elering
ÜHENDAME ENERGIAD

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKU TOOTMISVARU HINNANG

Tallinn 2011

Sisukord

KOKKUVÕTE **3**
1. ELEKTRIENERGIA TARBIMINE **5**
1.1. HINNANG SUMMAARSELE TARBIMISVÕIMSUSELE JA ELEKTRIENERGIA KOGUNÕUDLUSELE PERIOODIL 2012-2030 5
1.1.1. Tipukoormuste prognoos 2012-2030 ..... *6*
1.2. JAOTUSVÕRKUDE HINNANG SUMMAARSELE TARBIMISVÕIMSUSE KOGUNÕUDLUSELE 2012-2018 7
2. EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2011. AASTAL **8**
2.1. ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2010-2011 9
3. ELEKTRISÜSTEEMI BILANSS 2010. JA 2011. AASTAL NING BILANSI PROGNOOS 2012. AASTAKS **10**
3.1. HINNANG TOOTMISE PIISAVUSELE EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS 2011/2012 TALVEL 16
4. ELEKTRITOOTMISES KASUTATAVATE PRIMAARENERGIA ALLIKATE TARNEKINDLUS NING VÕIMALIKUD RISKITEGURID TOOTMISE PIISAVUSELE AASTATEL 2012-2021 ..... **17**
4.1. PÕLEVKIVI 17
4.2. PUIT JA TURVAS 18
4.3. TUUL 19
4.4. MAAGAAS 20
4.4.1. Maagaasi varustuskindlus Balti regioonis *20*
4.4.2. Maagaasi hind *23*
5. TOOTMISVÕIMSUSTE ARENGUD EESTIS AASTATEL 2012–2021 ..... **24**
5.1. SULETAVAD TOOTMISSEADMED JA OLEMASOLEVATE TOOTMISSEADMETE VÕIMSUSE VÄHENEMINE 25
5.2. KAVANDATAVAD JA EHITUSJÄRGUS SOOJUSELEKTRIJAAMAD 26
5.3. KAVANDATAVAD JA EHITUSJÄRGUS TAASTUVATEST ENERGIAALLIKATEST ELEKTRITOOTMISSEADMED 28
5.4. ELEKTRIVÕRGU LÄBILASKEVÕIME PIISAVUS UUTE TOOTMISVÕIMSUSTE ÜHENDAMISEKS 29
5.5. VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEKS EHITATAVAD AVARIIELEKTRIJAAMAD 30
6. HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2021 ..... **31**
6.1. TOOTMISVARU HINDAMISE METOODIKA 31
6.2. HINNANG TOOTMISE PIISAVUSELE EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS 32
6.3. HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE SUVEPERIOODIL 34
6.4. TOOTMISPIISAVUS TARBIMISE KIIRE JA AEGLASE KASVU STSENAARIUMITE PUHUL 36
6.5. TOOTMISPIISAVUS LÄÄNEMERE REGIOONIS JA BALTIMAADES 37
6.5.1. Elektrisüsteemi bilanss Baltikumis ja Eestis ning regionaalse elektrituru areng 2021. aastani *37*
LISA 1. TOOTJATE POOLT ESITATUD ANDMED 2011 ..... **40**
LISA 2. TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, A STSENAARIUM **43**
LISA 3. TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, B STSENAARIUM **44**
LISA 4. ÜLE 5 MW VÕIMSUSEGA ELEKTRIJAAMAD EESTIS **45**

Kokkuvõte

Eleringi kui Eesti elektrisüsteemi halduri põhieesmärgiks on kindlustada elektrisüsteemi kui terviku toimimine ja kvaliteetse elektrivarustuse kindlustamine Eesti tarbijatele igal ajahetkel. Käesolev aruanne on Eleringi poolt igal aastal 1. novembriks koostatav elektri tootmise piisavuse aruanne, kus talve hakul antakse hinnang ja ülevaade Eesti elektritootmise hetkeolukorrale ning tulevikuperspektiividele.

Eesti elektrisüsteemis on seisuga 1. september 2011 installeeritud tootmisvõimsusi 2515 MW ning nendest võimsustest on eeloleval talvel kasutatav 1876 MW. 2010/2011 aastal oli Eesti elektrisüsteemi maksimaalne tarbimisvõimsus 1517 MW. Tuleva talve tipukoormuseks prognoosib Elering normaaltingimustel kuni 1600 MW ja külmade ilmastikutingimuste korral kuni 1650 MW. Antud elektritarbimise ning tootmisvõimsuste juures on eeloleval talvel Eestis piisavalt elektritootmisseadmeid, et oleks tagatud tasakaal tootmise ja tarbimise vahel nii normaalolukorras kui ka tõenäolisemate avariide korral.

