



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

AGREGAATORITE OSALEMINE VÕIMSUSTURUL NING SÜSTEEMITEENUSTES

AGGREGATORS PARTICIPATION IN CAPACITY MARKETS AND ANCILLARY
SERVICES

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane:
/nimi/

Üliõpilaskood:

Juhendaja:
/nimi, amet/

Tallinn 2019

(Tiitellehe pöördel)

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

“.....” 201.....

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 201.....

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”201....

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lõputöö lühikokkuvõte

Autor: Kert Pääbo

Lõputöö liik: Bakalaureusetöö

Töö pealkiri: Agregaatorite osalemine võimsusturul ja süsteemiteenustes

Kuupäev: 24.05.2019

lk

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja(d): Doktorant-nooremteadur Karl Kull

Sisu kirjeldus:

Töö eesmärgiks oli uurida agregeerimise potentsiaali töötlevas tööstuses ning võimalust osaleda reguleerimis- ning sagedusturul. Energiatootmise pidev detsentraliseerimine ning ebastabiilsuse kasv nõuab senisest enam paindlikkust. Paindlikkuse tagamisel on ka oluline roll agregeerimisel ning tarbimise juhtimisel. Selleks, et tagada agregatorite osalemine erinevates turutüüpides, vajame analüüsida, millised ärimudelid on sobivad ning kasvatada kogemust ja valmisolekut enne aastal 2025 aset leidvat desünkroniseerimist. Hetkel on Eesti sagedus jäigalt seotud Venemaa ühendenergiastüsteemi (IPS/UPS) sagedusega. Venemaast desünkroniseerimine avaldab mõju meie varustuskindlusele ning selle tarbes on vaja kaasata uusi süsteemiteenuseid ning sagedusturgu. Eesmärk on tuvastada, millises mahus potentsiaalselt Eestil uusi süsteemiteenuseid vaja on.

Märksõnad: Agregaatorid, tarbimise juhtimine, süsteemiteenused, virtuaalsed elektrijaamad, võimsusturg

Abstract

<i>Author:</i> Kert Pääbo	<i>Type of the work:</i> Bachelor Thesis
<i>Title:</i> Aggregators participation in capacity market and ancillary services	
<i>Date:</i> 24.05.2019	<i>pages</i>
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Supervisor(s) of the thesis:</i> PhD-junior researcher Karl Kull	
<p><i>Abstract:</i></p> <p>The aim of the work was to explore the potential for aggregation in the industries and participation in the balancing and frequency markets. The continuous decentralisation of energy production and the increase of instability in the electrical system increases the need for flexibility. Aggregators and demand-side response also play an important role in ensuring flexibility.. In order to ensure the participation of aggregators in different market types, we need to analyse which business models are appropriate and to increase experience and readiness before the desynchronisation in 2025. At the moment, the frequency of Estonia is rigidly related to the frequency of the Russian Energy System (IPS/UPS). The desynchronisation from Russia will have an impact on our security of supply and it will require the inclusion of new system services and the frequency market. The aim is to identify the extent to which Estonia is potentially in need of new system services.</p>	
<i>Keywords:</i> aggregators, demand-side response, ancillary services, virtual power plants, capacity market	

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Agregaatorite osalemine võimsusturul ja süsteemiteenustes
Lõputöö teema inglise keeles:	Aggregators participation in capacity markets and ancillary services
Üliõpilane:	Kert Pääbo, 154995 AAVB61
Eriala:	Elektroenergeetika
Lõputöö liik:	bakalaureusetöö
Lõputöö juhendaja:	Karl Kull
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	kehtivusaja annab juhendaja
Lõputöö esitamise tähtaeg:	24.05.2019

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

1. Teema põhjendus

Agregerimise teema saab aktuaalsemaks, kui aastal 2025 toimub desünkroniseerimine Venemaast ning Eesti elektrisüsteemi varustuskindlus väheneb. Seetõttu on vaja rakendada paindlikkuse meetmeid läbi parema tarbimise juhtimise ning väiketootjate kaasamise turul. Oluline on maksimaliseerida olemasolevad ressursid enne uute investeeringute tegemist. Enda bakalaureuse töö läbi tuvastan Eestis olemasolevad agregerimise võimalused ning võimsused.

2. Töö eesmärk

Töö eesmärgiks on teha selgeks Eestis olemasolev agregerimise võimekus ning võimalused selle rakendamiseks.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu

Mis on võimsusturu olemus ning kuidas suhestuvad sellesse süsteemiteenused; Milliseid süsteemiteenuseid on võimalik agregaatorina rakendada; Erinevate agregaator võimsuste kaardistamine Eestis; Analüüsida, millal ja kuidas võimalik integreerida agregaatoreid Eesti energiasüsteemi;

4. Lähteandmed

Andmetena kasutan Eesti suuremate tööstuste aastatarbimist ning väiketootjate nimekirja ja võimsusi, millele saan ligi tänu enda töö kaudu.

5. Uurimismeetodid

Peamiseks uurimismeetodiks on andmete analüüs läbi Exceli ning kirjanduse analüüs.

6. Graafiline osa

Eesti tööstuste agregeritav võimsus, Soome süsteemiteenused ning Eesti potentsiaali süsteemiteenustes toon välja tabelina töö põhiosas.

7. Töö struktuur

Mis on võimsusturg?; Võimsusturu peamised eesmärgid; Võimsusturu toimimismehhanism Inglismaa näitel; Inglismaa võimsusturu osaliste klassifitseerimine; Võimsusturu osalise; Võimsusturu osalised Inglismaal; Võimsusturu osalised ning võimsused Nordpool spotis;

; Võimsusturu suhestus süsteemiteenustes; Agregerimisteenuse olemus ning näited; Agregerimine Eestis; Agregerimisvõimsus töötlevas tööstuses; Analüüs ning implementeerimine Eesti energiasüsteemis

8. Kasutatud kirjanduse allikad

Peamiselt kasutatakse töös aruandeid ning teadusartikleid. Põhilisteks allikateks on Eesti elektrituru käsiraamat, Eleringi varustuskindluse aruanded ning Nordpooli iga-aastased kokkuvõtted.

9. Lõputöö konsultandid

Juhendaja

10. Töö etapid ja ajakava

1. Võimsuse turg + sissejuhatus - 24.02.19
2. Agregerimis võimsuste kaardistamine - 24.03.19
3. Eesti agregerimis potentsiaali analüüs - 21.04.19
4. Järeldus - 05.05.19
5. Kokkuvõte - 12.05.19
6. Viimistlus lõpptähtajani

Töö keel: **Lõputöö esitamise tähtaeg:** “.....”201....a

Üliõpilane: “.....”201....a
/allkiri/

Juhendaja: “.....”201....a
/allkiri

Konsultant:

“.....”201....a

/allkiri/

Kinnise kaitsmise ja/või avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel

SISUKORD

EESSÕNA.....	10
Lühendite ja tähiste loetelu	11
SISSEJUHATUS	12
1 Võimsusturg	14
1.1 Võimsusturu peamised eesmärgid	17
1.2 Välisühenduste mõju võimsusturule	17
1.3 Võimsusturu toimimismehhanism Inglismaa näitel	18
1.3.1 Inglismaa võimsusturu osaliste klassifitseerimine	19
1.3.2 Võimsusturu osalised Inglismaal	19
2 Süsteemiteenused ning suhestus võimsusturuga	21
2.1 Inglismaa süsteemiteenused ning bilansi tagamine	21
2.2 Süsteemiteenused Eestis ning Põhjariikides	22
2.3 Käsitsi reguleeritava sageduse reserv (mFRR)	23
2.4 Aktiveeritav sageduse taastamise reservi (aFRR)	24
2.5 Sageduse hoidmise reserv normaal- ning avariitalitusel (FCR-N ja FCR-D).....	25
3 Agregeerimine	26
3.1 Agregeerimise vajadus Eestis	27
3.1.1 Väljumine BRELL koostööorganisatsioonist	28
3.2 Agregeerimise tüübid.....	29
3.2.1 Tarbimise juhtimine (DR)	29
3.2.2 Virtuaalsed elektrijaamad (VPP)	31
3.3 Eesti Energia puidu- ja paberitööstuse klientide agregeeritav võimsus	32
3.4 Eesti Energia ülejäänud tööstusharu klientide agregeeritav võimsus	33
3.5 Väike- ja mikrotootjate agregeerimine ning energiaturul kaasamine	34
4 Agregeerimise mudelid	36
4.1 Integreeritud mudel	37
4.2 Hüvitamisega mudel	37
4.3 Agregeerimise mudelite järelalus	39
5 Süsteemiteenuste potentsiaal Soome näitel	40
5.1 Tarbimise juhtimise osalus Soome süsteemiteenustes	42
5.2 Eesti agregeerimise potentsiaal süsteemiteenustes	43
6 Kokkuvõte.....	45

7 Summary	47
Kasutatud kirjandus.....	50

EESSÕNA

Lõputöö teema sai valitud põhjusel, et tegemist on päevakohase teemaga ning Eesti vajab rohkem teadmisi ja kogemust antud valdkonnas. Tarbimise juhtimine ning agregeerimine on üha populaarsemad märksõnad, kuid on oluline analüüsida Eesti potentsiaali selles ning luua tegevuskava selle rakendamiseks. Täpsete uurimisküsimuste ja andmetega abistas juhendaja Karl Kull, keda siinkohal ka tänan.

Töö koostamisel ja algandmete kogumisel olid abiks erinevate põhivõrguettevõtjate aastaaruanded ning statistikad süsteemiteenuste mahtude kohta.

Lühendite ja tähiste loetelu

CM – Capacity market

FCR – Frequency containment reserve

FCR-N – Frequency containment reserve for normal operation

FCR-D – Frequency containment reserve for Disturbances

aFRR - Automated frequency restoration reserve

mFRR - Manual frequency restoration reserve

STOR – Short term operating reserve

FFR - Firm Frequency Response

FR - Fast reserve

DA – Day-ahead

DSR – Demand-side response

BRELL - Belarus, Russia, Estonia, Latvia and Lithuania

GWh – gigavatt-tund

MWh – megavatt-tund

MWh/h – megavatt-tundi tunnis

MW – megavatt

TSO – Transmission system operaator

SISSEJUHATUS

Käesolev uurimustöö sisaldab endas analüüsi ning kirjeldust võimsusturu, agregeerimise ning süsteemiteenuste kohta. Agregeerimine ning tarbimise juhtimine leiavad üha enam kasutust erinevates Euroopa riikides. Elektritootmise detsentraliseerimine on üks põhjuseid, miks reguleerimisvajadus süsteemihalduri jaoks on aasta-aastalt tõusnud. Seetõttu on vaja rakendada paindlikkuse meetmeid läbi parema tarbimise juhtimise ning väiketootjate kaasamise turul. Oluline on maksimeerida olemasolevad ressursid enne uute investeeringute tegemist.

Töö käigus uuritakse Eesti Energia töötleva tööstuse äriklientide tarbimist ning seeläbi juhitava tarbimise potentsiaali. Agregeerimine võib koosneda aga nii tarbimisest kui ka tootmisest. Seetõttu on võetud sisse ka väike- ning mikrotootjate hinnang. Antud statistikat on töödeldud MS Excelis ning seeläbi hinnatud vastavaid võimsusi ja potentsiaali. Töötulemusteni jõudmiseks on kasutatud lihtsustatud mudeleid.

Esimene peatükk sisaldab endas võimsusturu lahtimõtestust ning eesmärke. Analüüsitavaks riigiks sai valitud Inglismaa, kes omab võimsusturgu aastast 2014. Lisaks on antud hinnang välisturgude mõju kohta võimsusturgudele ning potentsiaalile Eesti jaoks.

Teises peatükis on kirjeldatud erinevaid süsteemiteenuseid ning turge. Ülevaade antakse Inglismaa ja Põhjamaade süsteemiteenuste kohta. Välja on toodud ka süsteemiteenuste suhestus võimsusturuga. Üks viise suurendada tarbimise juhtimise osakaalu on läbi võimsusturu. Üleminekut passiivsetest tarbijatest aktiivseteks lihtsustab ka süsteemiteenuste portfoolio laienemine, mis leiab eelduste koheselt aset aastal 2025. Seeläbi tuuakse turule sagedusturu tooted ning ka tänu desünkroniseerimisele tõuseb Eesti vajadus elektrisüsteemi sageduse hoidmiseks ning reguleerimiseks. Sagedustooteid saab olema tõenäoliselt kaks ning lisaks võetakse kasutusele ka automaatne sageduse reguleerimine, mida on seni taganud Venemaa.

Kolmandas peatükis antakse ülevaade agregeerimise vajadusest ning olemusest. Kirjeldatud on erinevaid agregeerimise tüüpe ning väärtust, mida tarbimise juhtimise näol luuakse. Tarbimise juhtimisel on suurem potentsiaal mahuliselt elumajadel ning kontorihoonetel, kuid samas on agregeerimine komplitseeritum, kuna piisava võimsuse tagamisel osalemaks erinevatel turutüüpidel on vaja koondada suuremat hulka tarbijaid. Tööstustarbijate puhul on küll esmatähtis toodangu maksimaliseerimine, kuid vabalt juhitava võimsuse osakaal on endiselt piisav, et rakendada tarbimise juhtimist juba täna. Seetõttu on uuritud Eesti Energia töötleva tööstuse kliente ning väike- ja mikrotootjaid, et mõista paremini juhitavaid võimsusi Eestis.

Neljandas peatükis on kirjeldatud erinevaid agregeerimise mudeleid, mis on juba tänasel päeval kasutusel Põhjariikides. Soome on üks Põhjariikidest, keda on hea analüüsida vastu agregeerimist

ning tarbimise juhtimist, kuna neil on aastatepikkune kogemus. Agregeerimise ärimudel loob võimaluse paljudele ettevõtetele ning olemasolevatele bilansihalduritele. Inglismaal ja Soomes on agregeerimine ning tarbimise juhtimine kommertskasutuses, tänu millele on võimalik lähtuda nende senisest kogemusest ning tavadest.

Viiendas peatükis ongi võetud analüüsimiseks Soome statistika süsteemiteenuste kohta, mis aastal 2025 ka Eestis kasutusele võetakse. Eestis vajaminevaid võimsusi antud teenustes on hinnatud läbi Soome 2018 aasta andmete. Andmeid on analüüsitud lihtsustades läbi Eesti ning Soome tarbimise erinevuse.

1 Võimsusturg

Võimsusturud ehk inglise keeles Capacity Markets on üks meetodeid, mis on aidanud kaasa tarbimise juhtimise levikule ning seda eriti USAs.

USA puhul on oluliseks punktiks see, et tarbijate ning väiketootjate agregeeritus või piisavalt suure võimsusega üksik tarbija puhul koheldakse neid võrdsetel alustel suurtootjatega. Seeläbi on võimalik läbi võimsusturu pakkuda süsteemi- ning reguleerimisteenuseid. Osalemine on tehtud kättesaadavaks nii reservvõimsuste, sageduse reguleerimise kui ka energiaturgudel. USA on enda ülesehituses kasutanud agregeerimise mudelit, mis jätab agregaatori eraldi seisvaks üksuseks. See tähendab, et agregaatoritel on võimalik oma pakkumisi teha ilma bilansihalduri loata ning ei sõltu jaemüüjast ega bilansihaldurist. Igasugune võimsuse aktiveerimine olenemata selle ajast ning kas oli tegu üles- või allareguleerimisega avaldab mõju ka bilansihaldusele. Antud mudel teeb küll lihtsaks agregaatorite ning tarbimise juhtimise osalemise erinevatel turgudel, kuid võib muuta keerulisemaks tegeleda eabilansi kuludega ning jaotamisega. Sellele vaatamata on suudetud kaasata oluliselt rohkem tavatarbijaid ning pidevad investeeringud antud turumudelisse suurendab klientide arvu iga aastast. [1] [2]

Võimsusturu põhimõte on pakkuda vajaminevat võimsust vastavalt võrguettevõtjate või bilansihaldurite vajadusele. Selle tagamiseks esitavad antud turuosalised enda soovitud võimsuse ning teenuse ning seejärel on teenuse pakkujaks elektrijaam või tarbija, kes vastavalt suurendab või vähendab tootmist või tarbimist vastavalt hetke vajadusele.

