



OTSUS

10.09.2018 nr 7-10/2018-018

## Ühishuviprojekti nr 4.8. piiriüleste kulude jaotuse kohta

### 1. HALDUSMENETLUSE ALUSTAMINE, KÄIK JA ASJAOLUD

#### 1.1. Haldusmenetluse alustamine

Elektrituruseaduse (edaspidi ELTS) § 94 lõike 17 punkt 3 järgi teeb KA koostööd Euroopa Liidu energeetikasektorit reguleerivate asutuste koostööametiga (edaspidi Koostööamet) ning teiste liikmesriikide reguleerivate asutustega.

ELTS § 94 lõike 17 alusel täidab Konkurentsiamet muid temale ELTS-ga, Euroopa Parlamendi ja nõukogu määrusega (EÜ) nr 714/2009 ja muude õigusaktidega pandud ülesandeid.

17.aprill 2013 jõustus Euroopa Parlamendi ja Nõukogu määrus (EL) nr 347/2013 üleeuroopalise energiataristu suuniste kohta ja millega tunnistati kehtetuks otsus nr 1364/2006/EÜ ning muudeti määrusi (EÜ) nr 713/2009, (EÜ) nr 714/2009 ja (EÜ) nr 715/2009 (edaspidi Määrus 347/2013)<sup>1</sup>. Määrus 347/2013 kehtestab suunised esmatähtsate üleeuroopaliste energiataristute koridoride ja alade õigeaegse arendamise ja koostalitusvõime jaoks, eelkõige määrab kindlaks esmatähtsate koridoride ja alade loomiseks vajalikud ühishuviprojektid. Määruse 347/2013 artikkel 4 punkt 1 sätestab kriteeriumid millele peavad ühishuviprojektid vastama: a) projekt on vajalik vähemalt ühe esmatähtsa energiataristikoridori ja –ala jaoks; b) projektist saadav üldine kasu, mida hinnatakse lõikes 2 esitatud vastavate erikriteeriumide põhjal, on sellega kaasnevatest kuludest suurem, seda ka pikemas perspektiivis ning c) projekt hõlmab kahe või mitme liikmesriigi piire ületades vähemalt kahte liikmesriiki või asub ühe liikmesriigi territooriumil ning sel on käesoleva määruse IV lisa punktis 1 sätestatud oluline piiriülene mõju.

Määruse 347/2013 artikkel 12 punkt 3 sätestab, et niipea kui selline projekt on piisavalt küps, esitavad projektiedendajad investeermistaotluse piiriüleste kulude jagamiseks riigi reguleerivale asutusele, olles eelnevalt konsulteerinud nende liikmesriikide ülekandesüsteemi haldurite ja põhivõrguettevõtjatega, kellele projekt avaldab olulist positiivset puhasmõju.

---

<sup>1</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:ET:PDF>

Nimetatud investeerimistaotlus sisaldab taotlust kulude riikidevahelise jaotamise kohta ning see esitatakse kõigile asjaomastele riikide reguleerivatele asutustele koos järgmisega:

- a) artikli 11 kohaselt koostatud meetodikaga koosõlas olev projekti kulude-tulude analüüs, mille puhul võetakse arvesse kasu, mis saadakse väljaspool asjaomase liikmesriigi piire,
- b) äriplaani, milles on hinnatud projekti rahalist elujõudu ja märgitud valitud rahastamislahendus, ning
- c) kui projektiedendajad suudavad kokku leppida, siis põhjendatud ettepanek kulude riikidevahelise jaotamise kohta.

Kui projekti edendab mitu projektiedendajat, esitavad nad oma investeerimistaotluse ühiselt.

Määruse 347/2013 artikkel 12 punkt 4 järgi kuue kuu jooksul alates kuupäevast, mil asjaomane riigi reguleeriv asutus sai kätte viimase investeerimistaotluse, võtavad riikide reguleerivad asutused pärast nõupidamist asjaomaste projektiedendajatega vastu koosõlastatud otsused selliste investeerimiskulude jaotamise kohta, mida iga ülekandesüsteemi haldur või põhivõrguettevõtja seoses projektiga kannab, ning nende kulude arvessevõtu kohta tariifides. Riikide reguleerivad asutused võivad otsustada jaotada vaid osa kõnealustest kuludest või võivad otsustada jaotada kulud ühishuviprojektide paketi vahel.

Kulude jaotamisel võtavad riikide reguleerivad asutused arvesse tegelikke või hinnangulisi

- ülekoormuse tasusid või muid tasusid;
- tulusid, mis tulenevad määruse (EÜ) nr 714/2009 artikli 13 alusel loodud põhivõrguettevõtjate vahelisest hüvitamismehhanismist.

Kulude riikidevahelisel jaotamisel võetakse arvesse projekti majandus-, sotsiaal- ja keskkonnakulu ja -tulu asjaomastes liikmesriikides ning võimalikku rahalise toetuse vajalikkust.

Kulude riikidevahelisel jaotamisel üritavad asjaomased riikide reguleerivad asutused saavutada asjaomaste ülekandesüsteemi haldurite ja põhivõrguettevõtjatega konsulteerides vastastikust kokkulepet, mis põhineb muu hulgas lõike 3 punktides a ja b nimetatud tabel.

Määruse 347/2013 artikkel 12 punkt 5 järgi riikide reguleerivad asutused võtavad direktiivi 2009/72/EÜ artikli 37 lõike 1 punkti a ja direktiivi 2009/73/EÜ artikli 41 lõike 1 punkti a kohasel tariifide kindlaksmääramisel ja kinnitamisel käesoleva artikli lõikes 4 osutatud kulude riikidevahelise jaotamise alusel arvesse ülekandesüsteemi halduri või põhivõrguettevõtja või muu projektiedendaja tegelikke investeerimiskulusid, niivõrd kui need kulud vastavad tõhusa ja võrreldava struktuuriga ettevõtja kuludele.

Kulude jaotamise otsusest teatavad riikide pädevad asutused viivitamata Koostööametile, lisades kogu nimetatud otsusega seotud asjakohase teabe. Eelkõige sisaldab see teave kulude liikmesriikide vahel jaotamise üksikasjalikke põhjendusi, näiteks:

- a) väljaselgitatud mõju (sh võrgutariifide mõju igale asjaomasele liikmesriigile) hinnang;
- b) lõike 3 punktis b osutatud äriplaani hinnang;
- c) projekti eeldatav positiivne välismõju piirkondadele või kogu liidule;
- d) asjaomaste projektiedendajatega peetud nõupidamise tulemus.

18.12.2015 andis Energiaregulaatorite Koostööamet ACER (Koostööamet) välja dokumendi nr 05/2015 (Soovitused nr 05/2015)<sup>2</sup> omapoolsete soovitustega, mida peaksid investeerimistaotlused (piiriülesed kulude jaotamise taotlused) endas sisaldama.

#### Projektiedendajate piiriüleste kulude jaotamise taotluses (CBCA) nõutav informatsioon

1. detailne projekti kirjeldus, sisaldades valitud tehnoloogia põhjendusi;
2. detailne teostamise kava;
3. investeerimise eelotsus (st nõukogu otsus teatud tingimustel investeerida) kui see on oluline;
4. lubade protsessi lühikirjeldus kõigis osalevates riikides;
5. projekti piisava küpsuse tõendusmaterjal;
6. tõendid põhivõrkude vahelistest konsultatsioonidest ja selle tulemustest;
7. projekti spetsiifiline kulude-tulude analüüs vastavalt ENTSO-E TYNDP stsenaariumile;
8. äriplaan ja finantseerimise strateegia (sisaldades oodatavat rahalist abi, eristades rahvuslikku ja Euroopa Liidu abi);
9. reaalne CBCA ettepanek (kui projektiedendajad on saavutanud kokkuleppe).

31.05.2018 esitasid Elering AS (Eesti põhivõrguettevõtja), AS Augstsprieguma Tikls (Läti põhivõrguettevõtja) ja Litrgid AB (Leedu põhivõrguettevõtja) ühishuviprojekti nr 4.8. piiriülese kulude jaotamise investeerimistaotluse, mis hõlmab ühishuviprojekte nr 4.8.1., 4.8.2., 4.8.4., 4.8.8. ja 4.8.9.

## **1.2. Taotleja andmed**

**Elering AS** (Eesti põhivõrguettevõtja), juriidiline aadress Kadaka tee 42, Tallinn, Eesti, 12915;  
**AS Augstsprieguma Tikls** (Läti põhivõrguettevõtte), juriidiline aadress Darzciema tn 86, Riia, Läti, LV-1073;

**LITGRID AB** (Leedu põhivõrguettevõtte), juriidiline aadress A. Juozapaviciaus g.13, Vilnius, Leedu, LV-I073.

## **1.3. Menetluse käik**

31.05.2018 registreeriti Konkurentsiametis Elering, AS, AS Augstsprieguma Tikls ja Litgrid AB ühishuviprojekti nr 4.8 piiriülese kulude jaotamise investeerimistaotlus, mis hõlmab projekte nr 4.8.1., 4.8.2., 4.8.4., 4.8.8 ja 4.8.9.