Järgneva 10 aasta elektri lõpptarbimise kasvuks prognoosib Elering keskmiselt 2,2% aastas, ületades aastaks 2020 10 TWh piiri. Sellele vastav võimsuse kogunõudlus (tiputarbimine ja kaod) on 2011 MW, mis on 494 MW võrra rohkem kui 2010/2011 aastane tiputarbimine.

Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümmet plokki Narva Elektrijaamades ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimise otsus on juba tehtud. Selliste eelduste kohaselt on kodumaine tarbimisnõudlus aastani 2021 tagatud sisemaiste tootmisvõimsustega.

Peale 2021. aastat suletakse järkjärgult suur osa olemasolevatest tootmisseadmetest Eestis. Tulenevalt tootmisseadmete sulgemisest suurenevad ka impordi vajadused, mistõttu on pikemaajalises perspektiivis oht et elektrivõrgu läbilaskevõimsused ei ole selleks piisavad. Eleringi hinnangul muutub antud olukord reaalseks siis, kui praegust laialdaselt subsideeritud elektritootmisvõimsuste arendamist ei asendata turupõhise ja konkurentsile avatud elektritootmise arendamisega.

Elektritootmise arengut ja konkurentsi pärssivaks on ka Eesti praegune olukord, kus osa tootjaid on liitumislepingutega broneerinud suurema osa elektrivõrgu läbilaskevõimest. Samal ajal pole aga nimetatud tootjad alustanud oma tootmisseadmete rajamisega, ning paljude tootjate puhul on selge, et neid tootmisvõimsusi suure tõenäosusega ei rajatagi. Hetkel on Eleringi poolt väljastatud liitumispakkumisi summaarselt 3132 MW ulatuses (liitumislepingud ja liitumislepingu pakkumised), millest enamik on tuuleelektrijaamad. Lisades juurde ka olemasolevad tootmisseadmed ning liitumislepingud ja –pakkumised, siis on broneeritud võimsusi kokku ca 5600 MW ulatuses. Arvestades, et maksimaalne tarbimisvõimsus eeloleval aastal on kuni 1600 MW, mis on üle kolme korra väiksem kui broneeritud tootmisvõimsus, siis eelpoolnimetatud projektide realiseerimata jätmine, nendega venitamine või manipuleerimine takistab uute tootmisvõimsuste lisandumist Eesti elektrisüsteemi.

Eesti elektritootmisportfell on jätkuvalt energeetiliselt suhteliselt sõltumatu, kuna ligikaudu 98% aastal 2010 kasutatud primaarenergiast on kodumaise päritoluga põlevkivi, puit, turvas ja tuul. Elektritootmises kasutatavatest kütustest imporditakse Eestisse ainult maagaasi.

Käesolevas aruandes on tähelepanu pööratud maagaasi tarnekindlusele, mis mõjutab oluliselt Eesti elektrisüsteemi varustuskindlust, kuna moodustab naaberriikides (Läti, Leedu ja Valgevene ning Venemaa Kaliningradi piirkond) peamise primaarenergia allika elektritootmises. Eeltoodud energiasüsteemides moodustavad gaasi kütusena kasutavad elektrijaamad ca 90% kogu tiputarbimise ajal kasutatavast elektritootmisvõimsustest ning maagaasist toodetakse ca 60% kogu neis riikides toodetavast elektrienergiast. Kõiki neid energiasüsteeme varustab maagaasiga üks ja ainus tarnija – Gazprom. Maagaas on Euroopa Liidu energiapoliitika kontekstis kütus, millel nähakse olulist rolli kliimapoliitiliste eesmärkide täitmisel. Seni on maagaasi tarnekindlus ja riskid, mis on seotud selle kütuse kasutamisega, pärssinud ka Eestis maagaasi kütusena kasutavate elektrijaamade arendamist.

Alljärgnevast aruandest leiab ülevaate elektrienergia tarbimisest ja tootmisest Eesti elektrisüsteemis, kokkuvõtte viimaste aastate elektrisüsteemi bilansist ja selle prognoosi 2012. aastaks. Samuti leiab käsitlemist elektritootmises kasutatavate primaarenergiaallikate tarnekindlus ja võimalikud riskitegurid tootmise piisavusele järgneval 10 aastal. Aruandes antakse hinnang ka võimalikele tootmisvõimsuste arengutele ja tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule Eestis aastani 2021.