Enampakkumisel edukalt läbinud pakkujatega tehakse võimsuskokkulepped, mis kinnitavad nende võimsusmehhanismide pakkumise kohustuse ja võimsusmaksete kogus, mis põhinevad enampakkumise kliirimishinnal. [3]

„Võimsusturu käivitamisel on oluline määratleda võimsused, mille ost on kõigile ostjatele kohustuslik. See võimsus sõltub näiteks müüdavast elektrikogusest – kõikide tarbijate summaarne tipukoormus määratleb ära vajaliku reservvõimsuse, mille suurus pannakse paika üks kord aastas ning millega kaasnev kulu jagatakse kõikide klientide vahel. Samuti tuleb arvestada, et liiga suurte reservide nõue võib soosida ainult teatud liiki teenuspakkujaid, eelkõige elektrijaamu“. [4] Inglismaal on see aga kujunenud suureks probleemiks, kuna turutingimused soosivad fossiilkütusel tootvaid elektrijaamu ning tarbimise juhtimise agregaatorite kaasatus turul on väga väike. Näiteks kui uutele elektrijaamadele pakutakse 15 aastaseid lepinguid võimsusmehhanismide tagamisel, siis tarbimise juhtimise ettevõtetele ainult ühe aastased. Ühe lahendusena nähakse heitenormi määramist ka võimsusturul subsiidiumitele. Kuigi Eestis võimsusturg puudub võib see siiski

avaldata mõju Eesti varustuskindluse, mis väheneb niigi alates aastast 2025. Antud muudatusettepanek nägi ette heitenormi seadmist 550 grammi CO₂/kWh kohta [5].

Erinevaid võimsusmehhanismide alla liigituvaid meetmeid on palju. Kaks levinumat on

1) strateegiline reserv

2) võimsusturg

Strateegilise reservi all mõeldakse avarielektrijaamu või teisi reservi meetodeid, mis on spetsiaalselt reservi tagamiseks loodud. Strateegilise reservis olevad elektrijaamad ei osale igapäevaselt elektriturul. Nende kasutamine toimub ainult äärmisel juhul, kui piisavat elektrikogust ei suudeta toota või importida. Kui reservivajadus ei ole suur nagu hetkel Eestil, olles elektrit eksportiv riik, siis piisab reserv tagamine strateegilise reserviga. Strateegilise reservi alla on veel võimalik koondada võimsusi, mis oleks muidu osalenud energiaturul. See aitab küll pikendada teatud elektrijaamade sulgemist, kui liigne hetke turuosaliste liikumine strateegilisse reservi tekitab üha enamat reservi vajadust ning ühel hetkel on võimsusturu moodustamine paratamatu. Strateegilise reservi mehhanismi kasutavad näiteks Soome ja Rootsi. [6]

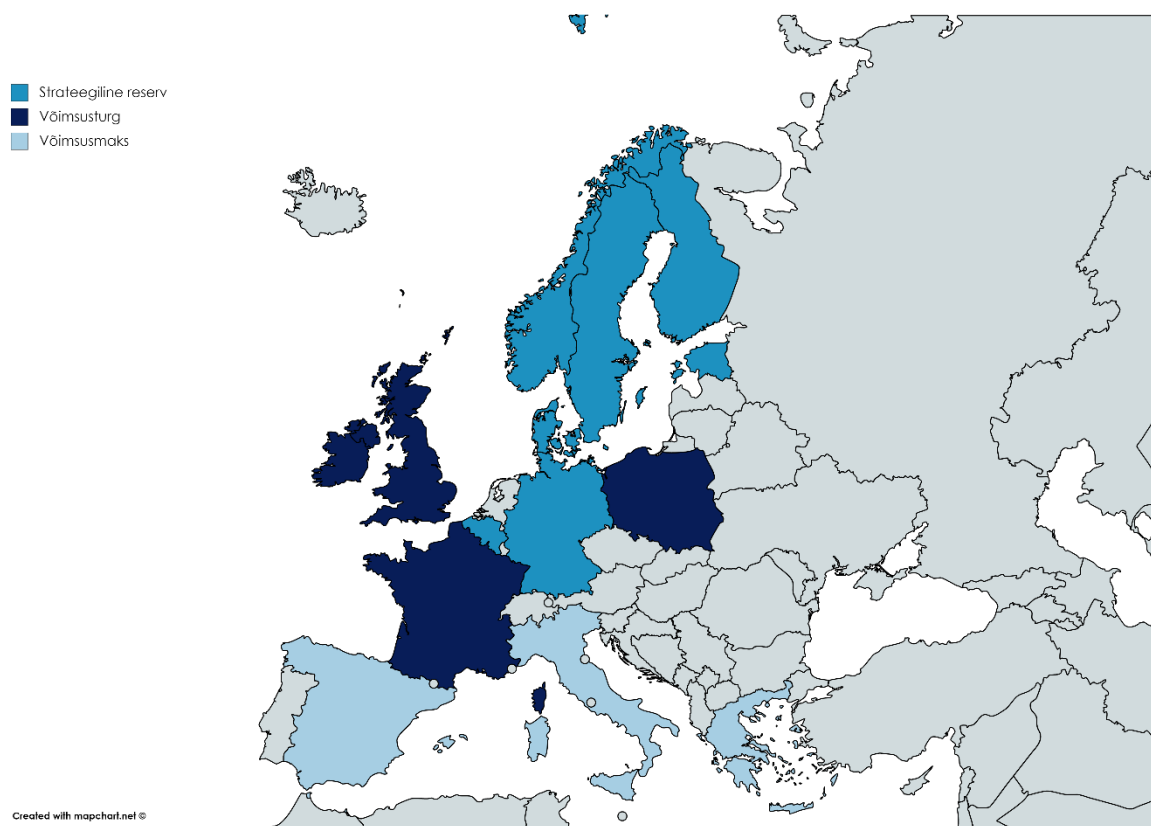
Võimsusturu nagu eelpool mainitud on enda olemuselt enampakkumis oksjonit. Võimsusturg on mõeldud tootmisvõimsuste kauplemiseks, kus tootjad, tarbijad või agregatorid pakuvad kindlaks ajavahemikuks võimsust kokkulepitud hinnaga. Võimsusturul maksab ostja võimsustasusid ka juhul, kui elektrit ei toodeta. See aitab tootjatel maandada riske, kuna rahavoog on tagatud ning samaaegselt on tagatud ka süsteemi varustuskindlus. Eestis ning ülejäänud baltiriikides võimsusturgu ei eksisteeri. Peamised võimsusturgude riigid on USA, Inglismaa aga ka Venemaa. Protsess võimsusturul üldiselt näeb välja järgnev [6] :

1. Kõigepealt määratakse vajaminev tootmisvõimsuste tase, mille järel on võimsusturul osalejatel võimalik pakkuda eksisteerivaid või uusi tootmisvõimsuseid.
2. Hinnaks tekib madalaim pakkumiste hind, millega kaetakse ette määratud tootmisvõimsuste tase ning see hind makstakse tasuna iga megavati vajaliku võimsuse eest.
3. Võimsusturu osaline pakub süsteemihaldurile vajaminevat võimsust päev enne kokkulepitud tähtaega.
4. Võimsustasu maandab tootja riske ning seeläbi tõstab ka varustuskindlust.

Kuigi kogukulu peaks olema võrdeline nii olukorras kui on ainult energiaturg ning energiaturg koos võimsusturuga, siis tekkivad turumoonutused tõstavad administratiivseid kulutusi. Turumoonutusi on küll optimeerides võimalik vähendada, kuid sellele vaatamata on kogukulu võimsusturu puhul kõrgemad, mis kajastub ka lõpptarbija hinnas. Eleringi varustuskindluse aruandes on aga väljatoodud, et Eesti puhul kasutatakse võimsusmehhanisme viimase abinõuna ja vaid konkreetselt juhtudel, millega lahendatakse mõnda konkreetset varustuskindluse probleemi.

Hetke prognoosis nähakse, et varustuskindlus on energiaturu läbi tagatud ka peale desünkroniseerimist Venemaast, seega võimsusturu loomine ning võimsusmehhanismide kasutamine Eestis plaani korras hetkel ei ole. Lisaks puuduvad ka meie naaberriikides võimsusturud (peale Venemaa) ning oma loomult on kõige kallimad on ühe riigi põhised võimsusmehhanismid, kuna sellised ei võta arvesse teiste riikide võimsusi ning riikide tipukoormuste erinevat aega. [6]

Alltoodud kaardil on näha Euroopa riikide võimsusmehhanismide rakendamist.



Joonis 1.1 Võimsusmehhanismid erinevates Euroopa riikides [7]

1.1 Võimsusturu peamised eesmärgid

Võimsusturu põhiline eesmärk on tagada piisavate tootmisvõimsuste olemasolu elektrisüsteemis, et need oleksid kriitilistel hetkedel saadaval. Kasutades ära süsteemi tegelikke võimalusi nii erinevate elektrijaamade kui ka tarbijate näol, oleks võimalik vähendada süsteemis „igaks juhuks“ hoitavate võimsuste osakaalu. Reserve hoidmise jagamine erinevate osapoolte vahel võimsusturu kaudu suurendab ühelt poolt süsteemi paindlikkust ning varustuskindlust ja teiselt poolt tagatakse fikseeritud tulubaasiga vastava teenuse pidev arendamine. Võimsusturu hindade kujundamisel tuleb arvestada, et olemasoleva süsteemi võimaluste kasutamine oleks odavam kui uute võimsuste rajamine. [4]

Ehk võimsusturu peamised eesmärgid [8]:

- A. Süsteemihaldurile pakkuda vajaminevat võimsust nii, et varustuskindlus oleks tagatud igal ajahetkel.
- B. Esimene punkt peab olema täidetud võimalikult kuluefektiivselt.

Taastuenergiaallikate üha laialdasem kasutuselevõtt ning nende prioritseerimine energiaturul on põhjustanud elektritootmise vähendamise elektrijaamade poolt, mis kasutavad fossiilseid kütuseid. Teistpidi on selliseid tootmisüksuseid vaja, et tagada elektrisüsteemi bilanss ning vajalik puudujääk tipukoormuse ajal, mis on väga sage nähtus Põhja-Euroopas jaanuaris ja veebruaris enamasti kella 18:00-20:00 ajal.

Võimsusturgude mõte on võidelda taastuvate energiaallikate majandusliku ohuga suurtele, olemasolevatele gaasi-, söe- ja tuumaelektrijaamadele. Eesmärk peab olema tagada endiselt varustuskindlus, kui taastuvad energiaallikad on väikesed ja nõudlus on suur, näiteks külmal talveõhtul, kui tuul ei puhu. Kuna taastuenergia tootmisvõimsus aina kasvab, võivad suured fossiilsel kütusel toimivad elektrijaamad üha enam sõltuda sellistest sündmustest, et teenida raha. [9]

1.2 Välisühenduste mõju võimsusturule

Juhul, kui võetakse kasutusele võimsusturg riigis, mis on omavahel ühendatud ainult energiaturgu omava riigiga, suudab võimsusturg endiselt enda eesmärgi täita. Kui aga võimsusturg on oluliselt väiksem arvestades tema naaberriigi tarbimismahte, siis võib väheneda tänu ekspordile ka võimsusturu tõhusus. Sellele vaatamata jääb võimsusturul pakkumise suhe piisavaks. Samas kui tarbijad omavahel ühendatud turul lõikavad kasu lisavõimsusest, madalamatest hindadest ja vähematest elektrikatkestustest. Antud olukord võib põhjustada marginaalse elektrikulu kasvu

võimsusturgu omava riigi tarbijatel, kuid üldine tarbija kasu paraneb. See ei pruugi aga olla vastuvõetav riikide jaoks, kes omavad võimsusturgu ning reservi tagavaid meetmeid, kuna nende tarbijad peavad kinni maksma ka ühenduses oleva riigi reservi tagamise.

Tegelikkuses ei soovi ükski riik olukorda, kus reservi tagamine toimub ainult välisühenduste näol. Seetõttu on võimsusturu rakendamine mõlemapoolses ühenduse otsas varustuskindluse tagamiseks oluline.

Seetõttu on Eestis võimsusturu kasutusele võtmine ebatõenäoline. Seda on ka väljatoodud Eleringi iga-aastases varustuskindluse aruandes [6]. Eesti on hetkel elektrit eksportiv riik ning lisaks omad Eesti Kiisa avarielektrijaama, mis tagab meie strateegilise reservi. Võimsusturu tekkimist tulevikus ei saa küll välistada, kui hetkel leiavad võimsusmehhanismid kasutust väga harva ning seda vaid ettenähtud puhkudel.

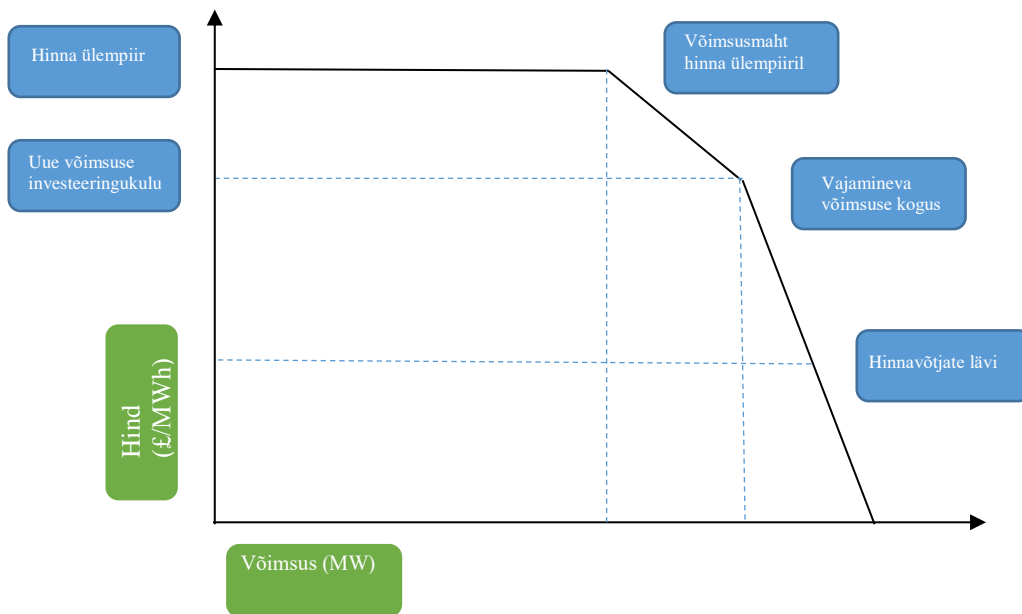
1.3 Võimsusturu toimimismehhanism Inglismaa näitel

Alustatakse vajamineva võimsuse määramisega. Vajamineva tootmisvõimsuse ning tipukoormuse prognoosi järgi on süsteemihalduri ülesandeks hinnata puudu jääv osa. Teiseks oluliseks aspektiks on riigi varustuskindlus. Võimsusmehhanismid on enamasti energiaturu välised meetmed varustuskindluse tagamiseks. Lisaks võib selliseid meetmeid vaja minna üleminekuperioodil, kus energiaturu signaalid ei ole mingil põhjusel veel piisavad tootmise või juhitavatarbimise võimsuste turule toomiseks.

Tootjal on aga võimalus kaubelda ning kinnitada enda osalemist eraturgudel nii iseenda toodanguga, kuid vajadusel saab ka tootja asendada enda tootmist mõne odavama tarnijaga.

Kõik võimsusturu osalised saavad osa võtta oksjonitest, mis toimuvad 4 aastat enne tarnitud elektri tähtaega. Lisaoksjon peetakse aasta enne tarne tähtaega ning selles keskendutakse tarbimise juhtimisega seotud agregatorite osalemisele. [10]

Oksjonid algavad hinnaga 75£/kW ning vähenevad järkjärgult kuni vajatav tootmiskaht on saavutatud. Seejärel pakutakse tootjale või tarbimise juhtijale üheaastane leping kokkulepitud hinna juures. Joonis 1.2 selgitab võimsusturul lõpphinna kujunemist turuosaliste ning võimsusturu jaoks.



Joonis 1.2 Võimsusturu oksjoni hinna ning nõudluse graafik

Hinnavõtjateks on eksisteerivad elektrijaamad ning nemad saavad enda pakkumisi edastada võimsusturule alles teatud lävest.

Kui turuosaline ei peaks kokkulepitud tootmisvõimsust või tarbimismahu vähendamist suutma pakkuda vajalikul hetkel, siis järgneb sellele karistus. Võimsusturu osaline peab maksma £ / MWh tariifi, mis on võrdeline 1/24 nende aastases võimsusturul teenitud tulust.

Võimsusturg on elektriturust siiski erinev ja seega ei ole mõeldud selle asendamiseks. [10]

1.3.1 Inglismaa võimsusturu osaliste klassifitseerimine

Kõik osalised on jaotatud erinevasse kategooriatesse, mille alusel neid on võimalik eristada ning igale klassile on seatud erinevad nõuded ja tingimused.