Vastavalt 23.11.2017 Euroopa Parlamendi ja nõukogu määrusele (EL) nr 2018/540<sup>3</sup>, millega muudetakse Määrust 347/2013 seoses Euroopa Liidu ühishuviprojektide loendiga, on Balti riikide sünkroniseerimine lisatud Euroopa Liidu ühishuviprojektide prioriteetkoridori "Balti energiaturu ühendamise kava" ("BEMIP Elekter") nimekirja klasteri 4.8. alla, nimega "Balti riikide elektrisüsteemi integreerimine ja sünkroniseerimine Euroopa võrkudega " (VII lisa punkt 4). Klasteri 4.8. alla on määratletud järgmised ühishuviprojektid:

---

<sup>2</sup>[http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf)

<sup>3</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/ALL/?uri=CELEX%3A32018R0540>

- 4.8.1. Tartu (EE) ja Valmiera (LV) võrkude sidumine
  - 4.8.2. Balti SEJ ja Tartu (EE) vaheline riigisisene elektriliin
  - 4.8.3. Tsirguliina (EE) ja Valmiera (LV) võrkude sidumine
  - 4.8.4. Eesti SEJ ja Tsirguliina (EE) vaheline riigisisene elektriliin
  - 4.8.5. Leedu alajaama ja riigipiiri (LT) vaheline riigisisene elektriliin
  - 4.8.7. Paide ja Sindi (EE) vaheline riigisisene elektriliin
  - 4.8.8. Vilniuse ja Nerise (LT) vaheline riigisisene elektriliin
  - 4.8.9. Täiendavad taristuaspektid Balti riikide elektrivõrkude sünkroniseerimiseks Euroopa võrkudega.
- 12.06.2018 teavitas Konkurentsiamet tulenevalt Määruse 347/2013 artikli 12 punktist 3 Koostööametit eelnimetatud projekti saamisest.

Eesti, Läti ja Leedu energiaturu regulaatorid leppisid kokku, et projekti nr 4.8. koordineerivaks pooleks on Leedu regulaator.

12.07.2018 toimus regulaatorite vahel telekonverents, kus arutati investeerimistaotlust ja edasisi samme. 16.08.2018 toimus Riias Balti regulaatorite ja põhivõrguettevõtjatega kohtumine.

06.09.2018 allkirjastasid Konkurentsiamet ning Läti ja Leedu regulaatorid „Piiriüleste kulude jaotamise kokkuleppe“. Kokkuleppes regulaatorid olid nõus Eesti, Läti ja Leedu põhivõrguettevõtjate poolt kokku lepitud piiriüleste kulude jaotamisega.

## 2. TAOTLUSE SISU

Leedu, Läti ja Eesti elektrisüsteemide sünkroniseerimine Kesk-Euroopa võrgustikuga (CEN) on suunatud infrastruktuuri arendamisele, et süvendada turgude integreerimist ja Balti riikide elektrisüsteemide sünkroniseerimist CEN-iga. 11.06.2007 kirjutasid Leedu, Läti ja Eesti peaministrid alla ühiskommünikeele, mis tähistas sünkroniseerimisprotsessi algust. Ajavahemikul 2008-2017 Läänemere põhivõrguettevõtjad koostöös sõltumatute konsultantidega koostasid mitmeid uuringuid sünkroniseerimisvõimaluste ja erinevate sünkroniseerimissenaariumide ja nende majanduslike aspektide hindamise kohta.

Nüüd on Euroopa Liidu energiapoliitika strateegiline eesmärk ja prioriteet Balti riikide ja nende elektrivõrkude sügavam integreerumine Euroopa Liidu (EL) elektrisüsteemiga, sealhulgas nende sünkroonseks toimimiseks.

Sünkroniseerimisprojekt koosneb paljudest investeerimisobjektidest, mis hõlmavad Baltikumi ülekandesüsteemi sisemisi tugevdusi ja sünkroniseerimiseks vajalikke juhtimissüsteemi uuendusi.

Tähelepanu juhatakse, et 17.06.2009 kaheksa Läänemere riiki allkirjastasid vastastikuse mõistmise memorandumid Balti energiaturu ühendamise kava (BEMIP), mis sai teoks tänu mitmetele uuringutele, et uurida konkreetseid meetmeid ühendamaks Leedu, Läti ja Eesti Euroopa Liidu energiavõrguga.

11.02.2011 Balti riikide peaministrid deklareerisid Leedu, Läti ja Eesti kavatsusest olla CENi lahutamatuks osaks ja on palunud seda Euroopa Liidu strateegilises planeerimises arvesse võtta, saates ühiselt kirja Euroopa Liidu presidendile H. Rompuyle ja Euroopa Komisjoni president J.M. Barrosole. 24.05.2011 oma vastuses Balti riikide peaministritele J. M. Barroso avaldas Euroopa Komisjoni toetust käimasolevatele protsessidele ja rõhutas koostöö olulisust, nagu BEMIP. Lisaks annab 2013. aastal Balti põhivõrguettevõtjate ja Rootsi konsultandi Gothia Power AB poolt valminud teostatavusuuring „Balti riikide integreerimine Euroopa Liidu elektrienergia siseturule“ vastused Balti riikide tehniliste võimaluste kohta ühendada end

CENiga ning kolme Balti põhivõrguettevõtjate sotsiaalmajanduslikest mõjudest ja õiguslikest aspektidest täielikult integreerumisel Euroopa integreeritud turule.

2014. aasta lõpus Gothia Power AB poolt koostatud sünkroniseerimisuuringu üldine järeldus oli, et Baltimaade elektrisüsteemide sünkroniseerimine Kesk-Euroopaga on tehniliselt võimalik, kuid tuleb välja selgitada majanduslikust ja poliitilisest vaatevinklist täiendavad argumendid. Sünkroniseerimiseks olulisi õiguslikke ega regulatiivseid takistusi ei tuvastatud, kuid paljusid küsimusi tuleb lahendada ja nende üle läbirääkimisi pidada.

### 2.1. Projektide vastavus kümneaastasele võrgu arengukavale

Balti elektrisüsteemi sünkroniseerimine on oluline projekt mitte ainult Balti riikidele, vaid ka Euroopale. Euroopa elektri põhivõrgu arendamise peamine dokument on kümneaastane võrgu arengukava (TYNDP), mille on koostanud Euroopa elektri põhivõrguettevõtjate katusorganisatsioon (ENTSO-E). ENTSO-E koostab TYNDP iga kahe aasta järel, mis sisaldab üksikasjalikke projektide ja klastrite kirjeldusi ning arvutusi iga klasteri võimalike kasude kohta. Balti sünkroniseerimise projekt on esimest korda kaasatud TYNDP-sse 2014. aastal.

#### ENTSO-E TYNDP 2016<sup>4</sup>

Balti sünkroniseerimisprojekt on olemas ka TYNDP 2016. aastal. Projekti idee ja eesmärk ei ole muutunud - Balti riikide integreerimine Euroopa turuga, energiajulgeoleku suurendamine ja sõltuvuse vähendamine mitte ENTSO-E riikidest.

Kaheaastase ajavahemiku jooksul aastatel 2014-2016 on projekti puhul välja selgitatud palju täpsemad ühenduspunktid, võrkudevahelised ühendused, võimalikud sünkroniseerimissenaariumid ja vajalikud edastusvõrgu arendused, et tagada IPS / UPS-i elektrisüsteemile usaldusväärne ja turvaline desünkroniseerimine. Selle aja jooksul uuriti kolme võimalikku alternatiivi: 1) sünkroniseerimine kontinentaalsüsteemiga, 2) sünkroniseerimine Põhjamaade süsteemiga ja 3) Balti isoleeritud ala, mida toetavad kõrgepinge alalisvooluühendused (HVDC lingid). TYNDP nimekirjas loetletud investeeringud on süsteemi toimimise eeltingimuseks kõige raskemal juhul – tööks Balti sünkroonses piirkonnas, mida toetavad HVDC lingid.

Sünkroniseerimisprojekti sisalduvad ka Eesti põhivõrguettevõtja kümneaastases arengukavas<sup>5</sup>. Riiklik TYNDP esitatakse riiklikule reguleerivale asutusele läbivaatamiseks. Riiklik TYNDP on avalik dokument, mida ajakohastatakse igal aastal ja avaldatakse Eleringi AS veebilehel.

### 2.2. Projekti iga investeeringu üksikasjalik kirjeldus Eestis

Eestis on sünkroniseerimiseks vajalikud neli peamist investeerimisprojekti, mis on ka PCI nimekirjas (4.8.1, 4.8.2, 4.8.4 ja 4.8.9). Kõik need investeerimisprojektid on kaasatud sünkroniseerimisprojekti esimesesse faasi - 330 kV liinide rekonstrueerimine Eestist Läti ja investeeringuid juhtimissüsteemi uuendamiseks ning vajalike pingekontrolli ja kompensatsiooniseadmete paigaldamine. Tsirguliina-Valmiera ühendus (PCI 4.8.3.) on juba rekonstrueeritud Eesti territooriumil ja seda tuleb Läti territooriumil rekonstrueerida vajaliku ülekandevõimsuse saavutamiseks. Sõltuvalt sünkroniseerimise alternatiivsest lõplikust otsusest võib vaja minna täiendavaid investeeringuid ja need investeeringud kaetakse projekti teises etapis.