1. Elektrienergia tarbimine

2010. aastal moodustas Eestis elektri tarbimine koos võrgukadudega kokku 8 TWh, mis oli 4% suurem eelnevast aastast. 2011. aasta algas jaanuarikuus 9%-se elektri tarbimise langusega ligi 100 GWh ulatuses, millele järgnes alates veebruarist vähene elektri tarbimise kasv. 2011. aasta 9 kuu tulemusena on elektri tarbimine Eestis samal tasemel möödunud aastaga. Täpsem ülevaade 2011. aasta elektribilansist on toodud peatükis 4.

1.1. Hinnang summaarsele tarbimisvõimsusele ja elektrienergia kogunõudlusele perioodil 2012-2030

Alljärgnevas peatükis on esitatud kokkuvõte dokumendist „EESTI ELEKTRISÜSTEEMI TARBIMISE PROGNOOS PERIOODILE 2011-2030“, mille esitas Elering Konkurentsiametile 2011. aasta suvel ja mis sisaldab tarbimise prognoosi metoodikat ja analüüsi. Sama tarbimise prognoosi on kasutatud ka 2011. aastal avaldatud Varustuskindluse aruandes.

Elering lähtub sisemaise tarbimise prognoosi koostamisel eeldusest, et elektrienergia tarbimine sõltub SKP-st. Prognoosi koostamisel on arvestatud tarbimise ja SKP vahelist seost minevikus, millele on lisatud muutuse inerts viimase kolme aasta tarbimise trendi alusel.

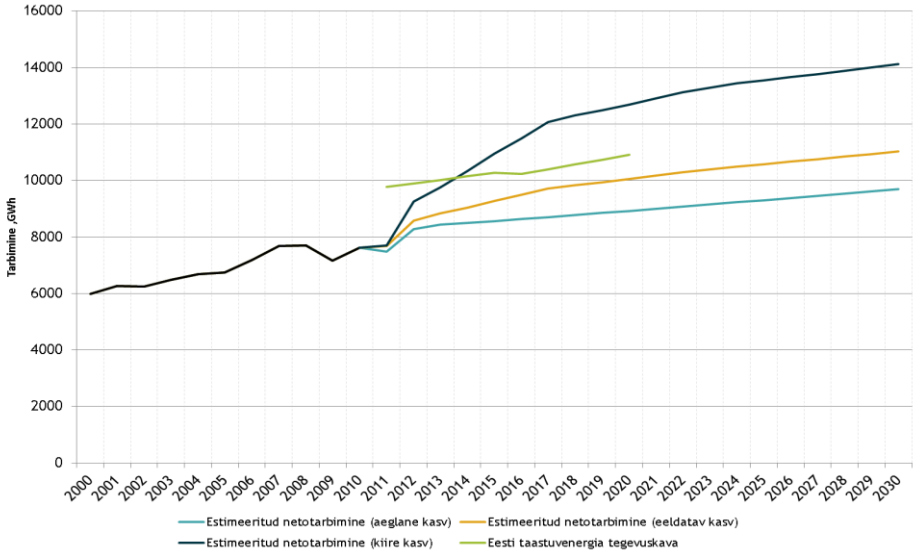
Et arvestada võimalikke majanduskeskkonna muutusi ja selle mõju tarbimisele, on prognoos koostatud kolmele stsenaariumile. Välja on toodud aeglase kasvu stsenaarium, mille kohaselt kasvab majandus aeglaselt, eeldatava kasvu stsenaarium ja kiire kasvu stsenaariumi, mille järgi on majanduskasv mõnevõrra suurem ning elektri tarbimise suurenemine kiirem. SKP prognoosid pärinevad Rahandusministeeriumi majandusprognoosi aruannetest.

Eleringi kogutarbimise prognoosi tulemused on koondatud järgmisesse tabelisse (tabel 1) ning graafikule (joonis 1).

Tabel 1. Eleringi kogutarbimise (tarbimine + kadu) hinnang ajavahemikul 2011-2030

Stsenaarium	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aeglane kasv, TWh	8,3	8,4	8,5	8,6	8,6	8,7	8,8	8,9	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7
Eeldatav kasv, TWh	8,6	8,8	9,0	9,3	9,5	9,7	9,8	9,9	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	10,8	10,9	11,0
Energiatõhus*, TWh	9,9	10,0	10,2	10,3	10,2	10,4	10,6	10,7	10,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kiire kasv, TWh	9,3	9,8	10,3	10,9	11,5	12,1	12,3	12,5	12,7	12,9	13,1	13,3	13,4	13,5	13,7	13,8	13,9	14,0	14,1

**Vastavalt Eesti taastuvenergia tegevuskavale aastani 2020*



Joonis 1. Eleringi hinnang Eesti elektrisüsteemi kogutarbimisele (tarbimine + kadu) võrrelduna taastuvenergia tegevuskava prognoosiga

1.1.1. Tipukoormuste prognoos 2012-2030

Eleringi koostatud Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste prognoosi tulemused on koondatud järgmisesse tabelisse (tabel 2).