Esiteks on hetkel funktsioneerivad tootmisüksused ning välisühendused („Olemasolevad“), tootjad, kes investeerivad olemasoleva elektrijaama renoveeringusse („Renoveeringus“) ning viimaseks täiesti uued või välisühendused („Uus rajatised“).

DSR ettevõtetel on samuti võimalus võimsusturul osaleda. Nemad on jaotatud testi läbinud ning testi mitte-läbinud tarbimisjuhtijateks.

Juba eelnevalt eksisteerivad võimsusturu osalistel ning kõikidel tarbimisjuhtimist pakkuvatel ettevõtetel on võimalus sõlmida kuni ühe aastane leping. Tootjatel, kes on uued või äsja läbi viinud renoveeringu, on võimalus sõlmida leping vastavalt kolmeks ja viieteistkümneks aastaks. [11]

1.3.2 Võimsusturu osalised Inglismaal

Inglismaa võimsusturul on väljakujunenud järgnevad turuosalised:

- A. Uued ning eksisteerivad tootjad. Siia alla kuuluvad tootjad, kes ei ole siiani mõne muu madala emissiooni plaani all või ei ole pikaajalises STOR lepingus.
- B. Organisatsioonid, kellel on omal kohapealne tootmisallikas. Aitavad kaasa seeläbi, et suurendavad enda genereerimisallika võimsust, mistõttu väheneb süsteemi kogutarbimine.
- C. Koostootmisjaamad.
- D. Tarbimisjuhtimis ettevõtted. Organisatsioonid või agregaatorid, kes vähendavad enda tarbimist, et muuta tipukoormused madalamaks ning sujuvamaks. See on hea võimalus hoiduda tootmisemahu suurendamisest ning selle asemel vähendada kogu süsteemi tarbimist.
- E. Elektrisalvestid. Võimalus väga kiiresti reageerida puudujäägile ning pakkuda reservvõimsust süsteemihaldurile.
- F. Välisühendused. Suudavad pakkuda paindlikust taastuenergia suure osakaalu ning tootmisvõimsuste raskesti ennustatavuse puhul.

Energiaallikate järgi oli Inglismaal 2017/2018 hooaja võimsusturul suurima osakaaluga kombineeritud tsükliga gaasiturbiinid (46%), millele järgnesid tuumajaamad (16%) ning koostootmisjaamad (9%). [11]

Inglismaa võimsusturu puhul on probleemiks tarbimise juhtimise vähene kaasamine turul. See on tingitud sellest, et turul osalemise tingimused on erinevad ning soosivad pigem fossiilsete kütustega elektrijaamu.

2 Süsteemiteenused ning suhestus võimsusturuga

Elektriülekanne ja -jaotuse kõrge kvaliteedi, usaldusväärsuse ja turvalisuse tagamiseks on võrguettevõtjad üha enam võtnud kasutusele meetmeid, et hoida võrgusagedust, pinget ja koormust teatud piirides või taastada nende normaalne vahemik koheselt pärast rikkeid. Need lisateenused on elektrienergia töökindluse seisukohalt vägagi olulised. Lisateenuste puhul eristatakse paindlikkuse-, reservi-, reaktiivenergia-, taastamise- ning reguleerimisteenuseid. Kuigi võimsusturgu kasutatakse peamiselt raha- ning võimsuse puudujäägi likvideerimiseks, võimaldab see ka süsteemiteenuste hõlpsamat osutamist ülekandevõrgu- või jaotusvõrgu operaatoritele.

Tabel 2.1. Inglismaa võimsusturul pakutavad süsteemiteenused [12]

Võimsusturg	Sageduse taastamise teenused	Reservi-teenused	Reaktiivenergia	Taastamise teenus	Reguleerimisteenused
-------------	------------------------------	------------------	-----------------	-------------------	----------------------

Tabelis 2.1 on näidatud, milliseid teenuseid on kaasatud Inglismaa võimsusturul. Need on märgitud sinisena ning hallina on süsteemiteenused, mida ei osutata läbi võimsusturu. Võimsusturu eeliseks on erinevate süsteemiteenuste koondamine. See on peamiseks väärtuseks lisaks reservi tagamisele, miks mõned riigid on võimsusturu kasutusele võtnud.

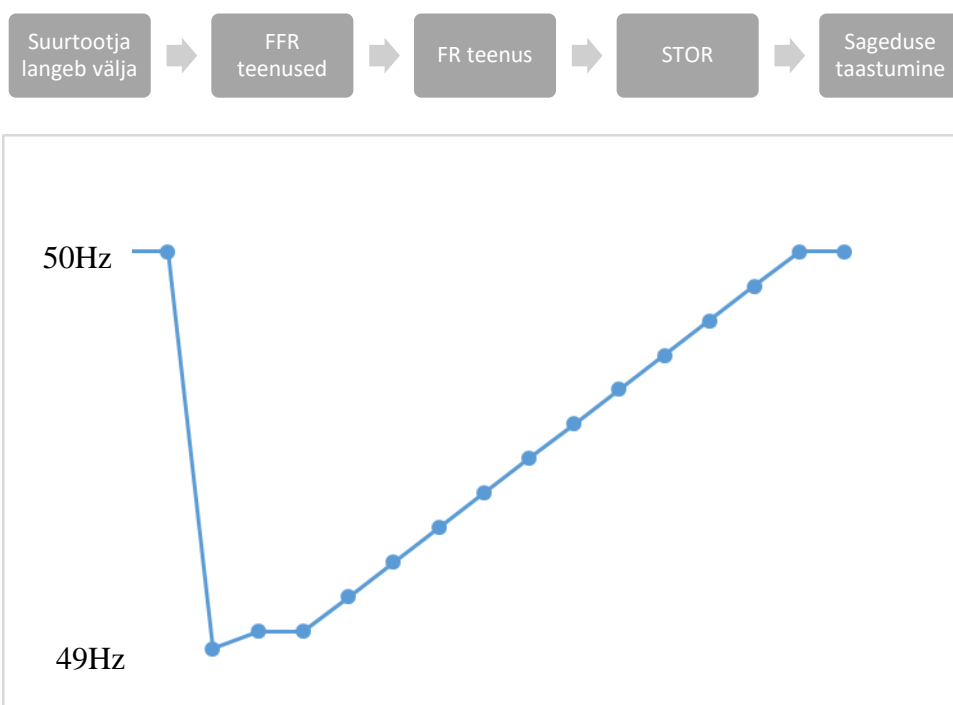
2.1 Inglismaa süsteemiteenused ning bilansi tagamine

Inglismaal kasutab süsteemihaldur sageduse hoidmiseks peamiselt kolme erineva süsteemiteenusega: „kindla sageduse hoidmine“ ehk FFR (Firm Frequency Response), „kiire reserv“ ehk FR (fast reserve) ning „Lühiajaline opereerimis reserv“ ehk STOR (short term operating reserve).

FFR toode jagatakse kaheks – dünaamiline ning mitte-dünaamiline. Paralleele antud tootega Põhjamaade riikides võib tuua automaatselt „aktiveeritav sageduse taastamise reservi“ (automatically activated frequency restoration reserve) ning „käsitsi aktiveeritavate sageduse taastamise reservidega“ (manually activated frequency restoration reserve). Antud tooteid hangib süsteemihaldur üks kord kuus läbi enampakkumise. Selleks, et lihtsustada agregaatrite osalemist ning pakkumiste tegemist on minimaalseks võimsuseks seatud 1 MW. Lisaks pakuvad veel suuremad generaatorid automaatset sageduse reguleerimist, mis on neile seatud kohustuslikuks. STOR toote puhul toimub aastas kolm hanget ning minimaalseks osalusvõimsuseks on 3 MW, seda siis üksiku tootjana või agregeeritult. Antud üksused peavad reageerima süsteemihalduri

nõudlusele 20 minuti jooksul ning suutma hoida üleval 4 tundi vajalikku võimsust. FRi hangitakse aga igakuiselt ning selle puhul on minimaalseks osalusvõimsuseks 50 MW. Need tootmis- või tarbimisallikad peavad suutma enda võimsust muuta 50 MW 2 minuti jooksul ning hoidma soovitud taset vähemalt 15 minutit. Reservteenuste peamiseks pakkujateks on suured elektritootjad, jaotusvõrguga ühenduses olevad väiketootjad, tarbijad või agregeeritud võimsused nii tootjate kui tarbijate näol. [10]

Reservteenuste suhestus sageduse taastamise teenustega on näidatud joonisel 2.1. Juhul, kui mõni suurtootja langeb tootmisest välja, avaldab see koheselt mõju ka sagedusele. Peale sageduse kukkumist, rakenduvad kiiremad tooted nagu FRR ning FR ja hiljem lõplikuks taastamiseks kaasatakse vajadusel ka STOR toodet.



Joonis 2.1. Sageduse taastumise ning reserviteenuste rakendamine Inglismaa näitel

2.2 Süsteemiteenused Eestis ning Põhjariikides

Vaatamata sellele, et nimetused võrreldes Inglismaa süsteemiga on erinevad, on oma põhimõtelt kahe erineva piirkonna süsteemiteenused väga sarnased. Ülevaade Põhjamaal kasutuses olevatest süsteemiteenustest ning nende käivitamisaegadest on väljatoodud alljärgnevas tabelis 2.2. Tootegruppidega on kasutusele võetud FCR ehk sageduse hoidmise reserv, FRR ehk sageduse taastamise reserv ning RR ehk asendusreserv.

Tabelist 2.2 on näha võrdlus erinevate toodete minimaalse võimsuse kohta, mis annab indikatsiooni, kuhu on agregatoritel lihtsam siseneda. Seetõttu on seatud sagedusturu toodete minimaalsed võimsused 0,1 MW ning 1 MW peale, mida on soovitatud ka Põhjariikide põhivõrguettevõtjate poolt.

Tabel 2.2 Põhjariikide süsteemiteenused [13]

Süsteemiteenus	Minimaalne võimsus	Aktiveerimisviis	Aktiveerimisaeg
FCR-N	0,1 MW	Lineaarne reguleerimine, et hoida sagedus 49,9-50,1 Hz vahemikus	3 minutit
FCR-D	1 MW	Lineaarne reguleerimine juhtudel, kui sagedus langeb alla 49,9 Hz. Täisvõimsus lisatakse 49,5 Hz puhul	5 sekundit kuni 50% ning 30 sekundit kuni 100% võimsuseni. Astmeline reguleerimine
FCR-D (Releega juhitud allikad)	1 MW	Alternatiivsena katkestuse puhul	5 sekundit kui $f \leq 49.7$ Hz 3 sekundit kui $f \leq 49.6$ Hz 1 sekundit kui $f \leq 49.5$ Hz
aFRR	5 MW	Süsteemihalduri nõudmisel	Alustus 30 sekundi sees. 2 minutiga täisvõimsusel
mFRR	5MW / 10MW	Vastavalt pakkumistele	15 minutit kuni täisvõimsuseni

2.3 Käsitsi reguleeritava sageduse reserv (mFRR)

Eesti on hetkel veel osa BRELLi sünkroonlast, mis tähendab, et meie automaatse sageduse reguleerimise tagab enamasti Venemaa süsteemihaldur. Sellele vaatama peab Eesti suutma ka iseseisvalt sagedust hoida saartalitluse ajal. Mõningad eralduskatsed on läbi viidud, mis näitasid Eesti võimet tagada ka sageduse stabiilsus ilma Venemaa abita.

Bilansi hoidmine tagatakse koostöös teiste organisatsiooni kuuluvate riikidega. Süsteemihaldur tagab süsteemiteenuste või avariireservi õigeaegsuse ning piisava koguse. Ainsa reguleerimisreservi tootena kasutab Eesti süsteemihaldur Elering vaid käsitsi aktiveerivate sageduse taastamise reservi.

Ülejäänud tooteid nagu automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv, sageduse hoidmise reserv või asendusreserv, Elering hetkel veel ei hangi. Bilansihaldurid vastutavad korrektsete prognooside eest, kuid kui eksimus peaks olema ± 50 MWh, siis peab süsteemihaldur käivitama valiku koguse reservvõimsust, et tagada tasakaalustamine. Kõrvekaldega alla ± 50 MWh otsustatakse aktiveerimine iga olukorra puhul individuaalselt. [14]

Reguleerimisreservide pakkumistest koostatakse Balti süsteemihaldurite poolt ühine pakkumiste nimekiri. Iga turuosaline saab edastada reguleerimisreservi pakkumise oma piirkonna süsteemihaldurile, kes edastab pakkumise Balti ühisesse pakkumiste nimekirja. Reguleerimisreservide pakkumisi saab teha nii üles- kui ka allareguleerimiseks. Elering peab tagama koostöö ning läbirääkimised naaberriikide süsteemihalduritega, et ka teistel riikidel oleks informatsiooni reguleerimisreservide kasutusest. Reguleerimisreserv peab olema aktiivne 15 minutit peale tellimuse esitamist ning klient peab suutma tagada antud võimsust kuni operatiivtunni lõpuni. [2]

Üks viis kaasata tarbimise juhtimist ning agregeerimist rohkem on teha seda läbi reguleerimisturu. Antud juhul on oluline, et turule kaasatakse ka teisi teenuseid lisaks käsitsi reguleerimisteenusele, mis tagab laiapõhjalise tooteportfoolio ning suurenenud väärtuse agregaatritele. Eesmärk oleks liikuda üha enam reguleerimisturu poole, mis võtab arvesse tarbijaid (juhitavad koormused, energiasalvestid, mikrotootmine) ning taastuenergia väiksemaid tootmisüksuseid. Reguleerimisturu paremaks toimimiseks läbi erinevate riikide ning nende süsteemihaldurite oleks vaja välja tuua pakkumiste võimsus, vähim kestus, vähim käivitamisaeg, millest igal süsteemihalduril oleks võimalik vastavalt enda olukorrale selekteerida sobiv teenuse osutaja. [2]

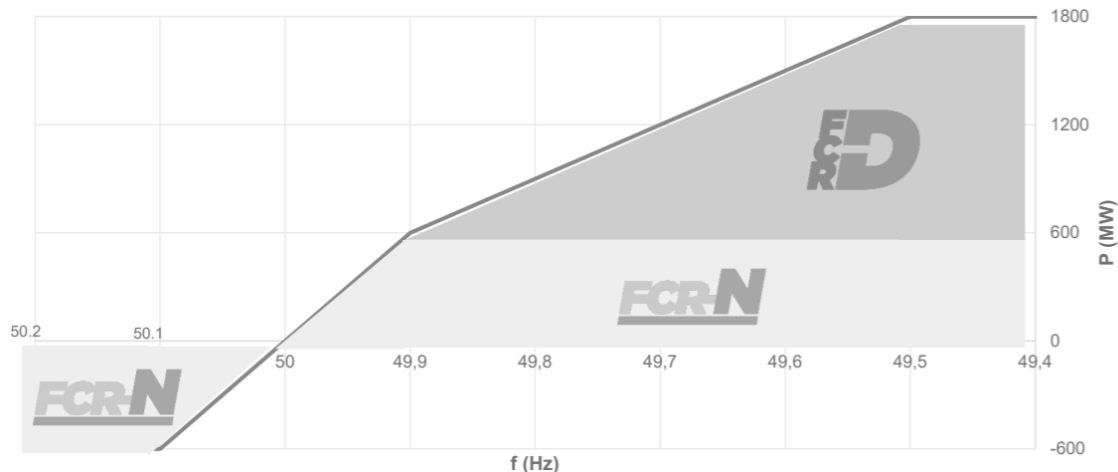
2.4 Aktiveeritav sageduse taastamise reservi (aFRR)

Antud toode on mõeldud elektrisüsteemi automaatseks sageduse taastamise reserviks ning kasutatakse peamiselt teatud aegadel hommikuti ning õhtuti. Põhjariikide kogumaht antud süsteemiteenuse puhul on 300 MW. Minimaalseks sisenemise võimsuseks 5MW ning teenuse hinda hoitakse vastavuses reguleerimisturu hindadega. Kasutatakse nii üles- kui ka allareguleerimisel. [15]

2.5 Sageduse hoidmise reserv normaal- ning avariitalitusel (FCR-N ja FCR-D)

Sageduse hoidmise reserv normaaltalitusel ning avariitalitusel on kiirema loomulisemad tooted, mida ka Eestil on plaanis alates aastast 2025 kasutusele võtta. Põhjariikide kogu hangitav võimsus FCR-D toote puhul on 1200 MW ning FCR-N puhul 600 MW. Antud tooted on automaatsed ning normaaltalitluse puhul on eesmärgiks hoida sagedust vahemikus 49,9-50,1 Hz. Hangitakse tunniturul, millel on võimsustasu vastavalt olemasolule ning aktiveerimistasu vastavalt jagatud võimsusele. Minimaalseks võimsuseks antud toote puhul on 0,1 MW. Avariitalitluse toodet kasutatakse vaid ülesreguleerimisel. Tegemist on tootega, mida kasutatakse suuremate sageduste kõikumiste puhul, kui peaks mõni suurem tootja välja langema. Antud toodet hangitakse samuti peamiselt tunniturul, aga ka hulgiturul. Minimaalseks võimsuseks on 1 MW. [15]

Joonisel 2.2 on selgitatud sagedusturu kasutust vastavalt süsteemisagedusele. Kuni sagedusvahemikuni 49,9-50 Hz reguleeritakse sagedust ainult FCR-N tootega ning kui sagedus langeb alla 49,9 Hz hakatakse lineaarselt võimsusega mõjutama sagedust ka FCR-D tootega, mis rakendatakse täisvõimsusel, kui sagedus langeb 49,5 Hz peale.



