



VALSTYBINĖ ENERGETIKOS REGULIAVIMO TARYBA

Biudžetinė įstaiga, Verkių g. 25C-1, LT-08223 Vilnius, tel. (8 5) 213 5166, faks. (8 5) 213 5270, el. p. info@vert.lt.
Duomenys kaupiami ir saugomi Juridinių asmenų registre, kodas 188706554

LITGRID AB

Nr. R2

I

Nr.

DĖL ELEKTROS PERDAVIMO SISTEMOS OPERATORIAUS DEŠIMTIES METŲ TINKLO PLĖTROS PLANO IR ADEKVATUMO STUDIJOS

Valstybinė energetikos reguliavimo taryba (toliau – Taryba) informuoja, kad LITGRID AB (toliau – Bendrovė) 2020 m. birželio 30 d. raštu Nr. 20KONF-SD-88 pateikto Lietuvos elektros energetikos sistemos 400–110 kV tinklų plėtros plano 2020–2029 m. (toliau – Planas) vertinimui 2020 m. liepos 9 d. paskelbė viešąją konsultaciją.

Taryba susipažino su derinimui pateiktu Planu ir pagal kompetenciją teikia šias pastabas bei pasiūlymus:

1. Perdavimo operatoriaus dešimties metų tinklo plėtros plano pastabos ir pasiūlymai:

1.1 Plane 4 dalyje pateikiama mažai aprašomojo teksto skirta atliktam modeliavimui paaiškinti ir jame naudojamoms prielaidoms pagrįsti. Pateikti aprašymai abstraktūs, nepateikiami tarpiniai skaičiavimai, pateikiami tik keli skaičiavimo rezultatų pavyzdžiai, nėra paaiškinama kaip iš skaičiavimo rezultatų prieinama prie šios dalies išvadų. Atsižvelgus į tai, Plano 4 dalis turėtų būti patikslinta ją detalizuojant.

1.2 Tarybos vertinimu, visi strateginiai / koncepciniai Bendrovės dokumentai susiję su ilgalaikiu sistemos planavimu turi būti tarpusavyje suderinti – juose turi būti vadovaujama tomis pačiomis galiojančiomis prielaidomis – 10 metų investicijų planas, Bendrovės patvirtinta sisteminių paslaugų koncepcija (kurios projektas buvo paskelbtas konsultacijai Bendrovės 2020-03-31 d, raštu Nr. 20SD-1091), Kauno technologijos universiteto atlikta studija „Lietuvos elektros energetikos sistemos adekvatumo vertinimo tikimybinio metodu 2019–2030 m. studijos atnaujinimas“ (toliau – Studija). Atsižvelgus į tai, kad Planas teikiamas Tarybai derinti iki liepos 1 d. – Planas turėtų būti suderintas su kitais dokumentais tik tokia apimtimi, pagal iki liepos 1 d. galiojančias prielaidas. Pvz., Plano 4.2.1 lentelėje pateikti skaičiai dėl reikiamų balansavimo pajėgumų nesutampa su sisteminių paslaugų koncepcijos projektu. Pažymėtina, kad sisteminių paslaugų koncepcijoje detaliau aprašomi reikiamų galių verčių nustatymo principai (angl. *dimensioning*), todėl tokias vertes siūlytina nurodyti ir Plane taikant analogišką skaičiavimo principą.

1.3 Planas yra dokumentas dėl investicijų, todėl dokumente visos ateities prielaidos turi būti daromos pagal šiuo metu žinomas naujausias aplinkybes (galiojančias prielaidas) ir priimtus sprendimus dėl investavimo. Taip pat, atsižvelgiant į galiojančių ir įsigaliosiančių teisės aktų reikalavimus. Įskaitant tiek galutinius sprendimus dėl investavimo (angl. *final investment decision*; toliau – FID), tiek kitą mažesnio projekto brandumo (angl. *maturity*) statusą turinčius projektus. Jeigu dėl investicijų projekto nėra FID statuso – bendrovė Plane turėtų pateikti kelis scenarijus dėl planuojamos turėti infrastruktūros lygio ateityje (analogija ENTSO-E TYNDP rengimui). Atitinkamai Plane pateiktas adekvatumo vertinimas turi būti parengtas pagal 2019 m. birželio 5 d. Europos Parlamento ir Tarybos reglamento (ES) 2019/943 dėl elektros energijos vidaus rinkos

(toliau – CEP Reglamentas) 23–26 straipsniuose įtvirtintus bendruosius principus ir CEP Reglamento įgyvendinamuosius teisės aktų projektus (versijas PSO prieinamas iki 2020-07-01 d.) – ENTSO-E metodikas, parengtas pagal CEP Reglamento 23 straipsnio 3 ir 6 dalis. Pvz., dėl tikimybinio sistemos adekvatumo vertinimo (49–53 lapas) nenurodoma (nepateikiama nuorodų), ar atsižvelgta ir kokiame apimtimi atsižvelgta į pastarąsias metodikas. Pavyzdžiui Plane netenkinami CEP Reglamento 23 straipsnio 5 dalyje įtvirtinti principai:

- 1.3.1 23(5)(b) – nepateikiamas vertinimas dėl didmeninių kainų ir anglies dioksido kainos pokyčių;
- 1.3.2 23(5)(c) – nepateikiami atskiri scenarijai, atspindintys skirtingą tikimybę, kad kils išteklių adekvatumo problemos, kurioms spręsti rengiami skirtingi pajėgumų mechanizmų tipai;
- 1.3.3 23(5)(d) – netinkamai atsižvelgiama į eksporto / importo indėlį (vertinant jungčių pralaidumą nesilaikoma „70 proc. taisyklės“ nuo 2025 m. pagal CEP Reglamento 16 straipsnio 8 dalį);
- 1.3.4 23(5)(d) – be KHAE, nenurodoma, kokie prognozuojami kaupimo (angl. *storage*) įrenginiai veiks rinkoje ateityje (baterijos ir kt.).
- 1.3.5 23(5)(j) – Plano 50 lape įtvirtinta, kad „pagal vartotojų grupių sukuriama BVP ir elektros energijos suvartojimą, 2019 apskaičiuota prarastos apkrovos apibendrinta vertė VoLL=5,8 EUR/kWh.“ Pažymėtina, kad VoLL (angl. value of lost load) skaičiavimas privalo būti atliktas ne Lietuvos bendrąjį vidaus produktą (BVP) padalijant iš Lietuvoje suvartojamo elektros energijos kiekio, o pagal CEP Reglamento 23 straipsnio 6 dalį parengtą projektą, pagal kurį naudojamas iš principo kitoks šio dydžio apskaičiavimo principas, t. y. pasiryžimo mokėti (angl. willingness to pay) principas.

1.4 Plane nenuosekliai / selektyviai vadovaujamosi prielaidomis dėl rinkai išduodamų tarponinių pajėgumų, MW – t. y. modeliavime yra metodologinė klaida. Pvz., tam tikrų tarpvalstybinių jungčių atveju modeliuojama, kad jungties pralaidumas rinkai išduodamas pagal pasirinktą tikimybę (naudojant Monte Carlo metodą), keičiant jungties galias nuo 0 MW iki jungties techninių pajėgumų. Tuo tarpu, kitų jungčių atveju daromos, tik kokybinės prielaidos apie jungčių prieinamumą. Pvz., teigiama, kad rinkai išduodama 0 MW „LitPol link“ pajėgumų, visais studijoje pateiktais / nagrinėjamais scenarijais. Nėra svarstomų kitų scenarijų ar tikimybių, kad pvz., 2026 m. ar vėlesniais metais būtų galima dalį pajėgumų išduoti rinkai ir pan., ar pagrįsti, kodėl kiti scenarijai nesvarstomi. Atsižvelgus į tai, kas išdėstyta, metodologiškai turėtų būti vertinami visi galimi tarpvalstybinių pralaidumų deriniai ir turėtų būti daromos tos pačios prielaidos visų jungčių atveju, o specifinės tik tam tikroms konkrečioms jungtims būdingos prielaidos turėtų būti vertinamos, kaip atskiri scenarijai. Rizikos, kad jungtis nebus prieinama, taip pat turėtų būti vertinama pasirinkus tam tikrą tikimybę (pvz., įvertinus politinę riziką, statybos darbų vėlavimo riziką, teisės aktų pasikeitimo riziką, naujus rinkos mechanizmus pagal „švarios energetikos paketo“ ar tinklų kodeksų nuostatas ir kt.), o ne savaime nurodant, kad pralaidumas 0 MW.

1.5 Plano 1.10 dalyje minima, kad „Baltijos šalių tarpsteminiai pralaidumai su trečiosiomis šalimis (Rusija, Baltarusija, Kaliningradas) nebuvo vertinami“, atsižvelgdami į tai, kad iki 2025 m. KAL–LT pralaidumai vadovaujantis BRELL sutarties nuostatomis vis dar fiziškai egzistuos ir bus išduodami rinkai, siūlytina įvertinti galimybę ar, ar jie (ne)turėtų būti vertinami, kaip scenarijus.

1.6 Plano 3 skyriuje įtvirtinta, kad „Baltijos šalių EES saugumo užtikrinimui bei sinchronizacijai su KET, esamos tarpsteminės linijos su RU, KAL ir BY nėra reikalingos (būtinės) ir 2024–2025 m. planuojamas šių linijų demontavimas (3.1 lentelė). Atitinkamai 2020 m. Plane,

papildoma PT infrastruktūra (papildomi HVDC BtB su trečiosiomis šalimis) nėra vertinama nei brėžiniuose, nei investicijose, nei rinkos ir elektriniuose skaičiavimuose“.