Tabel 2. Eleringi hinnang tarbimisvõimsuse kogunõudlusele Eesti elektrisüsteemis aastatel 2012-2030

	STSENAARIUMID		
	Aeglane kasv, MW	Eeldatav kasv, MW	Kiire kasv, MW
2012	1503	1556	1678
2013	1526	1597	1763
2014	1528	1628	1860
2015	1534	1663	1962
2016	1541	1694	2050
2017	1548	1727	2145
2018	1555	1742	2180
2019	1562	1754	2202
2020	1568	1767	2230
2021	1575	1780	2259
2022	1582	1794	2288
2023	1589	1804	2305
2024	1596	1814	2325
2025	1603	1822	2333
2026	1610	1829	2343
2027	1617	1837	2353
2028	1624	1845	2363
2029	1631	1853	2373
2030	1638	1861	2384

1.2. Jaotusvõrkude hinnang summaarsele tarbimisvõimsuse kogunõudlusele 2012-2018

Vastavalt elektrituruseaduse (EITS) § 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama Konkurentsiametile (KA) igal aastal kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades ja seda hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Vastavalt EITS § 66 lõikele 3 peab Elering AS jaotusvõrguettevõtjate poolt esitatud materjalide alusel esitama KA-le kirjalikult võimalikult täpse hinnangu selle kohta, missugune on tarbimisvõimsuse eeldatav kogunõudlus põhivõrgus hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Võttes arvesse jaotusvõrguettevõtjate poolt esitatud andmeid, jääb aastatel 2012-2018 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1400 ja 1510 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jaotusvõrkudes jääda vahemikku 1543 kuni1660 MW (vt tabel 3).

Tabel 3. Jaotusvõrkude (JV) hinnang tarbimisvõimsuse kogunõudlusele aastatel 2012-2018

Aasta	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus, MW	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus varuga, MW
2012	**1421**	**1563**
2013	**1445**	**1590**
2014	**1468**	**1615**
2015	**1483**	**1632**
2016	**1496**	**1646**
2017	**1512**	**1664**
2018	**1512**	**1664**

Käesoleva jaotusvõrguettevõtjate prognoosi hindamisel on võrreldes eelmiste aastatega uuendatud hindamismetoodikat, millega seoses on muutunud ka jaotusvõrkude prognoos võrreldes eelneva aastaga.

2. Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed 2011. aastal

Eesti elektrisüsteemi tarbimise tipukoormus 2010/2011 aasta talvel oli 1517 MW. Summaarne installeeritud netotootmisvõimsus oli aga 2509 MW, millest tipuajal oli võimalik tootmisvõimsus 1871 MW. Tootmisvõimsused peavad tiputarbimise katmise valmisoleku kõrval tagama elektrienergia olemasolu muuhulgas ka ootamatute avariiolukordade, tarbimise hüpete vms korral.

Ülevaade septembris 2011 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmetest on toodud alljärgnevalt tabelis 4.

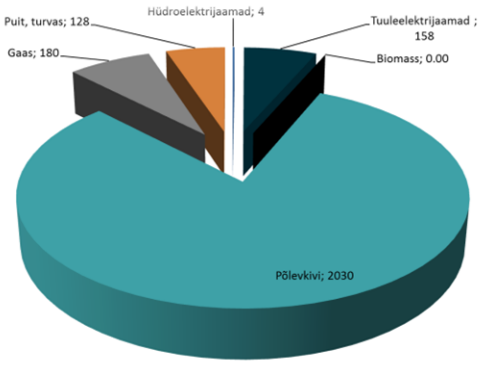
Tabel 4. Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed 2011 aastal

Elektrijaama	Installeeritud netovõimsus, MW	Võimalik tootmisvõimsus*, MW
Narva elektrijaamad	**2000**	**1547**
Iru koostootmisjaam	**156**	**156**
Ahtme koostootmisjaam	**24.4**	**5**
VKG Põhja ja Lõuna elektrijaamad	**61**	**61**
Tartu Elektrijaam	**22.1**	**22.1**
Tallinna Elektrijaam	**21.5**	**20.3**
Pärnu Elektrijaam	**21.5**	**21.5**
Tööstuste- ja väike koostoomisjaamad	**47**	**40**
Hüdroelektrijaamad	**4**	**3**
Elektrituulikud	**158**	**0**
Summa	**2515**	**1876**

* Arvestades plaanilisi remonte, rekonstrueerimistöid, avariisid ning muid piiranguid (keskkonnapiirangud, jahutus, jne).