Joonis 2.2 FCR toodete kasutatavus vastavalt sagedusele [15]

3 Agregeerimine

Mitmeid aastakümneid oli energiatootmine ainuüksi suurte elektrijaamade käes ning seeläbi kaeti ühiskonna elektrivajadus. Taastuenergia osakaalu ning detsentraliseeritud energiatootmise suurenemine on endaga kaasa toonud vajaduse muuta elektrituru ning energiasüsteemi toimimist. Üks viis saavutada puhtam, kindlam ning efektiivsem elektrisüsteem on mitte ainult läbi puhtamate tootmisallikate vaid ka tänu paindlikule ja targale elektritarbimisele. Tarbimise muutmine läbi tipukoormuse vähendamise ning taastuenergia allikate ära kasutamine ajal, mil need on kättesaadavamad, nimetatakse tarbimise juhtimiseks.

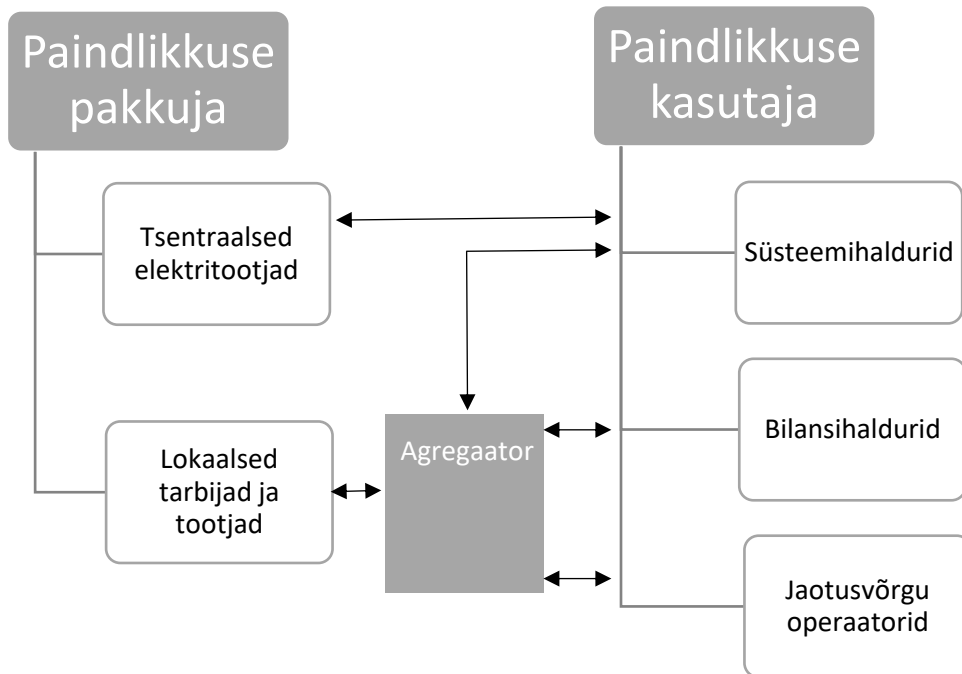
Agregeerimine on oma olemuselt tarbijate või väiketootjate koondamine üheks tervikuks, mille läbi on koondajal võimalik juhtida nende alla kuuluvaid üksuseid vastavalt süsteemihalduri vajadusele või kasumlikusele. Tänu tarbijate koondamisele on võimalik vähendada tipukoormust. Selle asemel, et suurendada toodetavat elektrikogust on alternatiiviks tootmise- ning tarbimisbilansi hoidmiseks hoopis tarbimise vähendamine. Tarbimise juhtimine ei ole ainuke viis, kuidas süsteemihaldurile väärtust luuakse. Hajatootmine ning taastuenergeetika leiab üha suuremat kasutust meie ühtses elektrisüsteemis ning juba aastaks 2025 on seatud eesmärk taastuenergia osakaaluks 25%. [16] Kuna taastuenergia on juhtimatu energiaallikas võib tekkida olukord, kus tuulegeneraatorid toodavad üleliigselt elektrit ning sageduse hoidmiseks tuleb hoopis tarbimist suurendada.

Agregeerimisel on võtmeroll elektrisüsteemi paindlikumaks muutmisel:

1. Agregaator tagab tarbijate koondamise ning nende paindlikkuse maksimaalse ärakasutamise.
2. Agregaatorina on võimalik koondada väiksemaid tootmisüksusi, mida tehes on võimalik osaleda elektri- või võimsusturul.
3. Agregaator tagab energiasüsteemi paindlikkuse. (Selle pakkumise elektri- ja/või võimsusturule)
4. Agregaator on elektrituru uus roll, mida on võimalik kandma hakata eksisteerivatel tootjatel ning turuosalistel või uutel tegijatel.

Agregaatorite roll paindlikkuse väärtusahelas (vt joonis 3.1) on olla vahelüli erinevate lokaalsete tarbijate ja tootmisüksuste ning paindlikkuse kasutajate vahel, kelleks on süsteemihaldurid, bilansihaldurid ja jaotusvõrgu operaatorid. Süsteemihaldurile aitab agregator vahendada primaar,

sekundaar ning tertsiaalkontrolli, vähendada ülekoormuste teket ning pakkuda läbi võimsusturu või strateegilise reservi teisi süsteemiteenuseid. Bilansihalduritel on kasu agregaatortest spot ning päevasisesel kauplemisel, bilansi tagamisel ning portfoolio haldamisel. Jaotusvõrgu operaatorid saavad kasu lõigata pingereguleerimise ning ülekoormuste vähendamise näol.



Joonis 3.1. Agregaatore roll väärtusahelas

Agregeerimisel on neli peamist väärtust energiasüsteemile [17]:

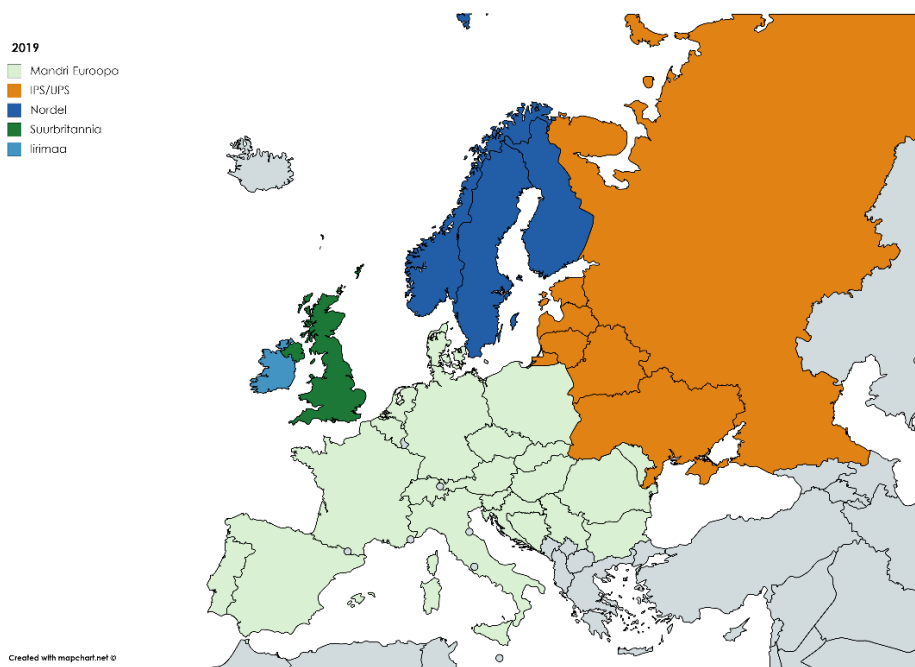
- Aitab vähendada tarbijate kulu elektrile.
- Jaotusvõrgu ettevõtted saavad vältida või lükata edasi võrgutöid.
- Bilansihalduritel on kergem hallata enda portfooliot ja tagada bilanss enda tootjate ja tarbijate vahel.
- Süsteemihalduritel on suurem valik paindlikkusele tootmise ja tarbimise balansi hoidmiseks ning agregeerimine aitab tagada süsteemi varustuskindlust.

3.1 Agregeerimise vajadus Eestis

Antud peatükis käsitleme põhjuseid, miks ja kui suur on Eestis agregeerimise ning seeläbi elektrisüsteemi paindlikumaks muutmise vajadus.

3.1.1 Väljumine BRELL koostööorganisatsioonist

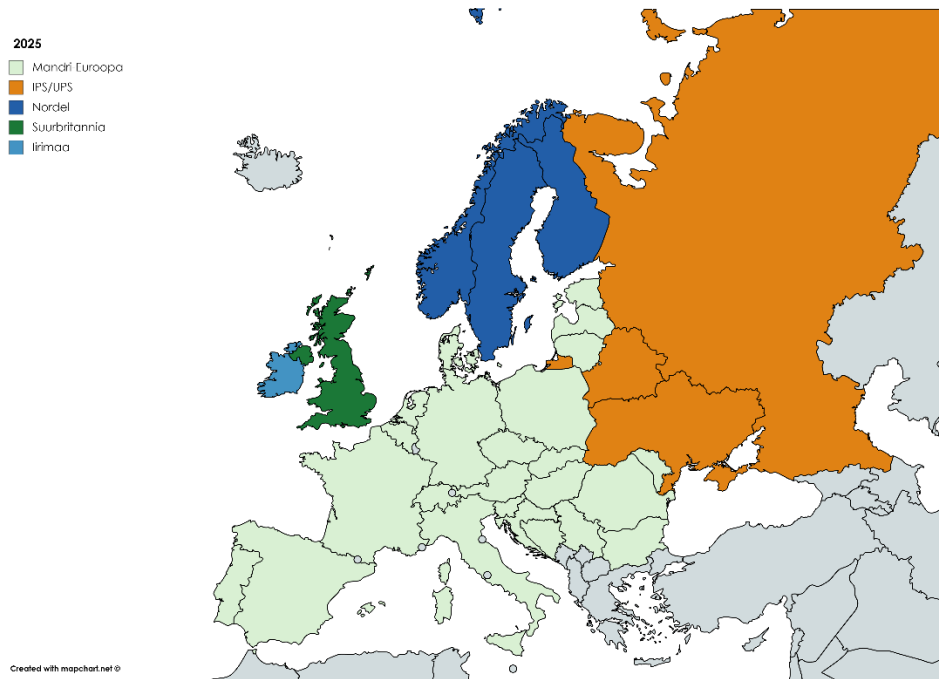
Aastal 2025 aset leidev desünkroniseerimine Venemaast ning ühendamine Mandri-Euroopaga (joonis 3.3) tähendab, et Eesti lahkub ka BRELL koostööorganisatsioonist (joonis 3.2), kes on siia maani pakkunud ning viinud läbi automaatset sagedusereguleerimist.



Joonis 3.2 Sünkroonala Euroopas aastal 2019

Antud eesmärk on võetud 2030 aasta Eesti energiamajanduse arengukavva, et suurendada Eesti sõltumatust Venemaa Ühtsest Energiasüsteemist ning tagada energiajulgeolek. Seetõttu on Eesti ning ka ülejäänud Baltiriigid aastal 2025 olukorras, kus peame tagama automaatse sagedusereguleerimise ning ka valmisoleku primaar- ning sekundaarreservi tagamiseks. Oluliseks punktiks on tagada Baltiriikide toimimine ka saartalitlusena enne aastat 2025, millega tagatakse ka Euroopa süsteemihaldurite kokkulepe ning vajadus, et iga riik peab suutma tagada enda varustuskindluse igal aja hetkel ka iseseisvalt. [18] [19]

Aastast 2018 on Baltiriikidel ühine reguleerimisturg, mille peamiseks vajaduseks on mFRR teenuse pakkumine ning ka ühine bilansihaldus. Ühise Balti reguleerimisturu eesmärk on kehtestada samad eeskirjad ja põhimõtted kõigi bilansihaldustegevuste jaoks, stimuleerides konkurentsi ja samal ajal tagades turuosaliste võrdne kohtlemine sõltumata riigist, kus ta tegutseb. Seeläbi on võimalik tõsta nii kulutõhusust kui ka suurendada tarbijate heaolu. [20]



Joonis 3.3 Sünkroonalad Euroopas aastal 2025

3.2 Agregerimise tüübid

Kaheks peamiseks agregerimise viisiks on tarbimise juhtimine (DR) või virtuaalne elektrijaam (VPP). Järgnevatel peatükkides on väljatoodud mõlema agregerimise tüübi olemus ning struktuur. Peamine erinevus on võimekuses ning kogukulus, kuna VPP on mõeldud kaasama ka hajatootjaid.

3.2.1 Tarbimise juhtimine (DR)

Eksisteerib kahte erinevat tüüpi tarbimise juhtimist. Kuigi mõlemal juhul on tähtsamaiks rolliks tarbija, siis eristuvad need kaks tüüpi aktiveerimisaja ning turule pakutavate väärtuste poolest. Kontrollitavad rakendused hoonetes on peamiselt kütte- ja ventilatsiooni süsteemid, kodused tarbijad (nõudepesumasinaid, külmikud ja kuivatid), salvestid (Elektriautode akud, soojuspumbad) ning kõik tööstuslikud tarbijad. [21]

Kaudne ehk hinnapõhine tarbimise juhtimine tähendab turuosalise elektri tarbimise korrigeerimist vastavalt hinnasignaalidele (nt kõrge elektrihinnaga tundidel lülitatakse osad elektriseadmed välja) – selline tarbimise juhtimine ja seeläbi oma elektriarve optimeerimine on kõikidel turuosalistel võimalik iseseisvalt, ilma vahendava osapooleta (elektrimüüja, agregator, bilansihaldur) juba praegu. [4] Antud mudelil on aga väiksem väärtus elektripakkujatele ning bilansihalduritele. Mõnes Põhjamaa riigis on võimalik tarbijatel osaleda hinnapõhise tarbimise programmis. Peamiseks on

reaalajahinna järgi tarbimise juhtimine, kus vähendatakse enda tarbimist tipukoormuse ajal või lükatakse teatud tarbimised odavamale ajale. [22]

Otsene tarbimise juhtimine tähendab aga energia (või võimsuse) ette müümist, misjärel tuleb turuosalisel vastavalt müüdule oma (portfelli) tarbimist (või tootmist) kohandada – selline tarbimise juhtimine on Eestis võimalik reguleerimisturul (mFRR standardtoode). Reguleerimisturul osalemine on turuosalise jaoks võimalik läbi vahendava osapool (bilansihaldur, agregator), kes koondab pakkumised turule edastamiseks kokku või otse turul osalemine, kui üksikult pakutav võimsus on selleks piisavalt suur (vähemalt 1 MW). [4]

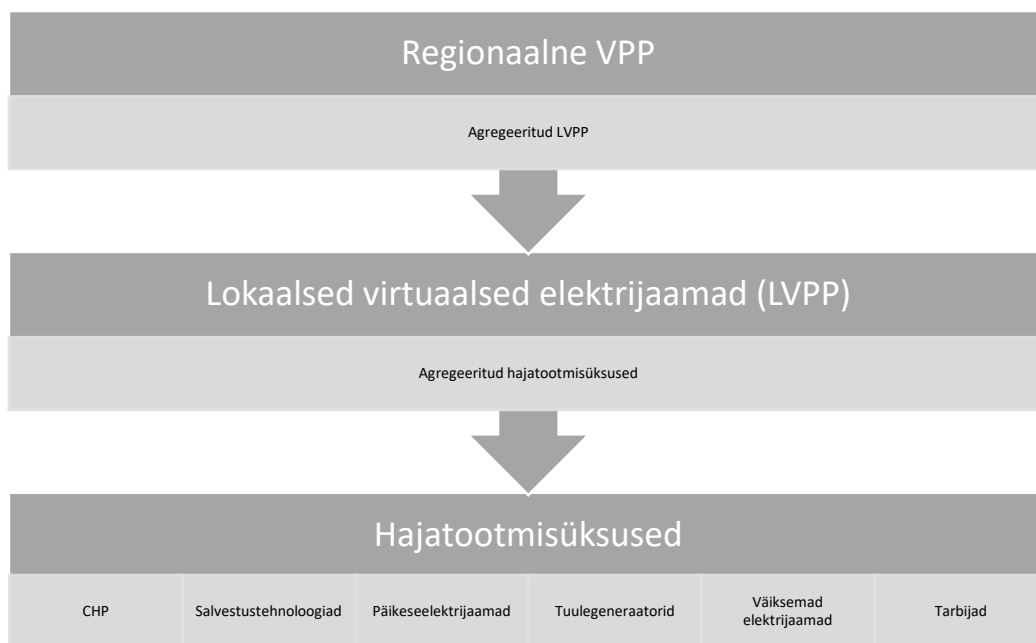
Seetõttu on väiksematel tootmisüksustel võimalus turul osaleda vaid läbi DR programmide. Agreeriv osapool maksab tarbijatele otse muudetud tarbimise eest ning seda nii üles- kui ka allareguleerimise puhul. Otsene tarbimise juhtimine on paindlikum teenuse pakkujate jaoks ning neil on suurem kontroll tarbitavate võimsuste üle, mis aitab pakkuda süsteemiteenuseid süsteemioperaatoritele või väärtust teistele turuosalistele. Olenevalt riigi energiapoliitikast võib see olla olulise väärtusega sageduse hoidmisel ning süsteemi varustuskindluse tagamisel. Turuosalised, kes on kaasatud tarbimise juhtimise juures on süsteemihaldur, jaotusvõrguettevõtted, elektrimüüjad, bilansihaldurid ning tarbijad. Peamised suhted ning rollid on ära kirjeldatud alljärgnevas tabelis.

