи да за исти износ снаге ЈП ЕПС умањује свој расположиви производни капацитет за снабдевање домаће привреде и становништва, као и за евентуални извоз. Сав овај дебаланс ЈП ЕПС мора да надомести из увоза по тржишним ценама (овде нису укључени никакви трошкови тржишног балансирања система). Овде је већ високо присутан ризик од честих “black-out” (тотални распад електроенергетског система земље).
- Укупан трошак балансирања електричне енергије: Према првим прелиминарним резултатима Студије интеграције високог удела ОИЕ у ЕЕС Републике Србије за сценарио интеграције 8100 MW инсталисане снаге ОИЕ и високе цене CO<sub>2</sub> (57 EUR/t), која је већ данас значајно премашена и достиже 90 EUR/t, процењена је укупна цена балансирања на годишњем нивоу у износу од 150 - 340 MEUR/годишње (рађено са ценама са почетка 2021. године, које су такође вишеструко премашене актуелним стањем на тржишту електричне енергије за последња четири месеца), што је у поређењу са тренутним годишњим трошком балансирања од 48 MEUR/годишње изузетно велико, вишеструко повећање које, осим што је неопходно препознати кроз будућу тарифу за пренос, такође се прелива на крајњег потрошача, односно на цену електричне енергије за индустрију и широку потрошњу. Цена базне електричне енергије у протеклом периоду износила је и до 400 EUR/MWh, а цена балансне енергије достигала је вредности преко 1000 EUR/MWh.
- Идентификован је проблем везан за евакуацију произведене енергије у ОИЕ у режимима у којим се та енергија извози ван система РС.

Важност свега претходно наведеног посебно наглашавамо узимајући у обзир да сагласно информацијама из поднетих захтева приватних инвеститора реализација ОИЕ објеката се очекује најдаље до 2027. године, а што актуелне цене електричне енергије додатно подстичу. ЕМС АД ће бити приморан да у процесу управљања преносним системом Републике Србије врши веома значајна ограничења испоруке електричне енергије из ОИЕ капацитета (како за потребе балансирања система, тако и за потребе сигурне евакуације електричне енергије) што ће довести до претходно указане претње за екстремним повећањем цене електричне енергије за крајње купце и привреду Републике Србије.