<sup>4</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/>

<sup>5</sup> <https://elering.ee/toimetised#tab0>

Eesti elektrisüsteem on Soomega juba ühendatud Estlink1 ja Estlink2 HVDC kaablitega, koguvõimsusega 1000 MW. Selleks et transportida Põhjamaadest energiat Lätti ja Leetu (või vastupidi), on riigisisene ja piiriülene tugev ühendus väga oluline. Tugev liin aitab ühendada Eesti elektrisüsteemi Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga koos Läti-Leedu-Poola liinidega.

Eestis on kõige suuremad (~ 1500 MW) tavapärased elektrijaamad Eesti kirdeosas: Eesti, Balti, Auvere ja Enefit elektrijaamad. Suurem osa koormusest on jagatud kolmeks kõige enam asustatud piirkonnaks: põhjaosa (Tallinn), lõunaosa (Tartu) ja kaguosa (Pärnu ja saared) vahel. Investeeringute hulka kuuluvad sünkroniseerimise 1. etapil:

• **PCI 4.8.2 Balti (EE) - Tartu (EE) 330 kV õhuliini (L300) tugevdamine.**

Balti-Tartu liin L300 on Eesti põhjaosa ja Eesti lõunaosa vahel üks olulisemaid sisemisi 330 kV liine, mis aitab transportida toodetud energiat või imporditavat energiat Soomest Lõuna-Eestisse ja Lätti. Praegu on sellel liinil EE-LV piiril vaba ülekandevõimsuse (NTC – Net Transfer Capacity) piirangud, eriti suvehooajal. Suhteliselt madala läbilaskevõime tõttu on ülitähtis rekonstrueerida seda liini sünkroniseerimisprojekti käigus. Selle liini rekonstrueerimine suurendab liini maksimaalset läbilaskevõimet 700 MW võrra. Rekonstrueeritud liin tuleb 330 kV/110 kV kaheaahelaline õhuliin. Liini kogupikkus on 168 km. 110 kV liinid on osaliselt paigaldatud 330 kV liiniga samadele mastidele ja samale liinikoridorile, et vähendada keskkonna- ja sotsiaalset mõju. Samuti aitaks see vähendada töökulusid tulevikus madalamate hoolduskulude tõttu, eriti seoses parema hooldusega.

• **PCI 4.8.1 Tartu (EE) - Valmiera (LV) 330 kV õhuliini (LV) tugevdamine.**

Tartu-Valmiera on üks kolmest 330 kV liinist, mis ühendab Eesti elektrivõrku Läti elektrivõrguga. Selle liini taastamine suurendab selle liini maksimaalset läbilaskevõimet 250 MW võrra ning liin tuleb 330 kV /110 kV kaheaahelalise õhuliinina. Selle liini kogupikkus on 134 km: Eesti osa on 84 km ja Läti osa on ~ 50 km. 110 kV liinid on osaliselt paigaldatud 330 kV liiniga samadele mastidele ja samasse liinikoridori, et vähendada keskkonna- ja sotsiaalset mõju. See aitab vähendada käimasolevaid kulusid tulevikus madalamate hoolduskulude tõttu.

• **PCI 4.8.4 Viru (EE) - Tsirguliina (EE) 330 kV õhuliini (L353) tugevdamine.**

Nagu Balti-Tartu liingi, ühendab Viru-Tsirguliina liin Eesti elektrivõrgu kirde- ja lõunaosa tervikuks. Selle liini rekonstrueerimine suurendab selle liini maksimaalset läbilaskevõimet 700 MW võrra. Rekonstrueeritud liin on 330 kV üheaahelaline õhuliin. Liini kogupikkus on 242 km. Kui see on keskkondlikult ja majanduslikult teostatav, siis mõne selle liini osa kombineeritakse 330/110 kV kaheaahelaliseks õhuliiniks.

• **PCI 4.8.9 Täiendavad infrastruktuuri aspektid seoses Balti riikide elektrisüsteemi sünkroniseerimisega Euroopa võrkudega"**

Eelnimetatud rekonstruktsioonide peamised eesmärgid on järgnevad: kitsaskohtade eemaldamine Eesti-Läti piiril, ülekandevõimsuse suurendamine sisemiste piirkondade vahel, Estlinki kaablite maksimaalse paindlikkuse ja voogude tagamine Eesti-Läti piirini. Need liinid annavad otsest mõju ka süsteemi stabiilsusele suurte põhja-lõuna suunaliste voogude korral ning ka mitmete situatsioonidega seoses Baltikumi sünkroniseerimisega Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga. Kõik need sammud on vajalikud selleks, et olla valmis desünkroniseerimiseks IPS / UPS-i süsteemist ja sünkroniseerimiseks Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga. Need projektid on olulised kogu Läänemere piirkonna jaoks, kuna see suurendab konkurentsi Balti riikide elektriturul ning ka Balti riikide, Põhjamaade ja Kesk-Euroopa vahel. Projekti täiendav kasu on RES-i integratsioonivõimaluste parandamine mõlemas riigis.

### 2.3. Projekti rakenduskava

Sünkroniseerimisprojekt koosneb paljudest investeerimisobjektidest, mis hõlmavad Baltikumi ülekandesüsteemi sisemisi tugevdusi ja sünkroniseerimiseks vajalikke juhtimissüsteemi uuendusi. Balti riigid on varasemalt koos väliskonsultantidega läbi viinud mitmeid siseanalüüse ja uuringuid, et teha kindlaks vajalikud investeeringud sünkroniseerimiseks Kesk-Euroopa võrgugagi (CEN). Sellegipoolest on Baltikumis vajalikud sisemised tugevdused, mis ei sõltu valitud sünkroniseerimisstsenaariumitest. Arvestades sünkroniseerimisprojekti keerukust ja projekti rakendamise sõltuvust Kesk-Euroopa liikmesriikide ja kolmandate riikide tingimustest, on sünkroniseerimisprojekti jaoks vajalikud investeeringud jagatud kolmeks etapiks:

1. etapp - Baltimaade sisemine ülekandevõrgu tugevdamine, mis on vajalik sõltumata valitud sünkroniseerimise stsenaariumist.
2. etapp - Balti ja Poola põhivõrguettevõtjate poolt ettevalmistatud investeerimisüksused, mis on seotud dünaamilise ja sageduse stabiilsuse uuringutega ning investeerimisüksused, mis tulenevad 2018. aasta keskpaigast oodatavast eelistatud sünkroniseerimisstsenaariumi poliitilisest otsusest.
3. etapp - protsessi hilisemates etappides kindlaks määratud investeerimisobjektid.

## 3. HINNANG PIIRIÜLESTE KULUDE JAOTAMISE TAOTLUSELE

Tulenevalt Soovitusest nr 05/2015, hindas Konkurentsiamet esitatud investeeringutaotluse vastavust nõuetele.

### 3.1. Detailne projekti kirjeldus, sisaldades valitud tehnoloogia põhjendusi.

Eestis on sünkroniseerimiseks vajalikud neli peamist investeerimisprojekti, mis on ka PCI nimekirjas (4.8.1, 4.8.2, 4.8.4 ja 4.8.9). Kõik need investeerimisprojektid on kaasatud sünkroniseerimisprojekti esimesesse faasi - 330 kV liinide rekonstrueerimine Eestist Lätti ja investeeringud juhtimissüsteemi uuendamiseks ning vajalike pingekontrolli ja kompensatsiooniseadmete paigaldamine. Taotlusega on esitatud iga investeerimisprojekti detailne kirjeldus. Tsirguliina-Valmiera ühendus (PCI 4.8.3.) on juba rekonstrueeritud Eesti territooriumil ja seda tuleb Läti territooriumil rekonstrueerida vajaliku ülekandevõimsuse saavutamiseks. Sõltuvalt sünkroniseerimise alternatiivsest lõplikust otsusest võib vaja minna täiendavaid investeeringuid ja need investeeringud kaetakse projekti teises etapis.

### 3.2. Detailne teostamise kava.

Käesolev investeerimistaotlus käsitleb ainult projekti esimese etapiga seotud investeerimisobjekte, mis hõlmavad peamiselt olemasolevate ja uute 330 kV ülekandeliinide, transformaatori alajaamade ja juhtimissüsteemide rekonstrueerimist, et tagada süsteemi töökindlus, nõutavad voluhulgid ja valmisolek ühendamiseks CEN-ga sünkronrežiimis. Esimene etapp hõlmab ka ENTSO-E meetmete kataloogi, mis on standardne kord põhivõrguettevõtjatele ning milles esitatakse üksikasjalikud nõuded, mida põhivõrguettevõtjad peavad rakendama tagamaks Kesk-Euroopa sünkroniseerimispiirkonna tegevuse kvaliteet ja turvalisus.