Tabel 3.1 Tarbimise juhtimise rollid [23]

Roll	Pakkumised	Kellele
Agregaator	Maksab bilansihalduri energia puudujäägi eest.	Bilansihaldurile
	Elektriturule ligipääs DR toetused	Tarbijatele
	Süsteemiteenused	TSO
	Võrgubilansi tagamise teenused	DSO
Elektrimüüja	Toetused ning leping kaudse tarbimise juhtimise puhul	Tarbijatele
Tarbija	Tarbimise profiil	Agregaatoritele
	Otsene kontroll	Elektrimüüjatele
	Suuremad tarbijad saavad otse osaleda turgudel	Võimsus- või paindlikusturgudel.

3.2.2 Virtuaalsed elektrijaamad (VPP)

Virtuaalsed elektrijaamad agregeerivad enda alla juhitavad tarbimist või tootmist ning pakuvad seda turgudele. Läbi hajatootmisüksuste agregeerimise ning paindliku juhtimise tagavad virtuaalsed elektrijaamad elektrisüsteemi stabiilsema toimimise ja teenivad selle pealt tulu nii endale, kui ka agregeeritud osapooltele. VPP haldajateks on üldjuhul agregatorid, aga ka bilansihaldurid ning jaemüüjad. Peamised kasusaajad antud teenusest on elektritootjad, tööstused, võrguettevõtted, elektrimüüjad ning võrguettevõtted. [23]



Joonis 3.4 VPP struktuur ning agregeeritavad üksused

Jooniselt 3.4 on näha peamised hajatootmisüksused, mida üks virtuaalne elektrijaam saab enda kasutusse võtta. Tootmise poolelt on peamisteks osalisteks koostootmisjaamad, päikeseelektrijaamad, tuulegeneraatorid ning muud väiksemad elektrijaamad võimsusega alla 1 MW. Tarbimise poolelt on paindlikust pakkuda suutvad tarbijad ning erinevad salvestustehnoloogiad [24]. Üks üha levinumaks paindlikuks tarbijaks on elektriautod tänu *vehicle-to-grid* (V2G) lahendusele.

Virtuaalsete elektrijaamade tegevuse ning eesmärgi võib jagada kolmeks - energiakauplemine, bilansitagamine ning võrgu- ja süsteemiteenuste pakkumine. Esimese puhul osaleb VPP lahendus hajatootmisallikate agregeerimise näol Nordpool spotil. Seeläbi on võimalik kasu saada väiksematel tootjatel, kellel muidu ei oleks võimalust pakkumisi teha. Agregeeriva osapoole roll on juhtida enda alla koondatud üksusi ning maksimaliseerida saadav tulu. [23]

Lisaks leiavad virtuaalsed elektrijaamad kasutust reguleerimisturul ning suudavad pakkuda bilansihalduritele võimekust tegeleda eabilansiga. Virtuaalsed elektrijaamad omavad laialdasemat teenuste portfooliot, kui enda alla on agregeeritud erinevat tüüpi üksusi. Ideaalis nii tootjaid kui ka tarbijaid, et oleks võimalus pakkuda nii primaar- kui ka sekundaarreguleerimist. Primaarreguleerimine toimuks läbi tootvate üksuste või salvestustehnoloogiate, mida on võimalik sekunditega aktiveerida – sünkroongeneraatorid või akud. Sekundaarreguleerimine toimuks läbi tootmise suurendamise hajaallikate poolt või läbi tarbimise juhtimise. [23]

3.3 Eesti Energia puidu- ja paberitööstuse klientide agregeeritav võimsus

Puidu- ja paberitööstuse ettevõtted töötavad suuremal osal ajast ning ilma seisakuteta. See tähendab aga, et tarbimise juhtimine ning agregeerimine on teatud määral piiratud, kuna ettevõtete eesmärgiks on tootmise maksimaliseerimine. Sellele vaatamata on tootmisprotsessides võimalik läbi optimeerimise saavutada suurema tarbimise nihutamine odavamale ajale või juhtida tarbimist vastavalt süsteemi või bilansihalduri vajadustele. Argo Rosin enda töös „Tarbimise juhtimine“ on jaganud passiivsed tarbimise juhtimise meetmed kolmeks:

- 1) Vabalt juhitud võimsus, mida on võimalik juhtida igal aja hetkel ning annab kindluse agregatorina osalemaks erinevatel turutüüpidel.
- 2) Tinglikult juhitud võimsus, mida on võimalik juhtida teatud aegadel ning situatsioonides, kus ajamid ei tööta ühtlasel koormusel. Antud meede erineb vabalt juhitudvast ligi 40% võrra.
- 3) Erandlikult juhitud võimsus, mida kasutatakse ainult olukordades, kus turuhind tarbimise juhtimise jaoks ületab toodetud materjali poolt tulevat kasumit või kui tegemist on avariiolukorraga.

Töötleva tööstuse puhul üldiselt kasutatakse tarbimise juhtimise puhul vahelao suurendamise meetodit, kus kallima elektri hinna juures vähendatakse märgatavalt tootmist ning peale seda kui elektri hind taas alla tuleb suurendatakse tootmist ning täidetakse puudujäänud toodete hulk.

Analüüsi puhul on kasutatud Ettevõtluse Arendamise Sihtasutuse (EAS) poolt läbi viidud Eesti metsa- ja puidutööstuse sektoruuring ning Argo Rosina tarbimise juhtimise uuringu puhul läbi

viidud pilootprojekte. Tarbimise juhtimise potentsiaal kogu tarbimisest puidu- ja paberitööstuses on väljatoodud tabelis 3.2. [4]

Tabel 3.2 Puidu- ja paberitööstuse tarbimise juhtimise potentsiaal protsentuaalselt kogutarbimisest [2]

	Vabalt juhitud võimsus	Tinglikult juhitud võimsus	Erandlikult juhitud võimsus
Paberitööstus	21%	8%	63%
Puidutööstus	66%	33%	74%
Keskmine	44%	21%	68%

Analüüsiks Eesti Energia kliendibaasi puidu- ning paberitööstuse potentsiaalset juhitud tarbimisvõimsust võeti arvesse klientide eelmise aasta kogutarbimist ning üleval väljatoodud tabelis (vt tabel 3.2) protsentuaalselt, et saada kokku keskmine tarbimisvõimsus. Eelduseks on, et vajalikku võimsust suudetakse üleval hoida vähemalt 1 tund.

Puidutöötlemise ning puit- ja korktoodete tootmise valdkonnas oli aastal 2017 koondatud ettevõtete kogutarbimine 295,4 GWh. See teeb keskmiseks tunni tarbimiseks ligi 33,7 MW. Paberi ning pabertoodete tootmise aastane kogutarbimine oli 229,7 GWh ning keskmiseks tunni tarbimiseks kujunes 26,2 MW. Tabelis 3.3 on näidatud agregeeritavad mahud, kui suudetakse tagada 21%-ne tarbimise juhtimise osakaal.

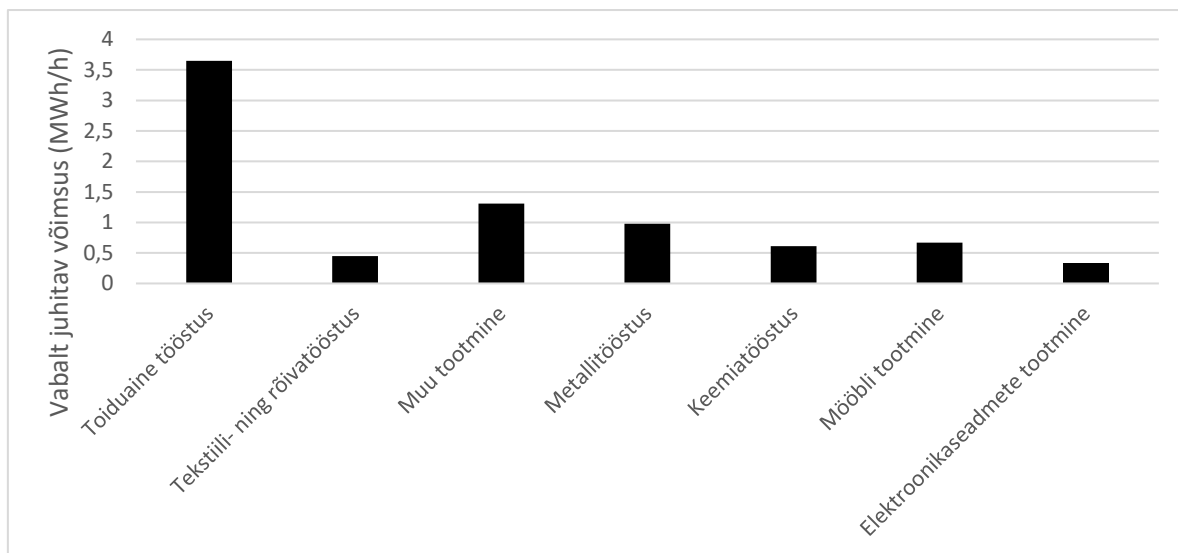
Tabel 3.3 Puidu- ja paberitööstuse tarbimise juhtimise potentsiaalne võimsus

	Vabalt juhitud võimsus	Tinglikult juhitud võimsus	Erandlikult juhitud võimsus
Paberitööstus	5,5	2,1	16,5
Puidutööstus	22,2	11,1	24,9

3.4 Eesti Energia ülejäänud tööstusharu klientide agregeeritav võimsus

Ülejäänud tööstusharude kohta puudub hetkel täpsem ülevaade ning ei ole viidud läbi sarnaseid pilootprojekte nagu on seda tehtud puidu- ning paberitööstuses. Seetõttu kasutatakse samu

eeldusi, mida puit- ning pabertööstuse puhul. Vabalt juhitava võimsuse osakaaluks on võetud 21% kogutarbimisest. Alljärgnevas tabelis on väljatoodud agregeeritavad võimsused vastavalt erinevatele tööstusharudele. Suurimaks potentsiaaliks peale puidu- ning paberitööstust on toiduainetööstuses, kus juhitava võimsuse osa on ligi 3,6 MWh/h.



Joonis 3.5 Eesti Energia ülejäänud tööstusharude agregeeritav võimsus

Eesti Energia töötleva tööstuse kogu vabalt juhitud võimsus on aga samade eelduste puhul 22,6 MWh/h. Siiski on siin arvesse võetud kõiki tarbijaid olenemata tarbitavast kogusest. Tegelikult on aga väga väikeste tarbijate koondamine aega nõudev ning kulukas tegevus.

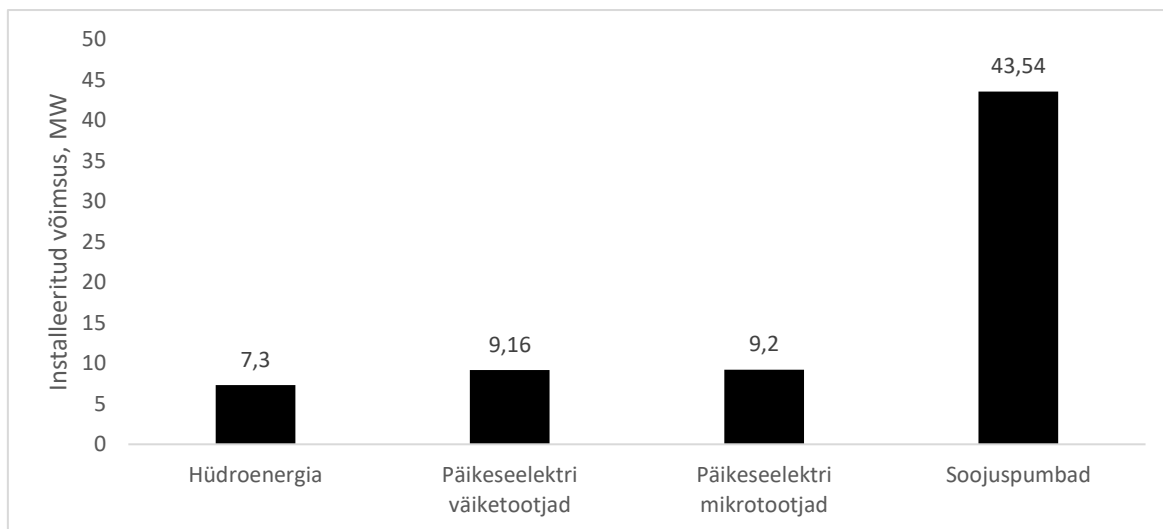
3.5 Väike- ja mikrotootjate agregeerimine ning energiaturul kaasamine

Mikrotootmiseks nimetatakse väikesemahulist elektrienergia tootmist ning seda taastuvatest energiaallikatest. Mikrotootmise peamine eesmärk on katta kodumajapidamise või ettevõtte enda vajadusi ning tarbimist. Nimivõimsuse piiriks on siinkohal määratud 15 kW kolmefaasiliste seadmete ning 3,68 kW ühefaasiliste puhul. Seatud nimivõimsuse puhul liitub klient läbi Elektrilevi madalpingega 0,4 kV. [25] [26]

Väiketootmise piirid aga eristuvad erinevate allikate puhul. Eesti Energia defineerib väiketootjat kui 0,015-1 MW suurust elektritootjat. [27]

Installeeritud väike- ja mikrotootjate võimsused Eestis on väljatoodud joonisel 3.6. Samuti on võetud arvesse soojuspumpasid, mille viimased andmed pärinevad aastast 2015. Installeeritud võimsuse poolest on suurim soojuspumbad (43,54 MW) [28].

Väiketootjate arv näitab pidevat tõusu ning 2017 aasta seisuga oli installeeritud võimsust 18,36 MW (v.a mikrotootjad). Mikrotootjad on Eestis 98% ulatuses päikesepaneelide omanikud (9,2 MW), aga on ka väiketuulikute omanikke. Hüdroenergia on aasta-aastalt olnud stagnatsioonis ning installeeritud võimsuseks Eestis on 7,3 MW. [26]



Joonis 3.6 Eesti väike- ja mikrotootjate installeeritud võimsus

Soojuspumbad pakuvad tänu enda tehnilisele eripärale huvi agregatoritele, olles ühed paindlikkuse tagajad. Euroopas kasutatakse soojuspumpasid tarbimise juhtimisel ning agregeerituna on soojuspumpadest kasu sageduse tagamisel, süsteemiteenustes, pöörleva reservi vähendamisel ning CO₂ heitmete vähendamisel [29]. Tegelikuses on aga vaja pilootprojekti raames uurida, kui palju on juhitava tarbimise osakaal soojuspumpade puhul, mis aitaks saada parema ülevaate nende agregeerimise potentsiaalid.