Plano 4.2 dalyje įtvirtinta, kad „*Vertinant galimybes importuoti trūkstamas galias, turimi tarpsteminiai pralaidumai su trečiosiomis šalimis nevertinami, kadangi trečiosios šalys vertinamos kaip didelės rizikos šalys, galinčios manipuliuoti pralaidumais ir nesilaikyti Europinių taisyklių“.* Siūlytina riziką išreikšti kiekybiškai (ar kokybiškai, jeigu nėra galimybės tokios tikimybės išreikšti kiekybiškai), nes šiuo atveju pateiktas teiginys atitinka 100 proc. tikimybę, kad trečiųjų šalių operatoriai neišduos pajėgumų pagal teisiškai privalomą BRELL sutartį visiems prekybos laikotarpiams (visoms valandoms). Taigi, scenarijus, kad tokia apimtimi būtų pažeidžiamos BRELL sutarties nuostatos, nėra pats tikėtiniausias scenarijus – atitinkamai siūlome patikslinti Plane pateiktas formuluotes, pvz., skaičiavimuose naudojant konkrečią nutraukimo tikimybę, kuri buvo naudojama derinant Bendro intereso projektus dėl sinchronizacijos su KET. Taip pat siekiant išvengti „manipuliavimo“ sąvokos klaidingo interpretavimo ir painiojimo su REMIT sąvoka – siūlome nevertoti žodžio „manipuliuoti“.

1.7 Plane nėra nurodyta, kokiais sprendimais vadovaujantis daroma prielaida dėl jungčių susijusių su tarpvalstybinių jungčių demontavimo. Prašome Tarybai pateikti informaciją susijusią su sprendimu dėl tarpvalstybinių jungčių demontavimo, išsamiai nurodant koks yra šio sprendimo statusas (ar priimtas FID, ar šis klausimas vis dar svarstomas, koks šio investavimo sprendimo brandumas (angl. maturity) (papildomai žr. 1.3 pastabą)), atitinkamai pridėdant atitinkamų kompetentingų institucijų ir (ar) perdavimo sistemos operatorių pozicijas ir (ar) išvadas (pvz., Energetikos ministerijos, Europos Komisijos, Bendrovės).

1.8 Plano 4.1 skyriuje pateikiamos esminės prielaidos ir scenarijai. Bendrovė pateikia, kad: A scenarijus – scenarijus pagal generuojančių galių plėtrą pagal Litgrid prielaidas, o B scenarijus – scenarijus pagal generuojančių galių plėtrą pagal gamintojų apklausos rezultatus. Bendrovė A scenarijų pasirenka, kaip pagrindinį scenarijų ir atitinkamai adekvatumo vertinimo išvados ir rekomendacijos pateikiamos tik A scenarijaus atveju. Bendrovė savo sprendimą motyvuoja tuo, kad „iškastinio kuro elektrinių perspektyva vertinama pagal Litgrid turimą informaciją (vykdomi projektai, planuojamas eksploatacijos nutraukimas, laikinas veiklos sustabdymas) ir darant prielaidą, kad nuo 2025 metų (dirbant sinchroniškai su KET) senos elektrinės (VE3, KTE, LE 7,8) neatitiks generatoriams keliamų lankstumo, patikimo veikimo, konkurencingumo reikalavimų ir jų eksploatacija bus nutraukta“. Pažymėtina, kad, pavyzdžiui, AB „Ignitis gamyba“ viešai pateiktoje informacijoje¹ nurodo, kad planuoja atitikti aplinkos apsaugos reikalavimus. Taip pat numatoma, kad A scenarijaus atveju nenumatoma turėti KHAE 5 bloko. Prašome įvertinti galimybę suderinti su AB „Ignitis gamyba“ prielaidas (jeigu jos yra pagrįstos) ir atitinkamai pagal jų priimtus investavimo sprendimus pasirinkti, koks scenarijus yra labiausiai tikėtinas – tiek dėl Lietuvos elektrinės, tiek dėl KHAE planuojamų pajėgumų. Pažymėtina ir tai, kad Plane plačiai neargumentuojama / nepagrindžiama (žr. 1.3 pastabą), kodėl renkamas būtent A scenarijus, o ne B scenarijus, ypač atsižvelgiant į tai, kad pasirinkus B scenarijų gaunami geresni adekvatumo rezultatai (mažesnės LOLE (angl. *Loss of Load Expectation*) ir ENS (angl. *Energy Not Served*) vertės). Taip pat, svarstytina, ar darant prielaidą, kad tokie įrenginiai nėra konkurencingi nereikėtų atlikti ekonominio pajėgumų vertinimo grįsto „shortage pricing“ kainodara (CEP Reglamento 23 straipsnio 5 dalies b ir e punktai, 20 straipsnio 3 dalies c punkto reikalavimas), kadangi pagal tokį modeliavimą, kai kuriais atvejais tokie įrenginiai būtų konkurencingi.