Alljärgnevas tabelis on planeeritava projekti esimese etapi investeerimis- ja tegevuskulud Eestis

**Tabel 1. Projekti esimese etapi eeldatavad investeerimis ja tegevuskulud**

PCI nr	Investeering	Planeeritud kasutus elevõtt	Ühik	Ühiku hind, EUR	CAPEX, miljonit EUR	Total (20 years) OPEX, Million EUR
	Estonia				<b>187,79</b>	<b>13,12</b>
4.8.2	Balti - Tartu (L300) 300 kV õhuliin	2024	133k m	385 000	51,21	2,34
4.8.1	Tartu - Valmiera (L301) 330 kV õhuliin	2025	84k m	365 000	30,66	1,36
4.8.4	Viru - Tsirguliina (L353) 330 kV õhuliin	2025	244k m	300 000	73,20	3,42
4.8.9	Juhtimissüsteemi uuendused ja uued pingestabiliseerimisvahendid (näiteks SVC) EE-s	2024			30,00	6,00
4.8.9	Ettevalmistustööd Baltikumis: Baltic AGC süsteemi sageduse juhtimise seiresüsteem. (EE osa)	2024			2,00	
4.8.9	Võrguarenduse uuringud (ENTSO-E meetmete kataloog) (EE osa)				0,72	

**Tabel 2. Taotlusele lisatud projekti eeldatav rakenduskava Eesti-poolel on alljärgnev:**

Projekti etapid	Eeldatav algusdaatum	Eeldatav lõppdaatum
Kaalutlemise etapp	10/2012	12/2014
Planeeringute heakskiitmine	01/2015	08/2015
Eelprojektide uuringud	01/2015	12/2016
Esialgset investeerimisotsused	06/2018	09/2018
Avalik arutelu	01/2020	12/2020
Lubadega seonduvad tegevused	01/2019	12/2022
Finantseerimine	03/2018	12/2019
Piiriülene kulude jaotamine	05/2018	06/2018
Lõplik investeerimisotsus	01/2019	12/2020
Üksikasjade kavandamine	12/2020	04/2021
Hanked	01/2020	12/2020
Ehitustööd	05/2021	12/2025
Kasutuselevõtt	12/2025	12/2025

Allpool on kirjeldatud projekti rakendamise kõiki etappe:

1. Läbivaatamise etapp: Eesti sünkroniseerimisprojekti investeeringute hindamine toimus ENTSO-E TYNDP 2014 raames.
2. Plaanide kinnitamine: Sünkroniseerimisprojekti investeeringud lisati 2015. aasta Eesti elektrisüsteemi 10-aastasele arengukavale, mis sisaldab kõiki olulisi Eesti elektrisüsteemi projekte, mis põhinevad ENTSO-E kümneaastase arengukaval.
3. Esialgset projekterimisuuringud: ENTSO-E põhivõrgu kümneaastase arengukava ettevalmistamise käigus on läbi viidud teostatavusuuringud, kus kogu Baltikumi koridoris on tehtud kulude-tulude analüüs. Sünkroniseerimisprojektide investeeringute hindamine viidi läbi

klastri Balti koridori raames seoses ENTSO-E TYNDP 2014, kuid TYNDP-2016 lisati sünkroniseerimisprojekt eraldi hindamisprojektiks.

4. Esialgne investeerimisotsus: Esialgne investeerimisotsus kogu sünkroniseerimisprojekti kohta tuleb 2018. aastal.

5. Avalik arutelu: Avalik arutelu tehakse 2020. aastal enne projekti elluviimist Eestis.

6. Lubade heakskiitmine: Eesti ehitustööde loamenetlus algatatakse pärast Euroopa Komisjoni kaasrahastamise otsust ja lõplikku investeerimisotsust.

7. Finantseerimine: Projekti finantslahendus Eestis on näidatud Eleringi koostatud äriplaanis (lisa 2C).

8. Piiriüleste kulude jaotamine - CBCA: Koos teiste Baltikumi põhivõrguettevõtjatega esitati ettevalmistatud investeerimistaotlus Konkurentsiametile ja ka teistele Balti riikide riiklikele reguleerivatele asutustele.

9. Lõplik investeerimisotsus. Lõplik investeerimisotsus eeldatakse saada 2020. aastal pärast kõiki ENTSO-E poolt välja antud uuringute lõpule viimist, üksikute katsete ettevalmistamist ja meetmete katalooge.

10. Täpne projekt: see sõltub EÜ otsusest projekti kaasrahastamise summa kohta. Pärast EÜ otsuste vastuvõtmist võib alustada projekteerimistööde ametlikku pakkumismenetlust.

11. Pakkumine: sõltub EÜ otsuse kaasrahastamise summast projekti jaoks. Pärast seda, kui Euroopa Komisjon on otsuse teinud, võib alustada liinide ja tsiviilehituse ametlikku pakkumismenetlust.

12. Ehitus ja käikulaskmine: sõltub EÜ otsuse kaasrahastamise summast. Liinide rekonstrueerimine kestab ligikaudu 1,5 aastat ja kõigi liinide vastuvõtmine Eesti osas on planeeritud lõpule viia 2025. aasta lõpuks.

### 3.3. Lubade protsessi kirjeldus

Esimeses faasis teostatud projektid on peamiselt seotud olemasoleva infrastruktuuri uuendamistega Balti riikides. Uued juhtimissüsteemi uuendused nõuavad riistvaraseadmeid olemasolevates generaatorites ja alajaamades. Selliste käitiste tõttu maa-alade laienemist ei ole ette nähtud ja seetõttu keskkonnamõju peetakse tähtsusetuks. Samuti tehakse ülekandeliinide võimsuse suurendamiseks investeeringuid olemasolevate liinide rekonstrueerimisega (välja arvatud üks uus 330 kV Vilnius-Neris liin Leedus). Rekonstrueeritud liinid on olemasoleva ohutusrajaga samadel marsruutidel, mõjutades maastikku minimaalse tasemeni.

Kõik keskkonnamõjuga seotud probleemid, mis on seotud olemasoleva infrastruktuuri rekonstrueerimise ja uue infrastruktuuri rajamisega Balti riikides, viiakse läbi vastavalt riiklikele ja Euroopa Liidu õigusaktidele.

### 3.4. Projekti piisava küpsuse tõendusmaterjal

Esitatud investeerimistaotlusega kirjeldatud sünkroniseerimisprojektil on selge nägemus, millel on kolm eraldi projektietappi. Projekti esimene etapp on kogu sünkroniseerimise projekti eeltingimus. Selles etapis tehtud investeeringud on olulised sisevõrgu tugevdamiseks ja Baltimaade elektrisüsteemi ühendamiseks CEN-i sünkroonsesse tsooni. Need investeeringud on pöördumatud ja sõltumatud erinevatest sünkroniseerimise rakendusstsenaariumitest. Sünkroniseerimisprojekti järgmised etapid on anda optimaalne pikaajaline lahendus Baltimaade elektrisüsteemi sünkroonseks toimimiseks CEN-s. Teise etapi konkreetse stsenaariumi otsus on väljaspool Baltikumi põhivõrguettevõtjaid ja see viiakse läbi poliitilisel tasandil, mis eeldatavasti tehakse septembri lõpus. On oluline märkida, et 2. ja 3. etapis tehtud investeeringud tähendavad mitte ainult lisakulusid, vaid võivad tuua mitmeid täiendavaid eeliseid, andes sünkroniseerimisprojektile üldiselt tasuva lahenduse.

28.06.2018 kolme Balti riigi ja Poola valitsusjuhid ning Euroopa Komisjoni president Jean-Claude Juncker allkirjastasid Brüsselis Baltimaade elektrivõrgu Kesk-Euroopaga sünkroniseerimise poliitilise leppe, mille kohaselt kaalutakse sünkroniseerimist läbi ühe Leedu-Poola elektriühenduse (LitPol Link) ning merekaabliga. Lepingus seati sünkroniseerimise lõpule viimise tähtajaks 2025. aasta ning see kavatsetakse läbi viia kasutades olemasolevat Poola-Leedu vahelist LitPol Linki ning merekaablit. Viimane toimub aga vaid tingimusel, et see tagab energiajulgeoleku, varustuskindluse ning selle kulud on mõistlikkuse piires

Esimese faasi võimalikud sünkroniseerimiskulud on mainitud põhivõrguettevõtjate arengukavades, mis on esitatud vastava riigi reguleerivatele asutustele. Niipea, kui on vaja teha investeeringuid projekti 2. ja 3. faasis, lisatakse need vastavatesse riiklikesse TYNDP-desse ja ENTSO-E TYNDP-sse. Balti sünkroniseerimisprojekt on olemas nii TYNDP-s 2014 kui ka TYNDP-s 2016.

Leedu rahvuslikus TYNDP-s, mis esitati Leedu reguleerivale asutusele 01.07.2018, on nimetatud PL-LT stsenaariumi (mis on osa 2. etapi investeeringutest) üksikasjalik investeeringukirjeldus. Litgrid AB teatas ka, et koos Poola TSO-ga teavitas PSE Euroopa Komisjoni, et 2. etapi investeeringud tuleks lülitada ENTSO-E TYNDP-sse, mis eeldatavasti kinnitatakse 2018. aasta detsembris.