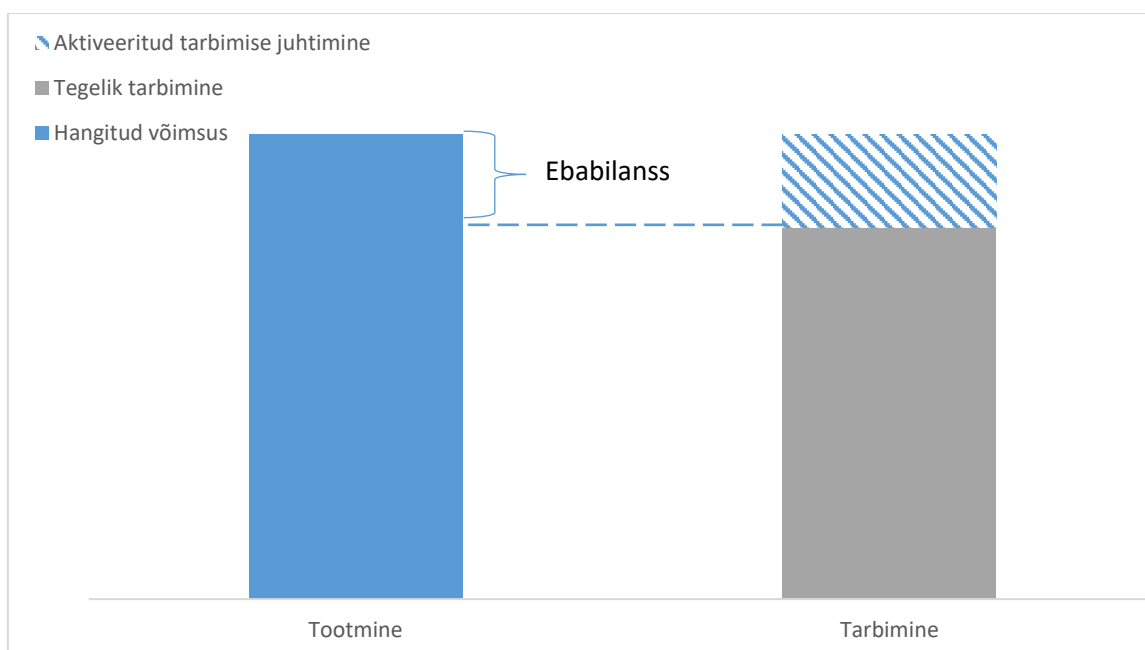
Väike- ja mikrotootjad energiaturul osaleda ei saa. Sellele vaatamata on võimalik agregeerituna saada kokku vajalik võimsus vastavalt turule ning teha pakkumisi. See tekitab lisandväärtust nii väike- ja mikrotootjatele, kui ka põhi- ja jaotusvõrguettevõtjatele. Suuresti määrab aga ära agregeerimise mõistlikkuse installeeritud võimsuse kättesaadavus, et tagada süsteemihalduri nõudmiste täitmine.

4 Agregerimise mudelid

Antud peatükis käsitletakse erinevaid mudeleid, kuidas agregatoritel on võimalik turule tuua. Selleks, et agregatorid saaksid osaleda energiaturul ning süsteemiteenustes on vaja välja arendada ärimudelid ja hinnata riske ning suhestust ülejäänud turuosaliste ja agregatorite vahel. Oluline on ka välja selgitada agregatorite õigused ning kohustused turul osalemiseks. Kuigi on USAs võimalik agregatorite ning tarbimise juhtimise ettevõtetal osaleda energiaturul ning süsteemiteenustes ilma bilansihaldurita, võib see tekitada süsteemis suuremat ebabilanssi.

Mõistlik on analüüsida põhjariikide kogemust, kuna nemad on juba aastaid erinevaid pilootprojekte agregerimise osas läbi viinud. Ette on võetud kaks peamist mudelit, mida on Põhjariikides implementeeritud ning leidnud rakendust kommertskasutuses. Tegelikult aga eeldavad erinevad süsteemiteenused erinevaid agregerimise mudeleid.

Oluline on tagada hästi toimiv kommunikatsioon erinevate osapoolte vahel, et hoida bilanssi ning tagada korrektne sagedus. Agregerimisel ning tarbimise juhtimisel võib olla vastasel juhul vastupidine efekt kogu süsteemile (vt joonis 4.1).

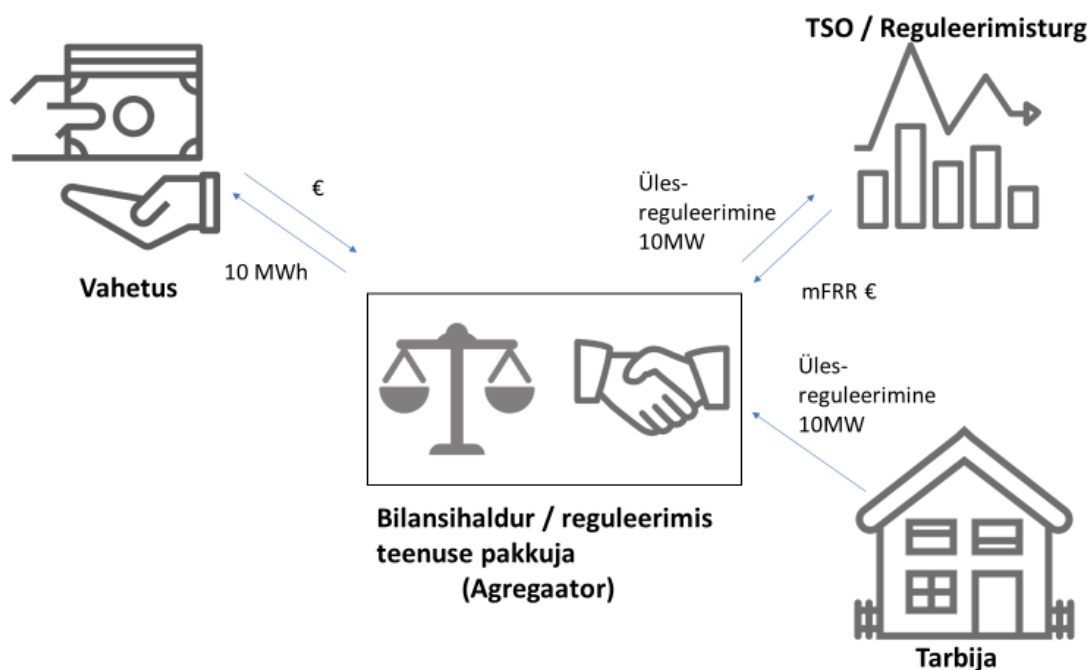


Joonis 4.1 Võimalik ebabilansi tekkimine läbi tarbimise juhtimise [13]

4.1 Integreeritud mudel

Üks lihtsamaid viise on laiendada agregeerimise või tarbimise juhtimise mudel bilansihalduritele ning liita need üheks turuosaliseks. Seeläbi on vastutavaks osapoolteks ka agregeeritud võimsuste tekitatud eabilansi eest üks turuosaline. Antud mudel on kasutusel ka Soomes ning teistes Põhjariikides. Antud mudeli puhul ei ole võimalik kolmandatel osapooltel otse turule pääseda ilma bilansihaldurita. Ainult juhul, kui bilansihaldur see, kes tagab agregeerimise ning tarbimise juhtimise. Antud mudeli puhul ei ole aga võimalik liita agregatorina nii tarbimise vähendamist kui ka tootmise suurendamist ühte ja samasse pakkumisse. [30]

Joonisel 4.2 on selgitatud info- ning rahavoogu erinevate osapoolte vahel. Agregator on liidetud kokku bilansihalduriga ning info soovitud reguleerimise kohta tuleb põhivõrguettevõtjalt. Seeläbi edastab tarbija agregatorile kokkulepitud võimsuses üles reguleerimist.

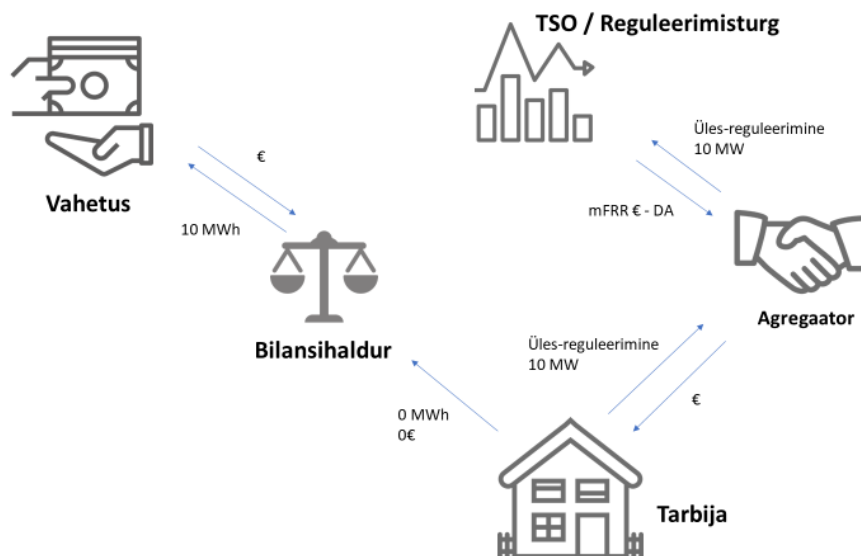


Joonis 4.2 Integreeritud mudel [30]

4.2 Hüvitamisega mudel

Antud mudelit on Soome kasutanud nii mFRR turul kui ka võtnud sammud implemteerimiseks FCR-N turul. Mudelis korrigeerib põhivõrguettevõtja bilansihalduri eabilansi mahud. Lisaks kompenseerib bilansihaldur agregeerija poolt eelnevalt kindlaksmääratud hinna. Kompenseerimise hinna määramiseks on mitmeid võimalikke mudeleid: DA (day-ahead) hind, DA hind + marginaal (nt reguleerija poolt määratud) või jaehind, mis koosneb DA hinnast ja tarnija marginaalist. [30]

Pilootprojektis kontrollib põhivõrguettevõtja reaajas aktiveeritud võimsust, mida agregator edastab põhivõrguettevõtjale vastavalt Põhjamaade mFRR turu üldnõuetele. Põhivõrguettevõtja arvutab tegeliku tarne ja bilansihalduriga seotud reservide aktiveerimisest tingitud eabilansi. Seejärel likvideerib põhivõrguettevõtja tekkinud eabilansi kaubeldes bilansihalduriga, millele kehtib aktiveerimisajal olnud turuhind. Agregator teenib vahe mFRR-i hinna ja päeva-eelse turuhinna vahel tasakaalustamise teenuse eest. Suhe erinevate osapoolte vahel on väljatoodud alljärgneval joonisel 4.3. [30] [13]

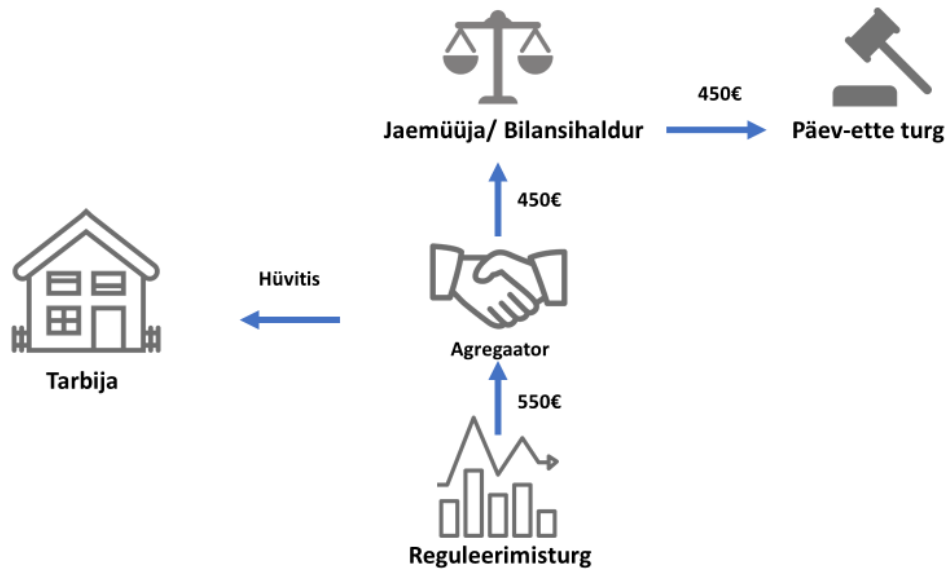


Joonis 4.3 Hüvitamisega mudel [13]

Andmete ja finantsi vahetus toimub antud mudeli puhul järgmiste osapoolte vahel:

- Hüvitis põhivõrguettevõtjalt agregatorile;
- TSO ja bilansihalduri vahelise aktiveeritud võimsuse hüvitamine;
- eabilansi reguleerimine: müük TSO ja bilansihalduri vahel;
- kahepoolne leping tarbija ja agregatori vahel;
- infovahetus TSO ja agregatori, agregatori ja bilansihalduri ning agregatori ja tarbija vahel.

Lihtsustatud rahavoo näidis antud mudeli puhul on väljatoodud alljärgneval joonisel 4.3. Näidiseks on võetud olukord, kus agregator pakub reguleerimisturule 10 MW enda alla kuuluva tarbija võimsust (tarbimist). Päev-ette turu hind on 45€, üles reguleerimise hind 55€ ning bilansienergia hind samuti 55€.



Joonis 4.3 Rahavoog hüvitamisega agregeerimise mudeli puhul

4.3 Agregeerimise mudelite järeldots

Eestil on hea võimalus analüüsida Põhjariikides toimivaid lahendusi ning neid implemeterida. Samuti saame analüüsida meil tekkivaid sagedusturu tooteid ning aFRR. Eesmärk on tagada naaberriikidele võimalikult sarnased tingimused ning mudelid, mis kõik lõppkokkuvõttes aitab kaasa süsteemi paindlikkuse tõusule. Arendatav paindlikkusteenuste platvorm peaks lihtsustama agreggaatorite osalemist ning omama selget mudelit tegelemaks eabilansi ning arveldusega.

Põhjariikide põhivõrguettevõtjate sõnul on hetkel kõige potentsiaalsem hüvitamisega mudel, mis on hetkel testimisel ning juba kommertskasutuses. Antud mudel pakub paindlikust ning on erinevatest mudelist kõige paremini tasakaalus ja eabilanssi lahendamise on arusaadavam. Lisaks on see mugav mudel agreggaatorite jaoks ning turule sisenemine on tehtud võimalikult lihtsaks. [13]

Tarbimise juhtimisest tekkivad lisakulud on vastuolus ainult energiaturule keskenduvate põhimõtetega nagu seda on Põhjamaade turul. Sellel võib olla negatiivne pikaajaline mõju investeringutele, kui tekkiv puudus ei peegeldu energiahindades [13]. Hüvitamisega mudel sobib katmaks pea kõiki süsteemiteenuseid ning turge väljaarvatud FCR-D turgu [30].

5 Süsteemiteenuste potentsiaal Soome näitel

Soome on osa Põhjamaade ühendsüsteemist NORDEL Rootsi, Norra ning Ida-Taaniga. Nii nagu on omavahel kokku leppinud kolm balti riiki reguleerimise ning reservi tagamisega on ka need neli riiki. Antud süsteemi puhul kasutatakse põhilise süsteemiteenusena sageduse hoidmise reservi (FCR), mis jaguneb kaheks: normaaltalitusel (FCR-N) ning häiretalitluse (FCR-D) puhul. Viimast hoitakse juhtuteks, kui peaks mõni suurem tootja välja langema ning selle mõju sagedusele on suurem kui 0,5 Hz. Tavaolukorras hoitakse Põhjamaade ühendsüsteemis 1200 MW suurust FCR-D teenust üleval, et tagada süsteemi töökindlus ka häiringute puhul. Suurema sageduse kõikumise puhul, kui 0,5 Hz võib kaasnedagi juba tundlikumate tarbijaseadmete seiskumine ja avariitõrjeautomaatike rakendamine. [31] [32]

FCR-N toodet hoitakse süsteemis 600 MW suuruse reservina. Ühiselt hoitud võimsus jagatakse ära riigiti vastavalt aastasele kogutarbimisele. Seetõttu on võimalik tõmmata ka paralleelsele Eestiga, võttes arvesse tarbimise suhet [32]. aFRR mahtu hoitakse NORDELLis 300 MW, mis on mõeldud peamiselt hommikuste ning õhtuste tipukoormuste puhul sageduse reguleerimiseks.