¹ <https://www.delfi.lt/bustas/statyba/pasizvalgykite-po-vieta-kurioje-beveik-60-metu-gaminama-elektra-cia-atliktas-unikalus-bandymas.d?id=84771931>

1.9 Siūlome plane įtvirtinti, kokio tipo elektrinės ar įrenginiai (kiek tradicinės ir kiek AEI, baterijos) turėtų užtikrinti atitinkamus rezervus (FCR, aFRR, mFRR).

1.10 Plano 4.2 skyriuje įtvirtinta, kad „*Kruonio HAE traktuojama kaip pagrindinis atkūrimo rezervo (FRR) šaltinis ir tik 400 MW laikoma patikimai prieinama galia maksimaliam poreikiui padengti (dalyvauja elektros rinkoje)*.“ Pažymėtina, kad PSO priimdamas sprendimus dėl adekvatumo turi įvertinti rinkos plėtrą, t. y. tai, kad balansavimo pajėgumų rinkos veikimo principai turėtų tapti artimais didmeninės rinkos veikimo principams – kur gamintojai gali laisvai dalyvauti keliose rinkose vienu metu. Taip, pat turėtų būti įvertinamas regioninės balansavimo pajėgumų rinkos įsteigimas. Taigi, svarstyti ar tokia prielaida, kad KHAE nedalyvaus kitose elektros energetikos sektoriaus rinkose yra tinkama visam Plano laikotarpiui.

1.11 Plano 4.2 skyriuje įtvirtinta, kad „*Nuo 2025 m. LitPol Link sinchroninė jungtis adekvatume nevertinama, kol regioninė kontinentinės Europos grupė (angl. Regional group continental Europe, RGCE), susidedanti iš kontinentinės Europos PSO, nepatvirtins, kad po sinchronizacijos bus užtikrintas Baltijos šalių EES dažnio stabilumas sinchroninio ryšio praradimo arba darbo salos režimu atvejais kontinentinės Europos ir/ar Baltijos tinkluose*.“ Todėl Plane numatomas „LitPol Link“ išduotų pajėgumų kiekis rinkai visu vertinimo laikotarpiu bus 0 MW, o pati jungtis visa apimtimi bus naudojama sistemos patikimumui ir saugumui užtikrinti. Plano 4.2.2 lentelėje įtvirtinta, kad tarpzoniniai pralaidumai Lenkija–Lietuva nuo 500 MW 2020–2024 m. laikotarpiu išauga iki 700MW 2025–2030 m. laikotarpiu, t. y. numatoma „LitPol link“ ir „Harmony Link“ neišduoti rinka visa galia. Preliminariu Tarybos vertinimu, pažymėtina, kad egzistuoja ne vien tik ši sutartis, bet ir kiti aukštesnės galios teisės aktų reikalavimai (SOGL, EBGL, CACM, CEP Reglamentas ir kt. (pvz., 1.3 pastaboje minėta „70 proc. taisyklė)) pagal kuriuos PSO turi eksploatuoti tinklą ekonomiškai efektyviausiu būdu ir išduoti rinkai visus prieinamus pajėgumus. Jeigu ši jungtis būtų išduodama rinkai ar rezervuojama sisteminėms paslaugoms, pažymėtina, kad tai turėtų labai ženkliai ir esminę įtaką sistemos adekvatumo vertinimui dėl pajėgumų rinkos kūrimo. Atsižvelgus į tai, ši jungtis negalėtų būti naudojama tik tokia apimtimi, kiek yra nurodyta Plane, o likę pajėgumai galimai turėtų būti išduoti rinkai. Papildomai dėl „LitPol link“, žr. 1.4 pastabą. Atsižvelgus į tai, kad Bendrovės pateikiama informacija nėra tiksli ir išsami, Taryba prašo Bendrovės, kad ji pateiktų papildomus detalius paaiškinimus dėl šios prielaidos. Taip pat, prašome pateikti informaciją, kokia yra sutarčių reglamentuojančių Baltijos šalių prisijungimą prie Kontinentinės Europos sinchroninės zonos sudarymo data ir atitinkamai, kada buvo atlikti jų pakeitimai ir atnaujinimai. Taip pat, Taryba prašo Bendrovės, kad ji šių sutarčių kopijas (su visais aktualiais jų pakeitimas ir priedais) pateiktų Tarybai susipažinimui oficialiu raštu.