Konkurentsiametile esitatud dokumentide ja andmete alusel, mis on tehtud enne esitatud taotlust, **hindab Konkurentsiamet, et taotlus on investeeringutaotluse esitamiseks piisavalt küps.**

### 3.5. Tõendid põhivõrkude vahelistest konsultatsioonidest.

ENTSO-E süsteemi arenduskomisjoni Läänemere piirkondliku rühma raames toimus konsulteerimine Soome, Rootsi, Norra, Taani, Saksamaa ja Poola põhivõrguettevõtjate esindajatega. Balti põhivõrguettevõtjad esitasid teistele Läänemere regiooni põhivõrguettevõtjatele oma plaanid esitada Balti riikide riiklikele reguleerivatele asutustele investeerimistaotlus seoses sünkroniseerimisprojektidega. Konsultatsiooni materjal on lisatud taotlusele.

### 3.6. Projekti spetsiifiline kulude-tulude analüüs vastavalt ENTSO-E TYNDP stsenaariumile.

#### **ENTSO-E visioon ja kulude-tulude analüüsi pakutud stsenaariumid**

ENTSO-E stsenaariumite visioon peegeldab energiasüsteemi edasist arengut. Stsenaariumide olemus on anda prognoos erinevate võimalike arendusvõimaluste kohta, mis tekitavad võrgu jaoks erinevaid väljakutseid. TYNDP 2016 pakub nelja erinevat stsenaariumi, mille ENTSO-E eksperdirühm on 2014. ja 2016. aasta TYNDP raames välja töötanud. Kuid käesolev kulude-tulude analüüs ei põhine kõigil neljal stsenaariumil, vaid nende hulgast valitakse Euroopa Liidu pikaajaliste eesmärkide saavutamisele kõige sobivam (sobivamad) stsenaarium(id), et anda informatiivset hinnangut vastavusele kõige uuemale Euroopa Liidu poliitikale. Seepärast eristatakse nelja erinevat arengu stsenaariumi:

- 1) Aeglane areng (1. visioon);
- 2) Piiratud edu (2. visioon);
- 3) Riiklik roheline üleminek (3. visioon);
- 4) Euroopa roheline revolutsioon (4. visioon).

Euroopa Liidu poliitika energiasstrateegia näeb ette süsinikdioksiidiheite vähendamist ja seab ambitsioonikad eesmärgid tegevuskavas aastani 2050, et liikuda konkurentsivõimelise vähese CO<sub>2</sub>-heitega majanduse suunas. Analüüsis kasutati visiooni 3 ja visiooni 4, mis on kooskõlas energia tegevuskavaga aastani 2050. Ehkki Visioon 4 seab kõige suuremad eesmärgid, on visioon 3 tasakaalustatum ja tagab soovitud edasimineku. **Seega võetakse lähtestsenaariumiks visioon 3 ja visioon 4 valitakse võrdluseks**, kuna see toetab kõige rohkem 2050. aasta energia tegevuskava eesmärke.

Seetõttu visioone 1 ja 2, mis eeldavad aeglast arengut ja vähest arengut ning tehnoloogilise arengu puudumist, jäetakse kõrvale.

### **Kulude-tulude hindamine**

#### Riskid

Baltimaade sünkroniseerimine CEN-ga oleks viimane samm praeguste liikmesriikide integreerimiseks. Seoses riskijuhtimisega peetakse tsentraalselt juhitavat süsteemi, mille puhul on kogu süsteem sõltuvuses kesketest otsustusprotsessidest, riskantsemaks. Kolm Balti riiki töötavad sünkroonselt IPS / UPS-i süsteemis, mis on Moskvast asuvast jaotuskeskusest tsentraalselt kontrollitud. Balti riigid on asendamatu osa Venemaa elektrisüsteemist, mis moodustab Valgevene, Venemaa ja Balti riikide suurte tarbimis- ja tootmispiirkondade pideva elektrienergia ülekandekoridori, moodustades ühiselt BRELL-i (Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti ja Leedu) ringi. Süsteemi turvalisuse jaoks on oluline, et Balti riigid tagavad süsteemi töökindluse ja püüdleval jätkusuutliku arengu poole ilma IPS / UPS-i sünkroonse režiimita.

#### Varustuskindluse arvutamine

Kulude-tulude analüüsis tehakse varustuskindluse arvestused, arvutades kogu piirkondlikult tekkinud kogukulud võimaliku täieliku elektrikatkestuse juhtumi korral.

Energiakulusid hinnatakse tarnimata energia kaudu, mis sõltub kolmest parameetrist: keskmine tunni tarbimise määr, katkestuskahju (VOLL) ja katkestuse kestus:

Tarnimata energia hinna arvutamine Baltimaades:

Tarnimata energia (EUR) = VOLL (EUR/MWh) \* Tarbimine (MWh/h) \* Kestus (MWh/h).

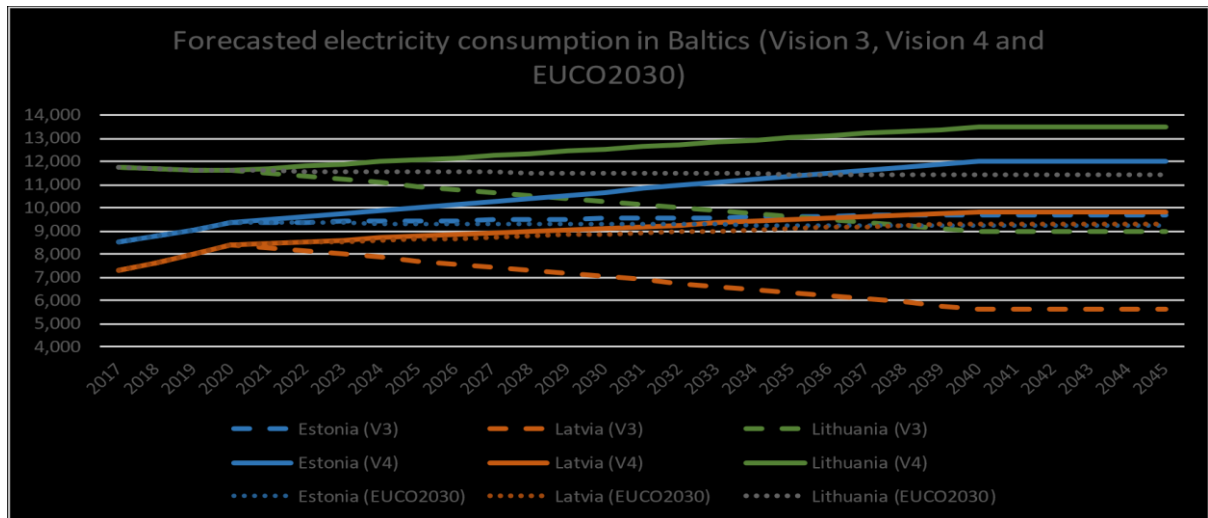
#### VOLL hindamine Baltikumis

Riikide elektrienergia tarbimine on oluliselt seotud nende majandusliku arengu tasemega, mida üldiselt mõõdetakse nende sisemajanduse kogutoodangu järgi (SKT). Samuti eeldatakse, et elektrienergia hind tarbijatele on otseselt seotud riigi SKT-ga. Sellest tulenevalt on kõrgema SKT-ga riikidel kõrgem VOLL võrreldes madalama SKT-ga riikidega.

Kuna Leedus, Eestis ja Lätis VOLL ei ole reguleeritud, siis arvutatakse prognoositav varustuskindluse suurendamise koefitsient vastavalt Euroopa struktuurifondide meetodikale, nagu näeb ette Leedu Rahandusministeerium. Koefitsient määrab, kui palju tarbijad Leedus kaotaksid, kui 1 MWh elektrit ei tarnita. See väärtus arvutati vastavalt Euroopa Komisjoni "Investeeringiprojektide kulude-tulude analüüsi juhendile" ja väljendati rahalises väärtuses EUR / MWh, mis on 3 950 € / MWh kogu riigis 2017. aastal. Komisjoni töödokumendis hinnatakse, et Euroopa Liidu liikmesriikides on 2019. aastaks VOLL vahemikus 11 000 € / MWh kuni 26 000 € / MWh, mis tõendab, et kulude-tulude analüüsis kasutatud VOLL (3 950 € / MWh 2017) on konservatiivne näitaja. Eeldatakse, et majandusarengu tõttu on VOLL Balti riikides jõudnud kahe rakendatud ajaperioodi jooksul, st 2030. ja 2040. aastaks, väärtusteni 6 950 ja 10 740 € / MWh.

### Elektri tarbimine prognoos

Balti riikide tarbimise prognoos arvutatakse vastavalt ENTSO-E visioonide 3 ja 4 valitud stsenaariumidele ja vaatlusaastateks on 2020 ja 2030, mis võeti TYNDP 2016 turumudeli andmetest.



**Joonis 1. Elektritarbimise prognoos Balti riikides, TWh (ajavahemik 2017-2045).**

Prognoositud andmete tulemused näitavad, et põhistsenaariumiks valitud visioon 3 on esitatavate stsenaariumide hulgas väikseim pikaajaline tarbimine. Sellest tulenevalt pakub visioon 3 pikaajalises perspektiivis konservatiivsemat lähenemisviisi, erinevalt visioonist 4, kus prognoositud tarbimine kasvab pikas perspektiivis märkimisväärselt.