Võrreldes eelmiste aastatega on 2010/2011 aastal lisandunud installeeritud tootmisvõimsust 37 MW ulatuses järgmistes elektrijaamades:

- Aulepa tuuleelektrijaamas, 9 MW (Aulepa II)
- VKG Põhja elektrijaamas 28 MW



Joonis 2. Eesti elektritootmisvõimsuste osakaalud seisuga 30. september 2011

2.1. Elektritootjate poolt teada antud tootmisseadmete muutused aastatel 2010-2011

Võrreldes eelmise, 2010. aasta novembris koostatud tootmispiisavuse aruandega on elektritootjate esitatud andmetes toimunud suuremad muutused järgnevad:

- ✓ VKG Põhja ja Lõuna elektrijaamad täpsustasid oma installeeritud võimsusi, mis on 2010. aasta andmete põhjal 44 MW ja 2011. aastal 33 MW.
- ✓ VKG Põhja ja Lõuna elektrijaamades asendati üks vana, seni konserveeritud generaator uuega, mis annab kasutada täiendavalt võimsust 28 MW ulatuses.
- ✓ Pärnu elektrijaam täpsustas oma installeeritud võimsust, mis on 2010. aasta andmete põhjal 24 MW ja 2011. aasta võimsuseks on teatatud 21,5 MW.
- ✓ Esimest korda on Eleringile teada andnud installeeritud võimsusest kuni 13 MW järgnevad koostootmisjaamad: Kunda Nordic Tsement koostootmisjaam3 MW ning HORIZON TSELLULOOSI JA PABERI koostootmisjaam10 MW. Lisaks sellele on esitatud 2011. aastal andmed uutest plaanitavatest elektrijaamadest 8 MW võrra vähem kui seda oli 2010. aastal. Edasi lükati kahe väikse koostootmisjaamaehitamine 6 MW ulatuses.
- ✓ Iru elektrijaama seni konserveeritud plokk nr 2 võimsusega 94 MW on taas kasutatava võimsuse hulgas. Kuni 2021. aastani on suvisel perioodil antud plokk hoolduste ja rekonstrueerimiste tõttu mittekasutatav.
- ✓ Narva elektrijaama poolt lükati uue õlitehase elektritootmisseadme võrguga ühendamine ühe aasta võrra edasi ehk aastasse 2012.

Kõik elektritootjate poolt esitatud andmed 2010. ja 2011. aasta kohta on toodud lisas 1.

Joonis 3. Uus tootmisseade VKG Põhja elektrijaamas

3. Elektrisüsteemi bilanss 2010. ja 2011. aastal ning bilansi prognoos 2012. aastaks

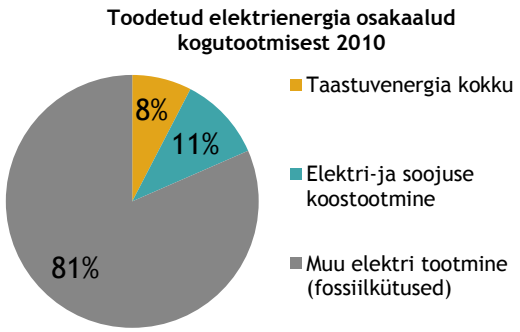
Eesti elektrisüsteemi elektribilanss on koostatud Eleringi elektribilansi andmetest, millele on lisatud andmed jaotusvõrkudega ühendatud elektritootjate kohta. Tarbimine sisaldab ka võrgukadusid ning tootmise aluseks on võrku antud netotootmine.

Tabel 5. Eesti elektrisüsteemi bilansi prognoos

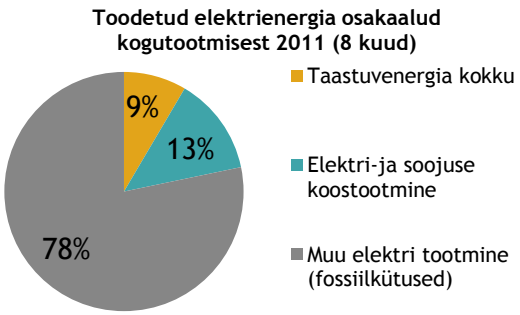
Eesti elektrisüsteemi bilansi prognoos GWh	2010	2011 prognoos	2012 prognoos	Muutus 2011/2010 %	Muutus 2012/2011 %
Sisemaine võrku antud elektrienergia	11 325	11 850	12 000	5%	1%
Sisemaiseks tarbimiseks võrku läbinud elektrienergia võrgukadudega	8010	8000	8275	0%	3%
Bilanss	**3 315**	**3 850**	**3 725**		