1.12 Plano 4.2.2 lentelėje įtvirtinta, kad tarpzoniniai pralaidumai Lietuva–Latvija sumažėja nuo 950 MW iki 800 MW nuo 2025 iki 2030 metų. Prašome pateikti papildomą pagrindimą, kodėl numatomas toks tarpzonių pajėgumų sumažėjimas.

1.13 Deterministiniame sistemos adekvatumo vertinime, Plano 46 lape, nurodyta, kad „Iki 2025 metų turimi tarpsisteminiai pralaidumai pilnai išnaudojami adekvatumui užtikrinti. Tačiau nuo 2025 metų, pradėjus sinchroninį darbą su kontinentine Europa, atsiranda pokyčių vertinant jungčių indėlį adekvatumo užtikrinime: <...> 700 MW sumažinami suminiai tarpsisteminiai pralaidumai (NordBalt ir „Harmony Link“), siekiant užsitikrinti pakaitos rezervo (RR) importo galimybes.“ Pagal pateiktą tekstą suponuojama, kad viena iš HVDC jungčių visada bus neišduodama rinkai visa galia. Pažymėtina, kad šios balansavimo pajėgumų (rezervų) keitimasis arba dalinimasis turi vykti pagal EBGL 33–43 straipsniuose nustatytus reikalavimus, kuriuose įtvirtinti rinkos mechanizmai, kurių pagrindu jungtys yra rezervuojamos balansavimo pajėgumų rinkai arba išduodamos prekybos

energija rinkai – kiti modeliai dėl dalijimosi ar keitimosi rezervais, be pastaruosiuose straipsniuose įtvirtintų principų, neturėtų būti galimi. Be kita ko, turi būti taikoma „70 proc. taisyklė“ (žr. 1.3 pastaba). Atsižvelgdami į tai prašome patikslinti pateiktą prielaidą.

1.14 Tarybos vertinimu, Plane per daug pesimistiškai įvertintos reguliavimo apkrova (DSR) paslaugos perspektyvos. Atitinkamai, dokumentas turėtų remtis naujausiomis prielaidomis apie tokių įrenginių plėtrą, neatmetant galimybės ir regioninio DSR koncepcijos atsiradimui, kas buvo diskutuota ir su Energetikos ministerijos bei Bendrovės atstovais derinant Elektros energetikos įstatymo pakeitimus dėl reguliavimo apkrova paslaugos. Be to, pažymėtina, kad šiuo metu Estijos atsakingos institucijos regiono mastu viešai derina Estijos DSR koncepciją², pabrėždami, jog ateityje turės būti sukurtas Baltijos, galimai Šiaurės DSR modelis.

1.15 Plano 4.2.7 lentelėje įtvirtinta, kad aktyviosios galios rezervo poreikis 2021–2024 m. (imtinai) bus 875 MW, o 2025–2030 m. (imtinai) 1149 MW. Prašome pateikti šias vertes pagrindžiančią informaciją, nurodant, kodėl išauga rezervų poreikis.

1.16 Plano, 53 lape, adekvatumo vertinimo išvadoje pateikiama, kad „2. Sistemos adekvatumui užtikrinti 2025 metais reikalingi lankstūs, konkurencingi, Tinklo kodeksų reikalavimus atitinkantys generacijos pajėgumai, kurių apimtys būtų nustatomos atsižvelgiant į sistemos adekvatumui ir saugumui užtikrinti būtinus galios rezervus: Galia = 2190 MW (maksimali sistemos apkrova) + 700 MW (50 proc. FRR+RR).“ Svarstyтина, ar adekvatumui ir saugumui užtikrinti būtini galios rezervai turi būti nustatomi tik kaip maksimali sistemos apkrova ir rezervai ar papildomai turėtų būti vertinamos ir tarp sisteminės jungtys. Papildomai pažymėtina, kad esant Baltijos Šalių dažnio valdymo blokui, turi keistis rezervų poreikis. Prašome detalizuoti, kaip nustatomas šis dydis ir kodėl pasirinktas taikyti principas, kuriame nevertinamos tarp sisteminių jungčių panaudojimo galimybės. Taip pat patikslinti teiginį vartojant teisės aktuose vartojamus terminus.

1.17 Siekiant teksto nuoseklumo Plano 41 lape prie A scenarijaus siūlome paskutinėse pastraipoje nurodyti tik AEI prieaugį.

1.18 Dėl LOLE 8 val. vertės (50 lapas), siūlome pateikti nuorodą į aktualią Lietuvos Respublikos elektros energetikos įstatymo (EEĮ) 18 str. 1¹ d. nuostatą.