### Täieliku elektrikatkestuse tõenäosus ja kestus

Täielikuks elektrikatkestuseks määratletakse nii lühiajalist kui pikaajalist elektrienergia kaotust konkreetses piirkonnas. Balti riikide puhul eeldatakse, et elektrienergia täielik elektrikatkestus tähendab Baltikumis täielikku elektrikatkestust tulenevalt sisemisest (tehnilised rikked) või välisest (loodusest, geopoliitilisest või muust) mõjust.

Täielik elektrienergia katkestamine ei põhjusta mitte ainult otsest kahju tarbijatele elektrienergia katkemise tõttu, vaid sellel on ka suurem sotsiaalne ja majanduslik mõju. Seepärast on oluline laialdaselt hinnata sellise sündmuse võimalikku negatiivset mõju.

Pärast täielikku elektrikatkestust on Baltikumis elektrivarustuse taastamiseks mitmeid stsenaariume. Kulude-tulude analüüs hõlmab järgmisi etappe: süsteemi taaskäivitamine peale kustumist (nn black start) ja süsteemide taastamine, turu taastamine ja geopoliitilised riskid.

### Tehnilise süsteemi taastamine häiretest

Kulude-tulude analüüs eeldab, et taastamise kestus sõltub mitmetest erinevatest teguritest, sealhulgas veetasemest hüdrojaamades ja hüdro pumbahoidlates, soojuse ja elektri koostootmise võimaluste olemasolust ja kohapealsetest tootmisüksustest. Külmal aastaajal on regioonis tavaliselt rohkem soojuselektrijaamu, kuid energiavajadus on samuti oluliselt suurem. Suveperioodil on elektrienergia nõudlus palju madalam, kuid suveajal on ka veetase madalam võrreldes kevade või sügisega. Lisaks sellele on soojuse tootmine väga madal, kuna suvel ei tööta kõik soojuse ja elektri koostootmisjaamad. Seetõttu on tehniline taastamismudel üldistatud ja kogu hooaja jooksul sarnane.

Hüdroelektrijaamad on kiire reageerimisega elektrijaamad, mida kasutatakse esmajärjekorras elektrisüsteemi taastamisprotsessi ajal, kuid neid saab kasutada piiratud ulatuses olenevalt kliimatingimustest (nt kuivad perioodid). Samuti on oluline märkida, et Leedus asuv Kruonise

hüdropumpade jõujaam mängib olulist rolli piirkonna süsteemi turvalisuse tagamisel, pakkudes kiireid varusid, kuid sellel on piiratud veehoidla, millest piisab tavaliselt 12-24 tundi ühe 225 MW generaatori jaoks, mille järel see generaator asendatakse muude tootmisüksustega. Selline piiratud energiahulk on lisarisk, kui toimub pikemaajaline elektrikatkestus. Halvim stsenaarium oleks siis, kui võrgutingimused püsiksid pingelised pikemat aega ja Kruonise elektrijaam töotaks juba süsteemi turvalisuse säilitamiseks. Sel juhul Kruonise veehoidla ressursid on väga piiratud, mis takistab kogu süsteemi uuendamist pärast täielikku elektrikatkestust. Sellisel juhul sõltub süsteemi taastamise kiirus soojuselektrijaamade käivitamise võimalustest. Erinevalt hüdroelektrijaamadest vajavad soojuselektrijaamad pikka algusperioodi (kuni 12 tundi) ja selliste seadmete käivitamist ei saa üheaegselt rakendada auru ettevalmistamise suure energiavajaduse tõttu.

Oluline on märkida, et selles analüüsis tehnilise süsteemi taastamise all on mõeldud põhifunktsioonide uuendamist ja võimet säilitada üldist süsteemi stabiilsust pärast katkemist tingimustel, et hädavajalikud generaatorüksused on suutnud süsteemi luua sünkroonrežiimi. Selles etapis toimub tegevus keskselt vastavalt süsteemi vajadustele, seades prioriteediks generaatorite ohutu taastamise. Sellist tegevust peetakse ebatõhusaks, mis on turutingimustega võrreldes kallim.

Vastavalt olemasolevatele Balti põhivõrguettevõtjate nõuetele ja juhistele hädaolukorras Balti riikides võib pärast tehnilist katkestamist taastamisele kuluda 12 tundi kuni 32 tundi sõltuvalt erinevatest asjaoludest - hooajalised ilmastikutingimused ja igas Balti riigis asuvate erinevate elektrijaamade energiaallikate kättesaadavus. Kuid pärast süsteemi käivitamist ületavad energiavajadused üldjuhul varasemaid nõudmisi.. Seepärast võib kõigi vajaduste rahuldamiseks vajaliku töö taastamine võtta kauem aega kui kindlaksmääratud ajavahemik ja kõigi kasutajate turvaline ühendamine võrguga võib võtta mitu päeva.

Oluline on arvestada täiendavate riskidega, mis võivad mitte ainult märkimisväärselt suurendada piirkondliku elektrikatkestuse tõenäosust, vaid ka halvendada edukat süsteemi taastamist (näiteks küberrünnakud või samalaadsed toimingud). Seega võib põhjendatult eeldada, et taastamise kestus kestab kauem kui 32 tundi ja toimub aeglasema taastamiskiirusega. Kogu piirkondlikku nõudlust võib taastada alles pärast seda, kui olulised süsteemi elemendid on võimelised säilitama süsteemi ohutut toimimist.

Täielik elektrikatkestus oleks hädaolukord. See tähendab, et turg peatatakse ja süsteem võiks toimida ainult peale süsteemi taastamist. Elektrienergia põhiline kaubavahetus toimub igapäevaselt elektribörsi oksjonitel, mille hind on määratud järgmise päeva iga tunni jaoks. Kauplemise horisont on 12-36 tundi edasi ja seda tehakse järgmise päeva 24-tunnise perioodi kontekstis. Võttes arvesse teavet varasemate täielike elektrikatkestuste kohta Euroopas ja nende taastamistähtaegu, võib liikmesriigi tavaline tehnilise süsteemi taastamine, mis kuulub CENi süsteemi, võtta aega kaks päeva. Balti riikide tehnilise taastamise aeg peaks siiski olema kuni 3 päeva.

Balti süsteemi võimalikud taastamisaja pikemad põhjused on järgmised: i) praegune IPS / UPS-ga sünkroonne toimimine, millel puudub süsteemi taastamise kogemus täieliku elektrikatkestuse korral; ii) kolmefaasilise vahelduvvooluga (AC) võrkude ühenduste puudumine Kesk-Euroopaga; (iii) võimalikud süsteemi inertsuse probleemid isoleeritud režiimis ja (iv) geopoliitilistel põhjustel tekkida võivad sündmused.

Tuleks ka meenutada, et pärast süsteemi tehnilist taastamist ei toimi turg hädaolukorras peatamise tõttu ikkagi. Eeldatav aeg elektrituru taaskasutamise ajaks on kuni 2 päeva. Eespool loetletud tegurite põhjal võib kogu taastamine (tehniline ja majanduslik) võtta aega kokku kuni viis päeva. Võttes arvesse erilist olukorda Balti riikides, kulude-tulude analüüsi, siis hinnanguliselt võib piirkondlik täielik elektrikatkestus olla väga tõenäoline ning võib juhtuda

kord iga 25 aasta järel. Võttes arvesse käesolevas peatükis esitatud argumente, võib sarnane ühekordne regionaalne elektrikatkestus võtta aega umbes 5 järjestikust päeva.

#### Sotsiaalmajanduslik kasu

Hinnangulised sotsiaalmajanduslikud kasud arvatati riskide arvesse võtmiseks, et vältida IPS / UPS-i sünkroonsest toimimisest tingitud katkestamise kulusid ja säilitada Balti riikide energiasüsteemi infrastruktuuri praegune olukord. Projekti esimene etapp (Baltimaade sisemise võrgu tugevdamine) on olulise tähtsusega, et parandada süsteemi varustuskindlust, mis on seotud üksnes piirkondlike elektrikatkestustega seotud riskidega. Edasised etapid (2. ja 3.), sõltuvalt valitud stsenaariumist, võivad tuua mitmeid lisavõimalusi, sealhulgas parandada Balti süsteemi turvalisust.

#### ITC tulude analüüs

ITC tulude / kulude muutusi ei ole ette nähtud. Vastavalt tariifide arvutamise meetodikale igas riigis võetakse ITC tulusid või kulusid arvesse tariifide (tulud) määramisel ja neid ei kasutata projektide rahastamiseks.

Tulemused näitavad, et täieliku elektrikatkestuse vältimine Balti riikides visioon 3 korral tooks üldist kasu vahemikus 2 556 kuni 3 578 miljonit eurot, sõltuvalt erinevatest ajaperioodidest. Need kasud praeguses väärtuses (st 2018. aasta diskonteeritud väärtus) ulatuvad vastavalt 1 596 miljonist eurost 1 510 miljoni euroni. Madalam väärtus pikaajalisel perioodil näitab, et keskpikas perspektiivis on visioon 3-1 kõige suurem kasu. Arvestades Koostööameti soovitusi arvestati projekti kasud visioonide 3 ja 4 korral keskpikas stsenaariumis kuni 2030. aastani ja pikaajalises stsenaariumis kuni 2040 aastani ning. Keskpika tähtajaga stsenaarium valiti projekti hindamiseks.