2010. aastal moodustas elektri tarbimine koos võrgukadudega kokku 8 TWh, mis oli 4% suurem eelnevast aastast. Viimase aastakümne suurim elektritarbimine saavutati 2008. aastal ning järgneval 2009. aastal langes elektritarbimine koos kogu riigis aset leidnud majanduslangusega 2005.-2006. aasta elektritarbimise tasemele. 2011. aasta algas jaanuarikuus 9%-se elektri tarbimise langusega ligi 100 GWh ulatuses, millele järgnes alates veebruarist vähene elektri tarbimise kasv. 2011. aasta 9 kuu tulemusena on elektri tarbimine Eestis samal tasemel möödunud aastaga ning 2011. aasta elektri tarbimine saab tõenäoliselt olema kas samas suurusjärgus eelmise aastaga või väiksem. Võrreldes viimase aastakümne sisemaist tarbimist oktoobrist detsembrini, siis on maksimaalseks tarbimise kasvuks 2011. aastal võimalus saavutada 1% ning suurimaks tarbimise languseks võib kujuneda ka kuni 2-3%.

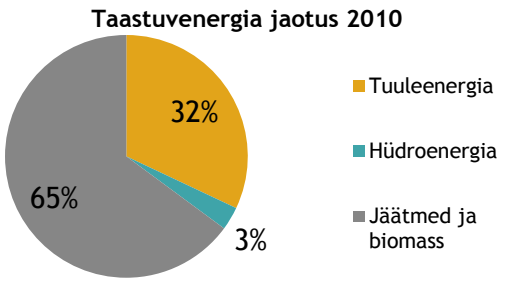
Elektri tootmises võib nii 2011. aastaks kui ka 2012. aastaks eeldada pigem elektri tootmise ning eksporditava elektrienergia kasvu. Jätkuvas kasvutrendis on ka taastuvenergiast tootmine, millest suurimat kasvu näitab biomassi osakaal. Kui arvestada, et 2012. aastal lisandub elektrivõrku veel 63 MW elektrituulikuid, siis võib 2012. aasta elektribilansis eeldata ligi kolmandiku võrra suuremat tuuleenergia toodangut. Elektritootmise osakaaludes primaarenergiate lõikes järgmisel aastal suuremat muudatust ei tule, pikemas perspektiivis on aga kasvamas enim taastuvenergia osakaal arvestades punktis 6.3 toodud elektrituulikute liitumisi.



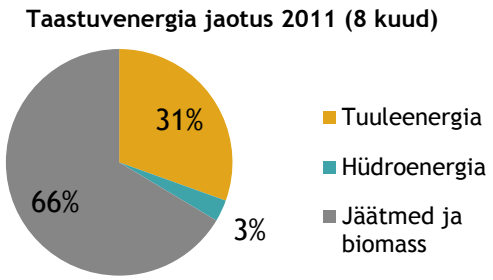
Joonis 4: Toodetud elektrienergia osakaalud kogutootmisest 2010



Joonis 5: Toodetud elektrienergia osakaalud kogutootmisest 2011



Joonis 6. Taastuvenergia jaotus 2010



Joonis 7: Taastuvenergia jaotus 2011

Täpsema taastuvenergia toodangu prognoosi 2012. aastaks koostab ja avaldab Elering oma veebilehel 1. detsembriks ja see sisaldab hinnangut nii järgmise kalendriaasta toetuste rahastamiseks kuluva summa ja tarbijatele osutatavate võrguteenuste mahu kui ka tootjaliinide kaudu tarbitud elektrienergia koguse kohta.