1.19 Bendrovės pateikto investicijų dokumento 7 eilutėje nurodyta investicija „Projektų vadovų DU kapitalizavimas“. Remiantis Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos (toliau - Komisija) 2015 m. sausio 15 d. nutarimu Nr. O3-3 „Dėl Elektros energijos perdavimo, skirstymo ir visuomeninio tiekimo paslaugų bei visuomeninės kainos viršutinės ribos nustatymo metodikos patvirtinimo“ (toliau - Metodika) 8.2 papunkčiu, darbo užmokesčio (toliau – DU) kaštai yra įvertinami nustatant ekonomiškai pagrįstas metines operacines sąnaudas. Taryba pažymi, kad pagal Metodikos 7.2.1 – 7.2.5 papunkčius, DU kaštai nėra vertinami nustatant reguliuojamai veiklai vykdyti būtino turto vertę. Atsižvelgiant į tai, kas nurodyta aukščiau ir į Tarybos 2019 m. rugsėjo 2 d. nutarimu Nr. O3E-386 „Dėl Reguluojamosios veiklos ataskaitų patikros techninės užduoties patvirtinimo“ 1 priedo 4.1 lentelėje pateiktą informaciją, DU kapitalizavimo kaštai gali būti įtraukiami į konkrečius investicinius projektus tik tuo atveju jeigu Bendrovė pateikia pagrindžiančius dokumentus dėl sprendimo kapitalizuoti DU, o teikiant Tarybai informaciją elektros energijos perdavimo kainos viršutinės ribos skaičiavimui, DU kapitalizuoti kaštai turėtų būti eliminuojami iš ekonomiškai pagrįstų metinių operacinių sąnaudų, tam kad būtų išvengta DU kaštų dubliavimo.

2. Adekvatumo studijos pastabos ir pasiūlymai:

²<https://www.konkurenciamet.ee/en/news/public-consultation-demand-response-market-framework-independent-aggregator-electricity-markets>

Atsižvelgdami į tai, kad tiek Planas, tiek Studija yra susiję, žemiau teikiame pastabas Studijai:

2.1 Studijai, Tarybos vertinimu taip pat aktualios 1.1–1.4, 1.7–1.8, 1.11 pastabos pateiktos Planui. Papildomai Studijoje turėtų būti atsižvelgiama ir į principus įtvirtintus metodikose parengtose pagal CEP Reglamento 26 straipsnio 11 dalį. Taip pat, Studijoje nėra pateikiamo plataus ekonominio vertinimo (CP Reglamento 23(5)(b) reikalavimas).

2.2 Studijos 1.2 skyriuje ir 1.2 lentelėje pateikiami 3 scenarijai dėl tarpsisteminių jungčių prieinamumo.

2.3 Dėl Studijoje pateikiamų scenarijų:

2.3.1 *Dėl tarpvalstybinių jungčių.* Studijoje nagrinėjami trys skirtingi RR kiekio, laikomo LT, scenarijai. Taip pat, 2 dalyje dėl realistinių scenarijų atrankos, 10 lape, įtvirtinta: „*Kadangi vertinamas Nacionalinis adekvatumas 10 m. perspektyvoje, visas arba dalis tretinio rezervo poreikio privalo būti užtikrinamas šalies viduje.*“ Tuo tarpu, 2.1 lentelėje pateikiama, kurie scenarijai studijos rengėjų vertinimu yra labiausiai tikėtini. Taip pat, studijos 4 išvadoje (21 lapas) nurodoma, kad: „*Didelę įtaką sistemos adekvatumui turi tarpsisteminių jungčių prieinamumas kritinių situacijų atveju. Įvertinus 2016-2019 m. fizinių srautų analizės rezultatus ir Vakarų šalių patirtį vertinant tarpsisteminių jungčių galimą indėlį adekvatumui, siūloma tarpsisteminių jungčių prieinamumą vertinti pagal 50% žiemos didžiausios apkrovos valandų vidurkį (2016-2019 m.), kai kaina LT didesnė už kaimyninės šalies ir energijos srautas nukreiptas į LT.*“ Pažymėtina, kad Studijoje nėra plačiai argumentuojame, kodėl buvo identifikuoti ir pasirinkti būtent tokie labiausiai tikėtini scenarijai – jų parinkimas buvo grįstas labai abstrakčiu kokybiniu vertinimu, kuris, Tarybos vertinimu, yra subjektyvus. Studijoje pateikiama labai mažai aiškinamojo teksto ir argumentacijos. Atkreiptinas dėmesys, kad Studijoje pateikiamas labiausiai tikėtinas scenarijus neatitinka teisės aktų reikalavimų, t. y. reikalavimo dėl „70 proc. taisyklės“ Taip pat, šiuo atveju nėra teisinga vadovautis praeities duomenimis, ypač vadovautis duomenimis dėl faktinės jungčių apkrovos, atsižvelgiant į tai, kad pajėgumai rinkai išduodami pagal Bendrą koordinuoto pralaidumo skaičiavimo metodiką Baltijos pralaidumo skaičiavimo regionui, pateiktą Baltijos pralaidumo skaičiavimo regiono elektros energijos perdavimo sistemos operatorių 2017 m. rugsėjo 15 d. (su 2018 m. spalio 5 d. pateiktais pakeitimais) pasiūlymu, vadovaujantis 2015 m. liepos 24 d. Europos komisijos reglamento (ES) 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės, 20 straipsnio 2 dalimi, patvirtintą Komisijos 2018 m. lapkričio 16 d. nutarimu Nr. O3E-378 „Dėl bendros koordinuoto pralaidumo skaičiavimo metodikos Baltijos pralaidumo skaičiavimo regionui patvirtinimo“.