Projekti kasud Eestis on toodud tabelis 3.

**Tabel 3. Kasu, mis tuleb täieliku elektrikatkestuse ärahoidmisest( miljon eurot).**

Mln. Eur	Eesti	Läti	Leedu	Balti
<b>Visioon 3</b>				
Keskpikk stsenaarium (2030 aasta)	908	669	979	<b>2 556</b>
Pikaajaline stsenaarium (2040 aasta)	1 429	830	1 319	<b>3 578</b>
<b>2018. aasta diskonteeritud väärtus</b>				
Keskpikk stsenaarium (2030 aasta)	567	418	612	<b>1 596</b>
Pikaajaline stsenaarium (2040 aasta)	603	350	557	<b>1 510</b>

Baltimaade põhivõrguettevõtjate poolt koostatud sünkroniseerimisprojekti esimese etapi kulude-tulude analüüsi tulemused on toodud taotluse lisas 1, järgides Soovitusi nr 05/2015.

Kulude-tulude analüüs näitas, et Balti sünkroniseerimisprojektil on positiivne kasu. Rahalised kasud on ainult varustuskindluses (SoS), et vältida täielikust elektrikatkestusest tingitud kahjumit. Kogu neto nüüdispuhasväärtus (NPV) on 1 233 miljonit eurot. See väärtus kujutab endast kõige konservatiivsemat analüüsitavat stsenaariumi. Tuleb märkida, et tundlikkusanalüüsi ajal on SoS veelgi suurem, ulatudes 1 765 miljonist eurost kuni 2 195 miljoni euroni. Kasud suurenevad ajaga ja on maksimaalne pikaajalise stsenaariumi korral.

Tulemused näitavad, et projektil on positiivne nüüdispuhasväärtus (NPV) iga Balti riigi jaoks. Leedul on kõrgeim NPV - 464 miljonit eurot, Eesti ja Läti puhul on NPV vastavalt 416 miljonit eurot ja 353 miljonit eurot.

Eesti kasu moodustab 36% kõigist kasudest ning 38% ja 26% vastavalt Leedus ja Lätis.

**Tabel 4. Projekti NPV arvutamine (kohaldatakse 4% diskontomäära) Eestis.**

<b>Visioon 3 (2030 aasta)</b>		
1.	Projekti sotsiaalmajanduslik kasu	578,72
2.	Investeeringukulud (CAPEX)	155,64
3.	Tegevuskulud (OPEX)	6,84
4.	<b>Neto NPV ( 1. – 2. – 3. )</b>	<b>416,24</b>

Vastavalt Soovitusele nr 05/2015 on sotsiaalne diskontomäär 4%. Diskonteerimise eesmärgil toimub investeeringute kulude ja tulude rahavoog iga aasta lõpus samal kuupäeval. 2018 loetakse lähteaastaks, mis esindab jookseväärtusi ja diskonteerimise algust järgnenud aastatel (ajavahemikus 2019-2040).

### 3.7. Äriplaan ja rahastamisstrateegia

Finantsanalüüs hindab projekti rahavoogusid projekti elluvijate seisukohast. Finantstulemuste kohaselt on projekt rahaliselt jätkusuutlik - kogu võrdlusperioodi jooksul on netorahavood positiivsed, kuid mitte majanduslikult elujõuline.

**Tabel 5. Projekti hinnangulised finantstulemused Eesti osas.**

Investeeringu tagasi	
Finantsturu sisemine tulumäär (FIRR / C)	3,93 %
Finantstulude nüüdispuhasväärtus (FNPV / C), miljonit eurot	-1,1
Tagasimaks	
Finantsturu sisemine tulumäär (FIRR / K)	5,41 %
Finantstulude nüüdispuhasväärtus (FNPV / K), miljonit eurot	12,4

Eleringi teostatava projekti NPV on negatiivne eeldusel, et WACC on kogu perioodi sama - 4,46%.

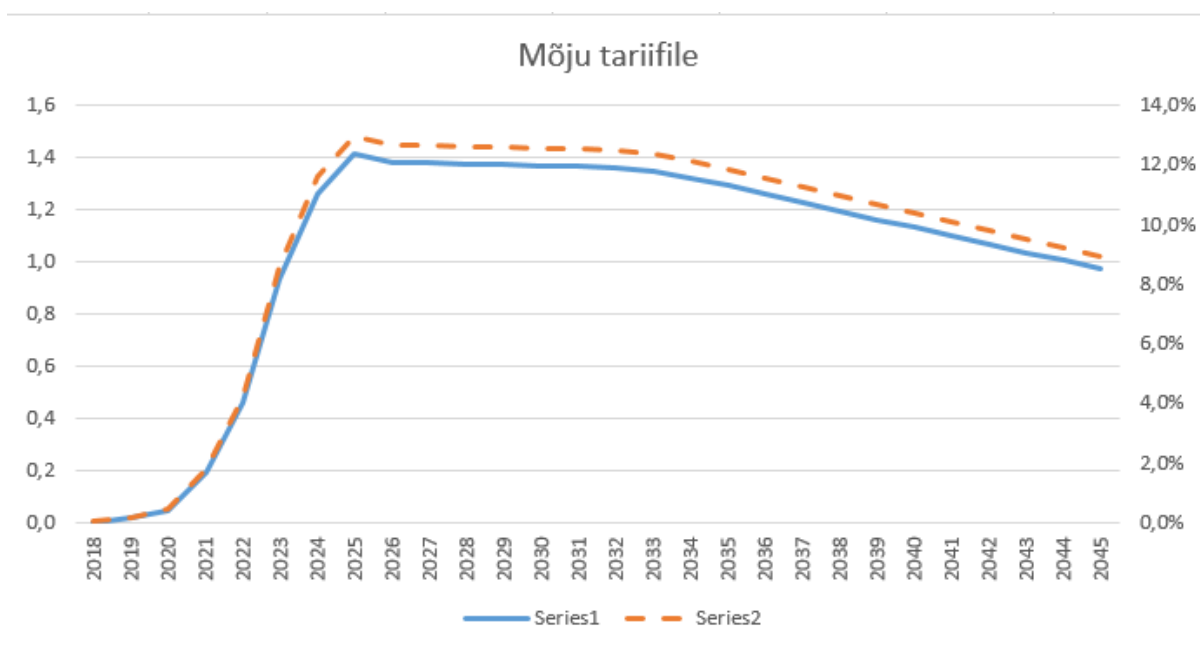
Projektil on märkimisväärne mõju reguleeritud tulule ja ülekandetariifile kõigis kolmes Balti riigis.

**Tulenevalt Määruse 347/2013 artikkel 12 punkt 5-st analüüsis Konkurentsiamet projektide nr 4.8.1., 4.8.2., 4.8.4., 4.8.9. (Eesti-poolne osa) investeeringute mõju Eesti tarbijatele läbi tariifi.**

Projektide eeldatav Eesti-poolne investeering on 187,79 miljonit eurot. Seega, kui lülitada Eesti tarbijate võrguteenuse hinda kogu sünkroniseerimisprojekti Eestipoolne maksumus (100% - 187,79 miljonit eurot), siis keskmine võrgutasu muutus sellest investeeringust on 8,7%. Konkurentsiamet on seisukohal, et võrguteenuse hinna tõus sünkroniseerimisprojektide investeeringust peaks jääma alla 3%, sest muidu osutub see Eesti tarbijale liiga koormavaks.

**Tabel 6. Projekti mõju Eesti elektri ülekandeteenuse maksumusele.**

Mõju ülekandeteenuse maksumusele	%	EUR/MWh
2018-2025	3,36	0,37
2026 maksimaalne	12,54	1,37
2026-2035	11,64	1,27
2018-2045	8,73	0,95