Süsteemiteenustele nagu FCR ja aFRR avaneb Eestis kasutusvõimalus aastal 2025. Antud teenuste mahtu ja potentsiaali agregatorite jaoks on võimalik hinnata senise Soome statistika abil. Aastal 2017 olid Soome kohustused ning hanke allikad järgnevad:

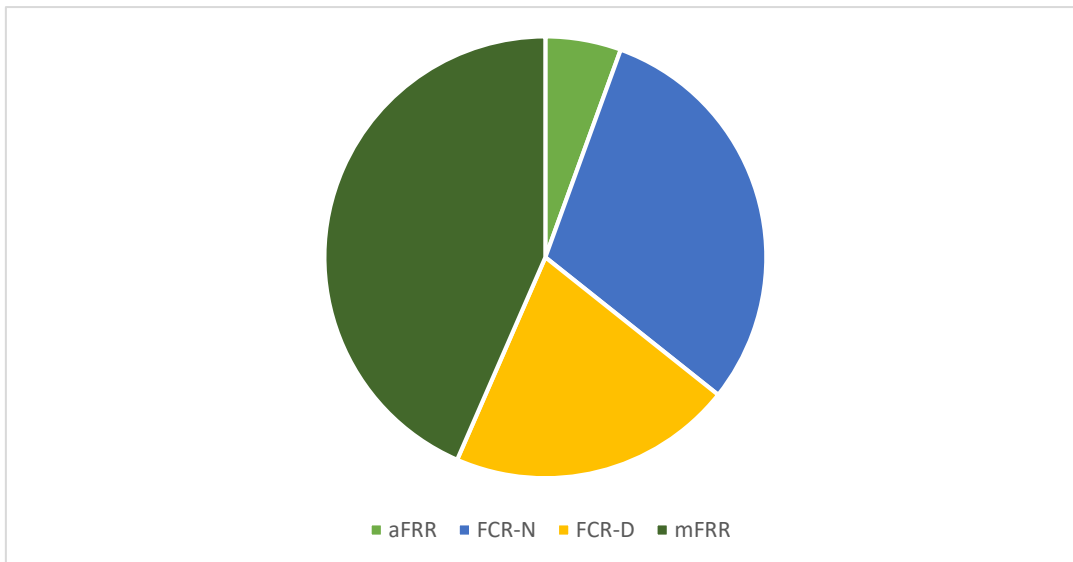
Tabel 5.1 2017 Soome kohustuslikud mahud süsteemiteenustes [32]

Süsteemiteenus	Kohustus	Hanke allikas
FCR-N	~ 140MW	Hulgiturg
		Päevasisene turg
		Ülejäänud põhjariigid
		Vyborg DC ühendus
FCR-D	220-265MW	Estlink 1 & 2
		Hulgiturg
		Päevasisene
FCR-D	220-265MW	Ülejäänud põhjariigid
		Hulgiturg
aFRR	70MW	Päevasisene turg

		Rootsi
mFRR	880-1100MW	Reguleerimisturg
		Avariireservjaamad

2018 aasta sagedusturu turumaht päevasisesel kauplemisel Fingridi andmetel oli normaaltalitluse toote puhul 8,6 miljonit eurot ning hangitud võimsuse kogus 308 GWh. Normaaltalitluse tootel kujunes aasta keskmiseks päevasiseseks hinnaks 28,0€/MWh kohta ning häiretalitluse puhul 5,3€/MWh kohta. FCR-D aastane kogukulu päevasisesel turul süsteemihaldurile oli 3,4 miljonit eurot. FCR-N toote puhul oli hulgiturul hangitud võimsus 72,6 MW ning keskmiseks hinnaks 14€/MWh. Süsteemihaldurile kulu ligikaudu 5,0 miljonit eurot, arvestades, et reservi kasutatakse 5000-nde tunni puhul aastas [32]. FCR-D hulgiturul hangitud võimsuseks kujunes aastal 2018 435 MW ning keskmine hind 2,8€, mis tegi aastaseks kogukuluks 6,0 miljonit eurot. [33]

Automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reservi hangitakse ainult päevasiseselt turult ning selle kulu oli 2,5 miljonit eurot võttes arvesse nii üles kui alla reguleerimist. Suurimaks kujunes siiski mFRR ehk standardtoote reguleerimine, mille kogumahuks oli 29,1 GWh ning kulu süsteemihaldurile 19,6 miljonit eurot [33]. Antud toodete osakaalu kirjeldab alltoodud tabel 4.2.



Joonis 5.1 Soome süsteemiteenuste koguturu maht aastal 2018

5.1 Tarbimise juhtimise osalus Soome süsteemiteenustes

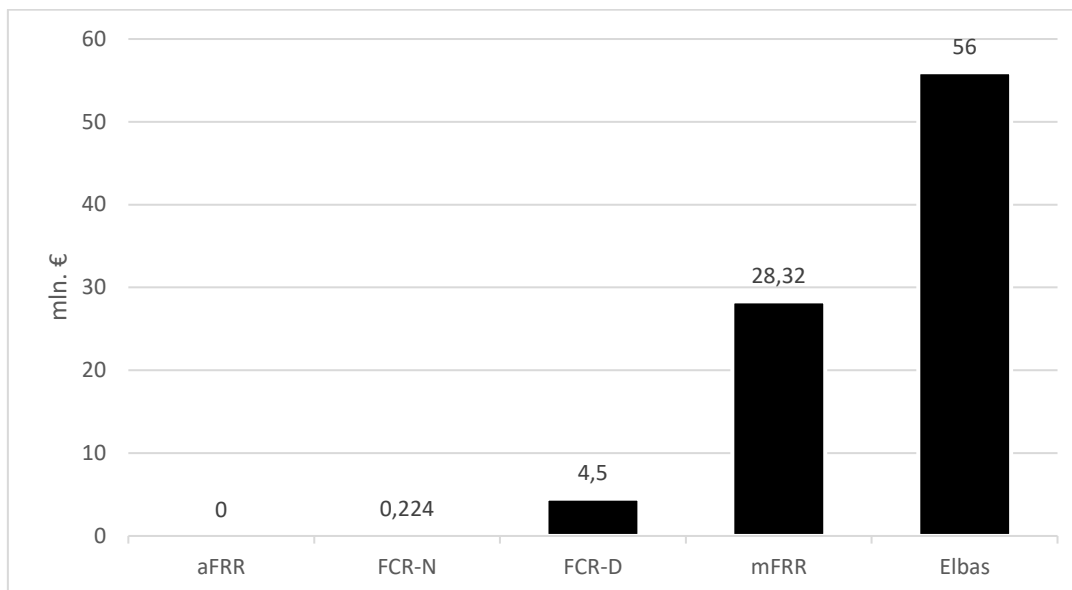
Soome on üks vähestest Euroopa riikidest, kus tarbimise juhtimine on aktiivselt kaasatud ka energiaturgudel ning süsteemiteenustes. Juba aastast 2014 on olnud agregatoritel võimalus osaleda teenusepakkujana turul ning pakkuda erinevaid teenuseid süsteemihaldurile. [18] Lisaks on hästi väljaarenenud süsteemiteenused ning agregatorite roll energiasüsteemis. Tarbimise juhtimise osakaal on väljatoodud alljärgnevas tabelis 4.3.

Tabel 5.2 Tarbimise juhtimise maht süsteemiteenustes Soomes 2017 aastal [34]

Teenus/turg	Reguleerimisvõimsus (MW)
Päev ette turg	200-600
Päevasisene turg	0-200
mFRR	100-300
FCR-D	430
FCR-N	4
Tipukoormuse reserv	22
aFRR	0

Soome puhul on seega suurim osakaal tarbimise juhtimise puhul endiselt päev ette turul ning reguleerimisturul mFRR tootel. Päev ette turu keskmine hind aastal 2018 oli 46,8 €/MWh Soome puhul. [35] Võttes turul osalemise aja eelduseks 2000 tundi aastas, tähendab see agregeeritud võimsuse kogutuluks 18,7-56,0 miljonit eurot. Arvestades, et üles ning alla reguleerimise keskmine hind 47,2€/MWh ning mFRR toote hangitavaks võimsuseks oli 100-300 MW tarbimise juhtimise puhul, kujuneb aastaseks kogutuluks 9,44-28,32 miljonit eurot. Ülejäänud toodete osas on tarbimise juhtimisel väiksem osakaal ning aFRR puhul on see 0 MW, kuna puudub pöörlev reserv. FCR-D ning FCR-N süsteemiteenuse puhul ei ole eraldi väljatoodud tarbimise juhtimise mahtu päev ette ning hulgituru jaoks. Võttes arvesse, et kogu võimsus hangiti päeva sisesel turul, teeniti tarbimise juhtimise läbi tulu 4,5 miljonit eurot FCR-D puhul ning FCR-N tuluks kujunes 224 000 eurot. Koondülevaate tarbimise juhtimise läbi teenitud tulust annab alljärgnev tabel 4.4.

Tabel 5.3 Tarbimise juhtimise tulu läbi süsteemiteenuste ning elektriturgude Soomes 2018



Tarbimise juhtimisel on märgatav roll süsteemiteenuste tagamisel ning elektrituru toimimisel Soomes. Peamine väljund tarbimise juhtimist koondavate ettevõtete jaoks on siiski päevasisene turg ning standardtoode mFRR, mis on ka hetkel Eestis rakendatav. FCR-D puhul moodustab aga peaaegu täielikult hangitud kogu võimsusest just tarbimise juhtimine. FCR-N toodet tarbimise juhtimisega üldjuhul ei kaeta, kuna antud süsteemiteenus on kasutusel suuremal osal ajast ning tarbimise pikaajaline vähendamine ei ole tihti võimalik.

5.2 Eesti agregeerimise potentsiaal süsteemiteenustes

Antud peatükis vaadatakse Eesti reguleerimisturu mahtu ning läbi Soome analüüsi ülejaanud süsteemiteenuste potentsiaali. Soome tarbimise juhtimise juures on endiselt kõige suurema osakaaluga just töötleva tööstuse tarbijad. Kodutarbijate osalus tarbimise juhtimise puhul nähakse olulise punktina, kuid senised regulatsioonid ning reguleerimise mehhanismid soodustavad endiselt pigem tööstustarbijate agregeerimist ning nende tarbimise juhtimist vastu elektrihinda ning koormusgraafikut. Kodu- ning äritarbijate koondamine ning juhtimine on agregaatore jaoks töömahukam ning komplitseeritum. Piisava juhitava võimsuse tagamiseks, mida on võimalik süsteemiteenustesse ning elektriturule pakkuda on vaja väiksemate tarbijate puhul rohkem osalisi.

Eesti hangib hetkel süsteemiteenusena vaid standardtoodet mFRR, mida tagatakse kolme Baltiriigiga koostöös. Aastal 2018 telliti ülesreguleerimist 4693 tunnil ning allareguleerimist 7996 tunnil. Võrreldes 2011 tulemustega on ülesreguleerimise tundide arv kasvanud 789% ning allareguleerimise puhul 1026% [4]. Ülesreguleeritud võimsuseks oli aastal 2018 20,7GWh ning

allareguleerimisel 80,2GWh. [36] Peamiseks mõjutajaks reguleerimisvajaduse tõusu juures on olnud reguleerimisturu tekkimine, kuid aastal 2025 on peale desünkroniseermist lisaks reguleerimisturule vajadus ka kiiremate reguleerimistoodete järgi nagu aFRR ning sagedustoodete FCR-D ja FCR-N. Lisaks on mõju avaldanud taastuenergia osakaalu kasv Eestis, mis lisab süsteemi ettearvamatust. Eesti taastuenergia osakaalu kasv võrreldes 2011 aastaga on ligi 3% [26]. Antud süsteemiteenuste mõju süsteemihaldurile ning potentsiaali agregatorite jaoks on võimalik vaadelda läbi Soome analüüsi. Soome tarbimine oli 2018 aastal 87 teravatt-tundi, Eestis aastal 2016 aga 8,5 teravatt-tundi [37][33]. Eelduslikult muutub Eesti vajadus automaatse sageduse reguleerimise ning sageduse hoidmis reservi toodete järel sarnaseks Soomega võttes arvesse kogutarbimise proportsioone. Tõenäoline süsteemihalduri vajadus kiiremate toodete järgi ning võrdlus Soomega on tabelis 5.4

Tabel 5.4 Eesti ja Soome reguleerimismahu võrdlus

Süsteemiteenus	Soome aastane reguleerimismaht (GWh)	Eesti aastane tõenäosuslik reguleerimismaht (GWh)
aFRR	41,0	3,95
FCR-N	308,0	30,1
FCR-D	363,7	35,6

Võttes arvesse keskmise hinna Soome sagedus ja aFRR turgudel on võimalik välja arvutada Eesti eeldatavad iga-aastased kulutused antud turgudel. aFRR turu puhul on see päevasisesel turul ligi 33 400 eurot. FCR-N ja FCR-D puhul vastavalt 686 280 eurot ning 188 680 eurot. Soome puhul hangitakse ligi 75% päevasisesel turul ning ülejäänud 25% hulgiturul [34]. Seeläbi on potentsiaalne kulu lisatud tabelisse 5.4. Tabelist on näha, et kõige suurema kuluga saab olema tõenäoliselt normaaltalitluse sagedusturu teenus (~ 915 000€) ning avariitalitluse teenus (~ 251 600€). Antud teenused loovad aga lisaväärtuse agregatorite jaoks, kes saavad alates aastast 2025 pakkumisi teha lisaks hulgiturgudele ja mFRR turule ka sagedus- ning aFRR turgudel.

Tabel 5.4 Eesti aastane tõenäosuslik reguleerimiskulu

Süsteemiteenus	Eesti aastane tõenäosuslik reguleerimiskulu (€)
aFRR	44 500
FCR-N	915 000
FCR-D	251 600

6 Kokkuvõte

Aasta 2025 on oluliseks aastaks Eesti energeetika jaoks, kus ühelt poolt toimub desünkroniseerimine ning teiselt poolt liigume edasi süsteemi paindlikumaks muutmisega ja tulevad kasutusele uued süsteemiteenused. Elektri varustuskindlus peab olema tagatud ning tuleb hakkama saada eabilansi ning sageduse hoidmisega, mis muutub taastuvenergia allikate osakaalus suurenedes aina suuremaks probleemiks.

Võimsusturu rakendamine Eestis lähiaastatel aga päevakorras ei ole. Elering on öelnud, et võimsusmehhanisme kasutatakse vaid äärmisel juhul ning ainult spetsiifilisteks olukordadeks. Lisaks oleneb võimsusturu kasutegur paljuski ka välisühendustest ning naaberriikides kasutusel olevates võimsusmehhanismidest. Kui võimsusturg on oluliselt väiksem arvestades tema naaberriigi tarbimismahte, siis võib väheneda tänu ekspordile ka võimsusturu tõhusus. Kuid ükski riik ei soovi olukorda, kus reservi tagamine toimub ainult välisühenduste näol. Seetõttu on võimsusturu rakendamine mõlemapoolses ühenduse otsas varustuskindluse tagamiseks oluline. Kuid kuna Eesti naaberriigid võimsusturgu ei oma ning lisaks oleme ka oma tarbimismahult oluliselt väiksem riik kui Soome, siis reservi tagamine jätkub lähiaastatel läbi strateegilise reservi ning Kiisa avarielektrijaama.

Kuigi võimsusturg on hea lahendus süsteemiteenuste osutamiseks põhivõrguettevõtjale, on Eestil mõistlik järgida sarnaseid põhimõtteid Põhjariikidega. USAs on aidanud võimsusturu teke kaasa tarbimise juhtimise ning agregeerimise suuremale osakaalule turul. See on võtnud barjääre maha ning teenuse osutamine tarbijate koondamise näol on tehtud võimalikult lihtsaks. Sellele vaatamata on võimalik saavutada parem tarbijate ning väike- ja mikrotootjate aktiivsus läbi ka ainult energiaturgu omavates riikides. Selle jaoks arendab Elering koostöös naaberriikide põhivõrguettevõtjate ning ülikoolidega paindlikkusteenuste turgu, mis on mõeldud katma ka uute süsteemiteenuste rakendamist ja agregatorite suuremat osalust erinevatel turgudel. Eesti puhul on oluline viia läbi pilootprojekte hetkel olemasolevatel turutüüpidel nagu DA ning reguleerimisturg erinevate agregator mudelite testimiseks. Parimaks referentsiks on siinkohal Põhjariigid, kes juba omavad sagedusturgu ning aFRR turgu.