2.3.2 Dėl pakaitos rezervo (toliau – RR). Studijos rezultatuose, (17 lapas) pateikiama: „*Scenarijus c neužtikrintų patikimo Lietuvos EES darbo dėl nepakankamo rezervų kiekio dažnio stabilumui palaikyti netikėtai atsijungus vienam iš sistemos elementų ar/ir sumažėjus AEI generacijai . Scenarijaus c atveju, gali tekti naudoti rinką ribojančias operatyvines priemones bei vartotojų atjungimus tam, kad užtikrinti sistemos gyvybingumą.*“ Pažymėtina, kad Studijoje nėra pateiktų pastarąjį teiginį, kuris yra vienas pagrindinių visos Studijos rezultatų, pagrindžiančių aprašymų, todėl tokia išvada yra vertinamojo pobūdžio. Pagal prieinamą informaciją sukūrus Baltijos šalių dažnio valdymo bloką³, (kurio sukūrimas, numatytas ir kaip privalomas atlikti uždavinys pagal

³ <https://elering.ee/en/baltic-load-frequency-control-block-development>

Elektros energetikos sistemos sinchronizacijos projekto veiksmų ir priemonių plano⁴ 12.1 papunktį), įgyvendinus Lietuvos Respublikos Vyriausybės skatinimo priemones dėl 200 MW kaupimo įrenginių⁵ ir sukūrus balansavimo pajėgumų rinką pagal SOGL ir CEP reikalavimus, ne vėliau kaip 2025 metais PSO visada turės rinkoje pakankamai prieinamą mFRR balansavimo pajėgumų pasiūlymų kiekį (t. y. mFRR pasiūlymai bus užsakomi 15 min tikslumu, nepertraukiamai, todėl nebus poreikio laukti 12 val., kas įtvirtinta šiuo metu). Tai nurodyta ir PSO parengtame sisteminių paslaugų koncepcijos projekte. Atsižvelgus į tai, kas išdėstyta Studijoje turėtų būti pateiktas papildomas pagrindimas, kodėl tikėtinausi scenarijai pasirinkti scenarijai, kai RR yra pasirinkti scenarijai, kai RR yra 700 MW ar 272 MW.

2.3.3 Dėl vietinės gamybos prieinamumo. Dėl scenarijaus pasirinkimo dėl „tradicinės“ generacijos duomenys pateikti pateiktos 2.1 lentelėje (žr. 1.8 pastabą Planui).

2.4 Studijos 1.3 dalyje nurodomos prielaidos dėl vietinės generacijos pagal ENTSO-E MAF 2019 metodiką. Siūlome įvertinti galimybę, ar nebūtų objektyviau skaičiuoti generacijos šaltinių prieinamumo pagal Lietuvoje esančius įrengtų įrenginių faktinius duomenis.

2.5 Rezervų vertinimas nustatant adekvatumą. Metodikos parengtos pagal CEP Reglamento 23 straipsnio 3 dalį projekte (angl. *European Resource Adequacy Assessment*) įtvirtinta, kad: „*FCR and FRR shall be deducted from the available resources in the adequacy assessment, either by deducting their respective capacities from the available supply or by adding them to the load profile. Reserves are dimensioned to cover the unexpected imbalances resulting from second-by-second random variations of generation and load and to face in the short term a range of contingencies. Replacement Reserves (RR) shall be considered as available capacity contributing to adequacy in the ERAA adequacy assessment.*“ Atitinkamai, Studijos 3 dalyje (11 lapas) nurodyta, kad laikomasi šio principo ir RR galia pridedama prie apkrovos laiko eilutės. Tačiau, Studijoje nėra nurodoma, kaip traktuojami kiti rezervai ir ar jie yra pridedami prie apkrovos laiko eilutės ar atimami iš bendros prieinamos generacijos.

2.6 Pagrindiniai studijos rezultatai yra suskaičiuotos LOLE ir ENS vertės esant skirtingiems scenarijams. Pažymėtina, kad Studijos 5–7 išvados neseka iš Studijoje atliktų prielaidų ir skaičiavimų rezultatų, t. y. Studijoje nepagrindžiama, kaip padarius atitinkamas prielaidas ir atlikus skaičiavimus buvo pasiektos tokios išvados – trūksta aprašomojo teksto ir kt.