**Joonis 2. Projekti mõju Eesti elektri ülekandeteenuse maksumusele.**

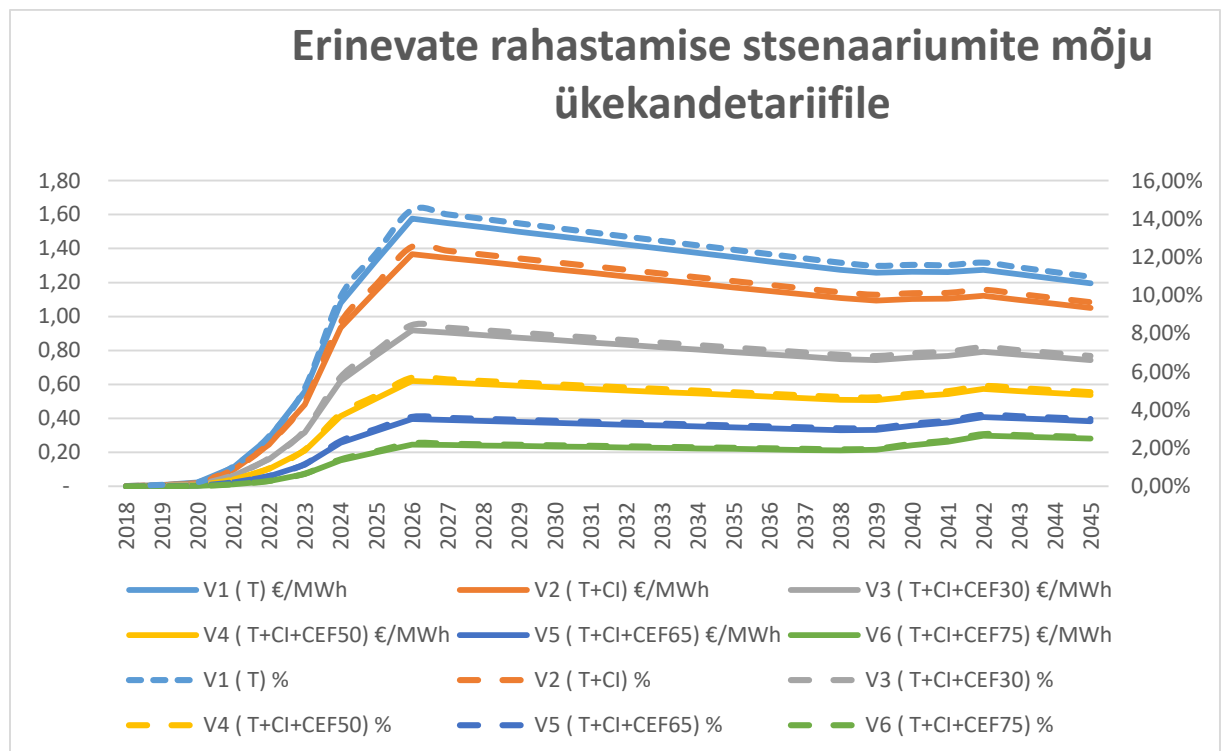
Ülekandetariifile avaldatava mõju vähendamiseks on kaks võimalust: piiriüleste kulude jaotamine (CBCA) või toetused (CEF-i rahastamine).

Piiriüleste kulude jaotamine - vastavalt kulude-tulude analüüsi netoväärtus (kasud miinus kulud) iga riigi kohta (Eesti, Läti ja Leedu) on positiivne ja Koostööameti Soovitus nr 05/2015 ei nõua mingit hüvitist Balti riikide ja teiste riikide vahel. Seetõttu on võimalik taotleda tariifide mõju vähendamist läbi Euroopa ühendamise rahastamise ( Määruse (EÜ) nr 347/2013 artikkel 14 lõige 2). Vastavalt Euroopa Parlamendi ja nõukogu määrusele (EÜ) nr 1316/2013 11. detsember 2013, millega luuakse Euroopa ühendamise rahastu, muudetakse määrust (EL) nr 913/2010 ja tunnistatakse kehtetuks määrused (EÜ) nr 680/2007 ja (EÜ) nr 67/2010 artikkel 10 lõige 3 sätestab, et energiasektoris ei ületa liidu rahaline abi 50 % uuringute ja/või tööde abikõlblikest kuludest. Rahastamismäärasid võib suurendada maksimaalselt 75 %-ni selliste meetmete puhul, mis määruse (EL) nr 347/2013 artikli 14 lõikes 2 osutatud tõendusmaterjali põhjal on eriti olulised piirkonna või kogu liidu varustuskindluse seisukohast, millega tugevdatakse liidu solidaarsust või mis hõlmavad väga innovaatilisi lahendusi.

Konkurentsiameti hinnangul Balti riikide elektrivõrkude ühendamise Kesk-Euroopa võrkudega (CEN-i sünkroniseerimisprojekt) suurendab Balti riikide varustuskindlust, nagu on eelnevalt üksikasjalikult kirjeldatud. Balti riigid on jõudnud ühisele Euroopa Liidu siseturule ja

tegutsevad praegu samades konkurentsitingimustes nagu ülejäänud Euroopa Liidu liikmesriigid. Investeeringud ja süsteemide planeerimine tehakse vastavalt Euroopa Liidu õiguslikule raamistikule ja rahastamisele ning peavad järgima Euroopa Liidu eeskirju ja määrusi. Euroopa Liidu kohustused vähendada kasvuhoonegaaside heitkoguseid ja saavutada vähese süsinikdioksiidiheitega majandus aastaks 2050 on keeruline ülesanne, mis annab pikas perspektiivis suurima sotsiaalse ja tehnoloogilise kasu ning millel on märkimisväärne mõju energiasüsteemile. Kuid neid ühiseid kohustusi kogu ELis ei võta võrdset ka teised naabruses asuvad kolleegid ning olemasolevad olulised erinevused tekitavad ausa konkurentsi jaoks ebavõrdset keskkonda. See on eriti tähtis Balti riikide jaoks, kes on Venemaa võrguinfrastruktuuri lahutamatu osa.

Joonisel 3 on näidatud Euroopa Liidu rahalise toetuse mõju Eesti ülekandetariifile erinevate rahastamise stsenaariumide korral (0%, 30%, 50%, 65% ja 75%).



**Joonis 3. Erinevate Euroopa Liidu rahastamise stsenaariumide mõju Eesti ülekandetariifile (0, 30, 50, 65 ja 75 protsenti).**

Elering AS äriplaan näeb ette, et investeeringud kaetakse läbi tariifi. Vastavalt võrguteenuse hinnametoodikale<sup>6</sup> eeldatav investeeringu suurus jagatakse kaheks ja kaetakse omakapitali (50%) ja võlakapitali (50%) ulatuses. Elering AS hindab, et ülekandevõimsuse oksjoni tulu võetakse arvesse 14% ulatuses.

<sup>6</sup> Elektrituru seadus § 72 lõike 4 kohaselt töötab KA välja ja avalikustab elektrituru seadus § 71 lõike 1 punktides 3–5 nimetatud võrgutasude arvutamise ühtse kaalutud keskmisel kapitalikulul põhineva meetodika ning lähtub sellest võrguettevõtjate võrgutasude kooskõlastamisel.

### 3.8. Edastusvõrgu haldurite ettepanek piiriüleste kulude jaotamiseks

Baltimaade põhivõrguettevõtjad esitasid regulaatoritele kooskõlas Määrus 347/2013 artikli 12 lõikega 3 ettepaneku piiriüleste kulude jaotamise kohta. Põhivõrguettevõtjad on näidanud, et kulude-tulude analüüs on positiivne, et kõik Balti riigid saavad positiivse puhaskasu. Seega piiriüleste kulude jaotamine ei ole otstarbekas. Seetõttu Balti põhivõrguettevõtjad teevad ettepaneku, et Eesti projekti osa investeringute kuludest kannab Eesti põhivõrguettevõtja Elering AS, Läti osa investeerimiskuludest kannab Läti põhivõrguettevõtja Augstsprieguma Tīkls (AST) ning Leedu osa investeringute kuludest kannab Leedu põhivõrguettevõtja LITGRID AB.

#### **4. Eesti, Läti ja Leedu energiaregulaatorite kokkulepe**

06.09.2018 allkirjastasid Eesti, Läti ja Leedu regulaatorid „Piiriüleste kulude jaotamise kokkuleppe“ ühishuviprojekti 4.8. esitamiseks Euroopa Komisjonile.

Balti riikide regulaatorid leppisid kokku alljärgnevas:

1. vastavalt Määrusele 347/2013 ja Eesti, Läti ja Leedu põhivõrguettevõtjate poolt esitatud investeringutaotluse analüüsile, on ühishuviprojekt nr 4.8. piisavalt küps;
2. vastavalt Määruse 347/2013 artiklile 12 (1) ja 12 (4), piiriüleste kulude jaotamine on järgmine:
  - 2.1. Eesti põhivõrguettevõtja kulud on 187,79 miljonit eurot;
  - 2.2. Läti põhivõrguettevõtja kulud on 77,72 miljonit eurot;
  - 2.3. Leedu põhivõrguettevõtja kulud on 167,05 miljonit eurot.
3. Põhivõrguettevõtjatel tuleb taotleda Euroopa Liidu rahastamist CEF raames, et vähendada projektist tulenevat mõju ülekandetariifile.

#### **Lähtudes Määrusest 347/2013 on Konkurentsiamet seisukohal**

1. Elering AS kulud ühishuviprojektist nr 4.8. on maksimaalselt 187,79 miljonit eurot, millest võib ettevõtja lisada tariifi ainult selle osa, mida ühisrahastuse arvelt ei kaeta vastavalt Konkurentsiameti koostatud võrguteenuse hinnametoodikale.
2. Kuna projektil on märkimisväärne mõju edastamise tariifile, siis tuleb Elering AS-l koos teiste Baltimaade põhivõrguettevõtjatega taotleda sellele projektile maksimaalset võimalikku rahalist toetust Euroopa ühendamise rahastust (CEF).

**Konkurentsiamet on kontrollinud ja analüüsinud ning vastavalt Euroopa Parlamendi ja Nõukogu määrus (EL) nr 347/2013 artiklile 12 otsustab, et 31.05.2018 esitatud taotluse projekti nr 4.8. piiriüleste kulude jaotamise kohta on põhjendatud.**

Märt Ots  
Peadirektor