Oluline on omada Põhjariikidega sarnaseid agregeerimise mudeleid ning turutingimusi, mis võimaldab rakendada paremat paindlikkust läbi välisühenduste ning on lihtsam implementeerimiseks. Hetkel on testimisel ning Soomes juba ka kommertskasutuses hüvitamisega agregeerimise mudel, kus põhivõrguettevõtja korrigeerib bilansihalduri eabilansi mahud. Lisaks kompenseerib bilansihaldur või jaemüüja agregeerija poolt eelnevalt kindlaksmääratud hinna. Ka

tarbija teenib eelnevalt kokkulepitud tingimustel hüvitist agregaatortilt tänu paindlikkuse pakkumisele.

Soomel on aastate pikkune kogemus tarbimise juhtimisel ning agregeerimisel. Hetkel on aga peamisteks juhitavateks tarbijateks töötleva tööstuse tarbijad. Töö käigus sai analüüsitud Eesti Energia töötleva tööstuse potentsiaalset juhitavat võimsust. Enda geoloogilise eripära tõttu on suurim potentsiaal sarnaselt Soomega puidutööstuses, kus 21%-lise juhitava võimsuse osakaalu puhul oleks agregeeritavaks võimsuseks 22,2 MW. Lisaks puidutööstusele on Eesti Energia klientide puhul 5,5 MW juhitavat võimsust paberitööstuses ning 3,6 MW toiduainetööstuses. Võttes arvesse kõik töötleva tööstuse kliendid on juhitava võimsus ligi 22,6 MW. Lisaks sai uuritud ka väike- ja mikrotootjate installeeritud võimsusi, kuna ka tootjad võivad olla osa agregeerimisest. Tootjate ja tarbijate koondamine ühte pakkumisse on endiselt raskendatud turutingimuste ning seaduste pärast, kuid Põhjariigid teevad tööd, et leida sobivaid lahendusi. Uuritud sai nii mikro- kui ka väiketootjate installeeritud võimsust päikesepaneelide osas, kui ka hüdro ja soojuspumpade oma. Suurimaks võimsuseks olid soojuspumbad (43,54 MW), mille järgnesid päikeseenergia mikrotootjad (9,2 MW), päikeseenergia väiketootjad (9,16 MW) ning hüdroenergia (7,3 MW). Proportsionaalselt Eesti maksimaalse koormusega võib tarbimise juhtimine olla mõjuv lahendus vähendamaks tipukoormust ning tagamaks sageduse- ning võimsusbilansi. Ainuüksi Eesti Energia töötleva tööstuse äriklientide ning väike- ja mikrotootjate maksimaalne agregeerimise potentsiaal on 91,8 MW. Tulevikus tuleks läbi viia pilootprojektid, et näha, kui suur osa sellest võimsusest on reaajas juhitav ning tagatav.

Kuid agregeerimise ning tarbimise juhtimise mõtte ei ole ainult reservi ning varustuskindluse tõstmine. Läbi agregeerimise on võimalik pakkuda süsteemiteenuseid põhivõrguettevõtjale ning aastal 2025 saame lisa enda hetke mFRR tootele läbi FCR-N, FCR-D ning aFRR toodete. Eesti potentsiaalseid mahte antud turgudel on võimalik täna kõige paremini hinnata läbi Soome, kes antud tooteid omab. Tõenäosuslikud aastased reguleerimismahud uutel turgudel Eestis on järgnevad: aFRR (3,94 GWh), FCR-N (30,1 GWh), FCR-D (35,6 GWh). Iga-aastaste kulutuste kogusumma on ligi 1,2 mln eurot.

Tulevikus oleks vaja viia läbi pilootprojektid agregeerimise valdkonnas, kasutades soovitatud agregeerimise mudeleid ning selgitades välja juhitava võimsuse osakaal kogu tarbimisest või tootmisest. Lisaks on soovitatav viia agregeerimise ning turumudelid sarnaseks Põhjamaade omadega. Vajalikuna näen veel agregaatortite ärimudeli täpsemat koostamist ning väärtuspakkumise moodustamist.

7 Summary

The year 2025 is an important year for Estonian energy sector, where on the one hand deynchronisation takes place and on the other hand, we are moving forward with making the system more flexible and introducing new ancillary services. The security of supply of electricity must be guaranteed and it must be done by maintaining imbalance and frequency, which will become an increasing problem as the share of renewable energy sources increases.

However, the implementation of the capacity market in Estonia in the coming years is not on the agenda. Elering has said that capacity mechanisms are only used for specific situations. In addition, the efficiency of the capacity market is largely dependent on external connections and on capacity mechanisms in neighbouring countries. If the capacity market is significantly smaller given the consumption volumes of its neighbouring country, the efficiency of the capacity market may also be reduced due to exports. But no country wants a situation where the provision of reserves only takes place in the face of foreign connections. Therefore, the implementation of the capacity market at both ends of the interconnection is essential to ensure security of supply. However, as Estonia's neighbouring countries do not own capacity market and as we are also a significantly smaller country than Finland in terms of consumption, the provision of reserve will continue in the coming years through the strategic reserve and the Kiisa emergency power plant.

While the power market is a good solution for providing system services to the TSO, it makes sense for Estonia to follow similar principles with the Nordic countries. In the USA, the formation of the capacity market has contributed to a higher share of demand-side response and aggregation in the market. It has removed barriers and the provision of services in the form of consumer redundancies has been made as simple as possible. Nevertheless, it is possible to achieve better consumer and small and micro-producer activity through countries that only have an energy market. In relate to this, Elering in cooperation with neighbouring TSOs and universities, is developing a market for flexibility services, which is also intended to cover the implementation of anchillary services and increased participation of aggregators in different markets. In the case of Estonia, it is important to carry out pilot projects on current market types such as DA and the regulatory market for testing different aggregator models. The best reference here is the Nordic countries, which already have a frequency market and an aFRR market.

It is important to have aggregation models similar to the Nordic countries and market conditions that allow for better flexibility through external connections and easier for implementation. At the moment, the testing and commercial use of the reimbursement aggregation model already exist in

Finland, where the TSO corrects the imbalance volumes. In addition, the balance responsible party or retailer shall compensate for the price previously determined by the aggregator. The consumer will also earn compensation from the aggregator on pre-agreed terms thanks to the offer of flexibility.

Finland has years of experience in DSR and aggregating consumption. At the moment however, consumers in the manufacturing industry are the main drivers of DSR. In the course of the work, the potential manageable capacity of Eesti Energia's processing industry clients was analysed. Due to its geological specificities, the greatest potential is similar to that of Finland in the wood industry, where the aggregate capacity is 22,2 MW in case of 21% controllable capacity. In addition to the wood industry, there are 5.5 MW of controlled capacity in the paper industry and 3.6 MW in the food industry for Eesti Energia customers. Total customers in the manufacturing industry have a controlled capacity of nearly 22,6 MW. In addition, the installed capacities of small and micro-producers were also investigated as producers could also be part of the aggregation. Bringing manufacturers and consumers together in one bid is still difficult because of market conditions and laws, but the North countries are working to find suitable solutions. The power installed by both micro and small producers in solar panels as well as hydro and heat pumps was investigated. The biggest power was heat pumps (43,54 MW), followed by micro-producers of solar energy (9,2 MW), small producers of solar energy (9,16 MW) and hydropower (7,3 MW). In proportion to Estonia's maximum load, consumption management can be a compelling solution to reduce peak load and to ensure a balance of frequency and power. The maximum aggregation potential of commercial customers and small and micro-producers of Eesti Energia processing industry alone is 91.8 MW. In the future, pilot projects should be carried out to see how much of this capacity is managed and guaranteed in real time.

However, the idea of aggregation and consumption management is not only to increase reserves and security of supply. Through aggregation, ancillary services can be provided to the TSO and in 2025 we will be able to add to our current mFRR product with FCR-N, FCR-D and aFRR products. Estonia's potential volumes in these markets can today be best estimated through Finland, which owns these products. The probability annual regulatory volumes in the new markets in Estonia are as follows: aFRR (3.94 GWh), FCR-N (30.1 GWh), FCR-D (35.6 GWh). The total annual expenditure is nearly 1.2 million euros.

In the future, it would be necessary to carry out pilot projects in the area of aggregation using the suggested aggregation models and to identify the share of managed capacity in total consumption or production. In addition, it is recommended that the aggregation and market models be similar to those of the Nordic countries. What is needed is further elaboration of the business model of the aggregators and the formation of a value proposition.

Kasutatud kirjandus

- [1] M. H. U. S. K. J. M. J. H. J.-V. Michael Guldbæk Arentsen, „Market models for aggregators,“ Juuni 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://en.energinet.dk/-/media/Energinet/Publikationer-TLU/Markedsmodel/Market-models-for-aggregators.pdf?la=en>. [Kasutatud 21 Mai 2019].
- [2] Elering AS, „Elektrituru käsiraamat,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/sites/default/files/elektrituru-kasiraamat.pdf>. [Kasutatud 24 03 2019].
- [3] EMR SETTLEMENT LTD, „Capacity market,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.emrsettlement.co.uk/about-emr/capacity-market/>. [Kasutatud 21 Mai 2019].
- [4] Elering AS, „Tarbimise juhtimine - suurtarbijate koormusgraafikute salvestamine ning analüüs tarbimise juhtimise rakendamise võimaluste tuvastamiseks,“ Tallinn, 2014.
- [5] Eesti Energia AS, „Võimsusturu heitenorm võib kahjustada varustuskindlust,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.rup.ee/uudised/majandus-ja-ari/eesti-energia-v-imsusturu-heitenorm-v-ib-kahjustada-varustuskindlust>. [Kasutatud 21 Mai 2019].
- [6] Elering AS, „Eesti varustuskindluse aruanne 2018,“ Elering AS, Tallinn, 2018.
- [7] C. Winzer, „Capacity mechanisms in Europe,“ Märts 2015. [Võrgumaterjal]. Available: http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/IHS-Christian_Winzer.pdf. [Kasutatud 22 Mai 2019].
- [8] Alberta Electric System Operator, „CRA presentation,“ 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/AESO-CRA-presentation-for-Feb-7-Final.pdf>. [Kasutatud 24 02 2019].
- [9] G. Wynn, „Time to re-think Britain’s capacity market,“ 31 Oktoober 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://energypost.eu/uk-capacity-market-review-reform-rethink/>. [Kasutatud 21 Mai 2019].
- [10] Engie, „Capacity market guide,“ 07 2016. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>. [Kasutatud 23 02 2019].
- [11] OFGEM, „Annual report on the operation of capacity mechanisms,“ 06 08 2018. [Võrgumaterjal]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf. [Kasutatud 20 02 2019].
- [12] NationalgridESO, „Balancing services guidance document,“ 12 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/ESO%20Balancing%20Services%20Guidance%20Document%20V1.pdf>. [Kasutatud 24 03 2019].
- [13] Pöyry Management Consulting, „INDEPENDENT AGGREGATOR MODELS,“ Pöyry Management Consulting, Vantaa, 2018.
- [14] Elering AS, „Bilansi tagamise ehk tasakaalustamise eeskirjad,“ 29 11 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Bilansi%20tagamise%20ehk%20tasakaalustamise%20eeskirjad%2001.2018.pdf>. [Kasutatud 24 03 2019].
- [15] Fingrid Oy, „Reserve products and reserve market places,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf>. [Kasutatud Mai 19 2019].

- [16] Majandus- ja kommunikatsiooniministeerium, „Energiamajanduse arengukava aastani 2030,“ Majandus- ja kommunikatsiooniministeerium, Tallinn, 2017.
- [17] USEF, „Aggregator work stream interim results,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF-Aggregator-Work-Stream-interim-results-1.pdf>. [Kasutatud 21 04 2019].
- [18] R. D. J. F. M. M. O. P. B. S. M. V. Sarah Carter, Demand-side response as a source of flexibility, Tallinn: Pöyry management consulting, 2015.
- [19] Elering AS, „Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga,“ Elering AS, [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/sunkroniseerimine-mandri-euroopaga>. [Kasutatud 04 Mai 2019].
- [20] Elering AS, „Reguleerimisturg,“ Elering AS, [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/reguleerimisturg>. [Kasutatud 04 Mai 2019].
- [21] R. V. Laurens J. de Vries, „Organizing flexibility: How to adapt market design to the growing demand for flexibility,“ %1 *IEEE*, Lisbon, 2015.
- [22] X.-J. Z. Q. M. Zixu Liu, „Integrating demand response into electricity market,“ %1 *IEEE*, Vancouver, 2016.
- [23] J. D. B. j. B. N. J. Zheng Ma *, „MDPI,“ 16 Oktoober 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/10/1646/pdf>. [Kasutatud 01 05 2019].
- [24] R. Potisepp, „Saaremaa virtuaalne eletrijaam,“ Eesti taastuvenergia koda.
- [25] Energiatalgud, „Mikro- ja hajatootmine,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://energiatalgud.ee/index.php/Mikro-ja_hajatootmine?menu-132. [Kasutatud 24 Mai 2019].
- [26] Eesti taastuvenergia koda, „Taastuvenergia aastaraamat 2017,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.taastuvenergeetika.ee/wp-content/uploads/2018/06/Taastuvenergia-aastaraamat-2017.pdf>. [Kasutatud 24 Mai 2019].
- [27] Eesti Energia AS, „Väiketootja,“ Eesti Energia AS, [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.energia.ee/tark-tarbimine/tooda-ise>. [Kasutatud 24 Mai 2019].
- [28] Eesti Soojuspumba Liit, „Soojuspumpade kasutuselevõtu statistika Eestis perioodil 2006 - 2015,“ [Võrgumaterjal]. Available: http://www.soojuspumbaliit.ee/upload/editor/files/Soojuspumpade_kasutuselevotu_dynaamika_Eestis_2006-2015.pdf. [Kasutatud 24 Mai 2019].
- [29] L. M. C. S. S. Z. A. O. Mazin T. Muhssina, „Potential of demand side response aggregation for the stabilization of the,“ 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/153571804.pdf>. [Kasutatud 24 Mai 2019].
- [30] Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska kraftnät, „Nordic TSO discussion paper on third-party aggregation,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/sahkomarkkinat/2017/nordic-tso-discussion-paper-on-third-party-aggregation.pdf>. [Kasutatud 22 Mai 2019].
- [31] K. Kilk, „Loengusari TTÜ,“ 18 November 2015. [Võrgumaterjal]. Available: https://www.energia.ee/-/doc/10187/pdf/concern/loengusari_tty_kalle_kilk.pdf. [Kasutatud 11 05 2019].
- [32] Fingrid Oy, „Reserve products,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing/#reserve-products. [Kasutatud 11 Mai 2019].
- [33] Statistics Finland , „stat.fi,“ Statistics Finland , [Võrgumaterjal]. Available: https://www.stat.fi/til/ehk/index_en.html. [Kasutatud 16 Mai 2019].
- [34] Fingrid OY, „Reserve products and reserve market places,“ 4 Juuli 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity->

- market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf. [Kasutatud 23 Mai 2019].
- [35] Nordpool group, „Day-ahead prices,“ Nordpool group, [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>. [Kasutatud 16 Mai 2019].
- [36] Baltic CoBA, „dashboard.electricity-balancing.eu,“ Baltic CoBA, [Võrgumaterjal]. Available: <https://dashboard.electricity-balancing.eu/en/bids/standard-volumes?period=search&show=graph&zone=ee&start=2018-01-01&end=2018-12-31>. [Kasutatud 17 Mai 2019].
- [37] „Elering.ee,“ 1 Märts 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/elektri-tootmine-kasvas-mullu-kaheksa-ja-tarbimine-uhe-protsendi>. [Kasutatud 19 Mai 2019].
- [38] R. D. J. F. M. O. P. B. S. V. Sarah Carter, „TARBIMISE JUHTIMINE ELEKTRISÜSTEEMI PAINDLIKKUSE TAGAJANA,“ Elering AS, Tallinn, 2015.
- [39] Elering AS, „Elektri tarbimine ja tootmine,“ Elering AS, [Võrgumaterjal]. Available: <https://elering.ee/elektri-tarbimine-ja-tootmine>. [Kasutatud 17 Mai 2019].
- [40] B. O. M. W. W. M. Wojciech Lyzwa, „Why do we need capacity markets?,“ 21 July 2014. [Võrgumaterjal]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6861267>. [Kasutatud 21 Aprill 2019].