2.7 Taip, pat atsižvelgus, kad buvo išnagrinėti tik selektyvūs, o ne daugiau galimų scenarijų (be kita ko, scenarijų galimų pagal Tarybos aukščiau šiame rašte išvardintas prielaidas) – pagal studijos išvadas nėra galimybės susidaryti bendro objektyvaus vaizdo apie adekvatumo problemos egzistavimą.

3. Redakcinio pobūdžio pastabos

Atkreipiame Bendrovės dėmesį į redakcinio pobūdžio pastabas:

3.1 Studijoje (pvz. 1.4 dalyje) tekstas pateikiamas netiksliai vartojant ES teisės aktuose įtvirtintas sąvokas (pateikiamas šnekamąja kalba), todėl sunku interpretuoti daromas prielaidas.

⁴ Patvirtintas Lietuvos Respublikos Vyriausybės 2019 m. rugsėjo 4 d. nutarimu Nr. 918 „Dėl Elektros energetikos sistemos sinchronizacijos projekto veiksmų ir priemonių plano patvirtinimo“ <https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/8986d613d2f011e9978e9d8965748b45?jfwid=mmceoox2y>

⁵ <http://finmin.lrv.lt/lt/naujienos/vyriausybeje-patvirtintas-ateities-ekonomikos-dnr-planas>

3.2 Studijos 4 lape įtvirtinta, kad „*Studijos uždaviniams įvykdyti, atliktas Lietuvos elektros energetikos sistemos adekvatumo vertinimo ir skaičiavimo rezultatų atnaujinimas, atsižvelgiant į 2020 m. atnaujintinas adekvatumo vertinimo prielaidas bei poreikį, susijusį su pajėgumų mechanizmo metodikų (ribinių pajėgumų, jungiamosiomis linijomis patenkančių pajėgumų, skirstomųjų pajėgumų apskaičiavimo metodikas) parengimu.*“ Pažymėtina, kad šios metodikos dar nėra parengtos pagal EEĮ. Prašome patikslinti ar mintyje turimi ENTSO-E rengiamų metodikų projektai ar Bendrovės pagal EEĮ rengiami projektai ir atitinkamai patikslinti šią pastraipą.

3.3 Siūlome nurodyti aiškinamąjį sakinį, kad Studijos 4 skyriuje pateikiami tik keli pavyzdiniai atvejai pagal atlikto modeliavimo rezultatus, taip pat plačiau aprašyti gautus modeliavimo rezultatus.

3.4 Studijos 5.2 lentelės 2, 3 ir 4 stulpeliuose pateikiamos tos pačios vertės, prašome patikslinti ar nėra įsivėlusios redakcinės klaidos. Pažymėtina, kad toje pačioje lentelėje nurodomas ne toks rezervų kiekis, koks minimas prieš tai esančiame Studijos tekste.

3.5 Studijos 6 dalyje, 17 lape, pateikta, kad: „Atsižvelgiant į tai, kad kaimyninės Baltijos regiono šalys neplanuoja įsirengti naujos patikimai prieinamos generacijos (priedas D) ir numatoma sparti AEI plėtra regione, kurios balansavimui reikalinga lanksti ir patikimai prieinama generacija“. Prašome patikslinti teiginį, nes D priede, kaip tik nurodoma, kad kai kuriais metais visgi ženkliai didėja įrengtoji galia (pvz., Suomijos).

Pažymime, kad kartu su šiuo raštu teikiame suinteresuotų šalių pastabas pateiktam Planui.

Prašome pateikti paaiškinimus aukščiau išdėstytus klausimus dėl Plano ar pateikti Tarybai savo poziciją dėl šių ir suinteresuotų šalių pastabų ne vėliau kaip per 20 d. d. nuo šio rašto gavimo dienos.

Taip pat informuojame, kad viešosios konsultacijos medžiagą galima rasti Tarybos interneto svetainėje adresu: <https://www.regula.lt/Puslapiai/bendra/viesosios-konsultacijos/vykstancios-viesosios-konsultacijos.aspx>.

PRIDEDAMA:

1. UAB „Ignitis grupė“ 2020 m. liepos 9 d. rašto Nr. SR_2020-144 kopija, 6 lapai.
2. Lietuvos vėjo elektrinių asociacija 2020 m. liepos 23 d. rašto Nr. A2020/16 kopija, 1 lapas.

Tarybos pirmininko pavaduotojas

Renatas Pocius

E. Braževičius, tel. (8 5) 213 5241, el. p. ernestas.brazevicius@vert.lt

I. Kazakevičius, tel. +370 620 52493, el.p. ignas.kazakevicius@vert.lt