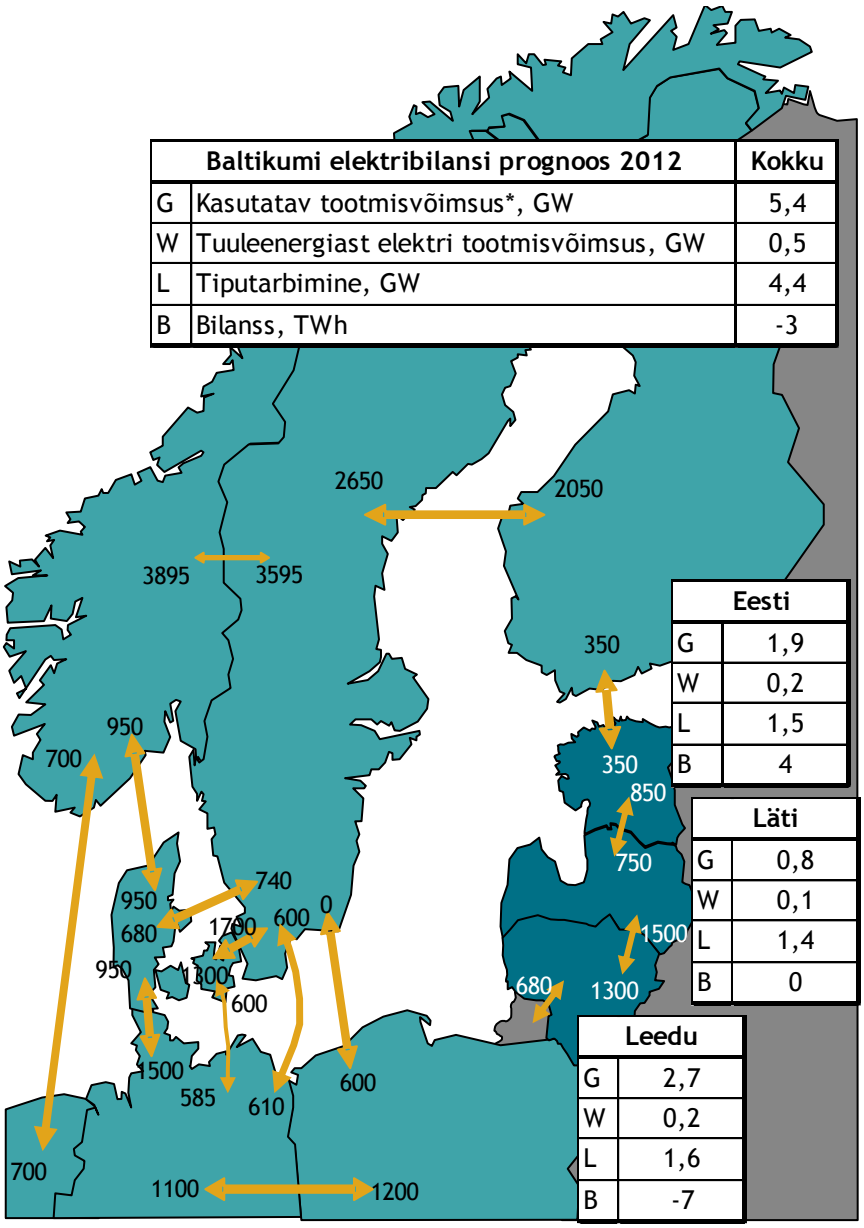
Eksporditava elektri osakaal saab 2011. aastal olema sarnane 2010. aastaga – ligi kolmandik Eestis toodetud elektrit eksporditakse naaberriikidesse Lätti, Leetu ning Soome. Kui võrrelda 2010. ja 2011. aastal eksporditud elektri mahte ja sihtkohti, on perioodil suvi kuni sügis ligi pool eksporditud elektrist müüdud Lätti ning talveperioodil Soome. Eksport Leetu on sõltumata aastaajast püsinud keskmiselt 25% juures kogu eksporditud elektrienergiast. Imporditud elektri kogus on olnud suurem kevadperioodil Lätist ning suveperioodil Soomest.

Tabel 6. Piiriülene elektrikaubandusbilanss (Märkus: elektrikaubandusbilansi ja füüsilise elektribilansi saldo erinevus tuleneb süsteemi ebabilansist ja piiriülestest reguleerimistarnetest)

Piiriülene elektrikaubandusbilanss GWh	2010	2011 (9 kuud)
Elektrikaubanduse saldo:	**3325**	**2657**
Import kokku:	**1338**	**1136**
sh Läti-Eesti piiriülene import*	1082	882
sh import Soomest	256	254
sh import Venemaalt	0	0
Eksport kokku:	**4663**	**3793**
sh Eesti-Läti piiriülene eksport*	2672	2360
sh eksport Soome	1991	1433
sh eksport Venemaale	0	0

* Ekspordi ja impordi kogused Eesti-Läti piiril sisaldavad nii Eesti-Läti kui ka Eesti-Leedu elektrikaubanduslikke tarneid.

2011/2012 aastal ei ole Baltikumis tootmisvõimsuste defitsiiti ja summaarselt on 2012. aastal Baltikumis elektrijaamade installeeritud netovõimsuseks 8,7 GW. Sealhulgas kasutatavaks tootmisvõimsuseks on 5,3 GW, mis võimaldaks katta kogu Baltikumi elektritarbimise.



Baltikumi elektribilansi prognoos 2012		Kokku
G	Kasutatav tootmisvõimsus*, GW	5,4
W	Tuuleenergiast elektri tootmisvõimsus, GW	0,5
L	Tiputarbimine, GW	4,4
B	Bilanss, TWh	-3

Eesti	
G	1,9
W	0,2
L	1,5
B	4

Läti	
G	0,8
W	0,1
L	1,4
B	0

Leedu	
G	2,7
W	0,2
L	1,6
B	-7

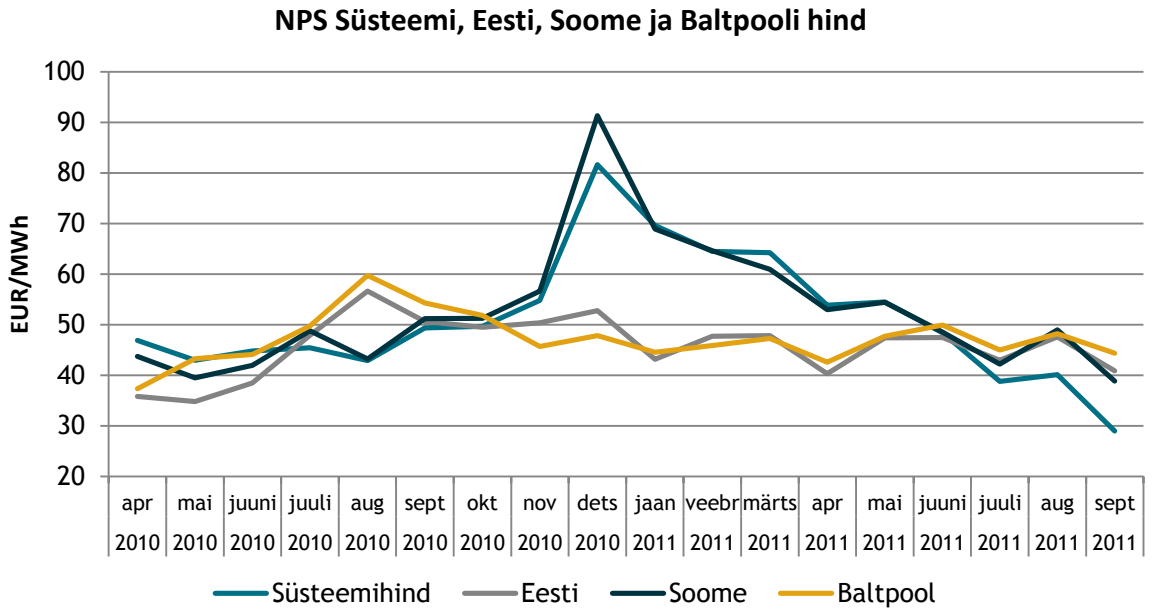
** Kasutatav võimsus ei sisalda konserveeritud, plaaniliste hoolduste, remontide või avariide ja muude piirangute tõttu mittekasutatavat võimsust (sh tuule- ja hüdroenergial töötavaid jaamasid) ning süsteemiteenuseid täitvaid võimsusi.*

Joonis 8. Läänemere regiooni riikidevahelised elektriühendused aastal 2011 ja Baltikumi elektribilansi prognoos aastaks 2012 (Allikas: ENTSO-E Winter Outlook 2010/2011, Indicative values for (NTC) in Continental Europe) - Elektribilansid Baltikumis aastatel 2010-2012 on toodud tabelis 7

Erinevalt tootmisvõimsustest on alates 2010. aasta jaanuarist (Ignalina tuumaelektrijaama sulgemisest) elektrienergia bilansid kujunenud Baltikumis alljärgnevalt: Eestis ületab elektrienergia tootmine ligi poole võrra tarbimist; Läti import sõltub hüdroenergiast ning aastane bilanss on pigem defitsiitne; Leedu impordib üle poole oma tarbimise katmiseks vajalikust elektrienergiast.

Aastaks 2012 on Läti, Leedu ja Soome defineerinud oma süsteeme kui importivaid süsteeme. Impordi ja ekspordi koguseid hakkavad sarnaselt käesoleva aastaga mõjutama elektrienergia hinnad eri süsteemides, samuti põhimõtted, mida rakendatakse ülekandevõimsuste jaotamisel.

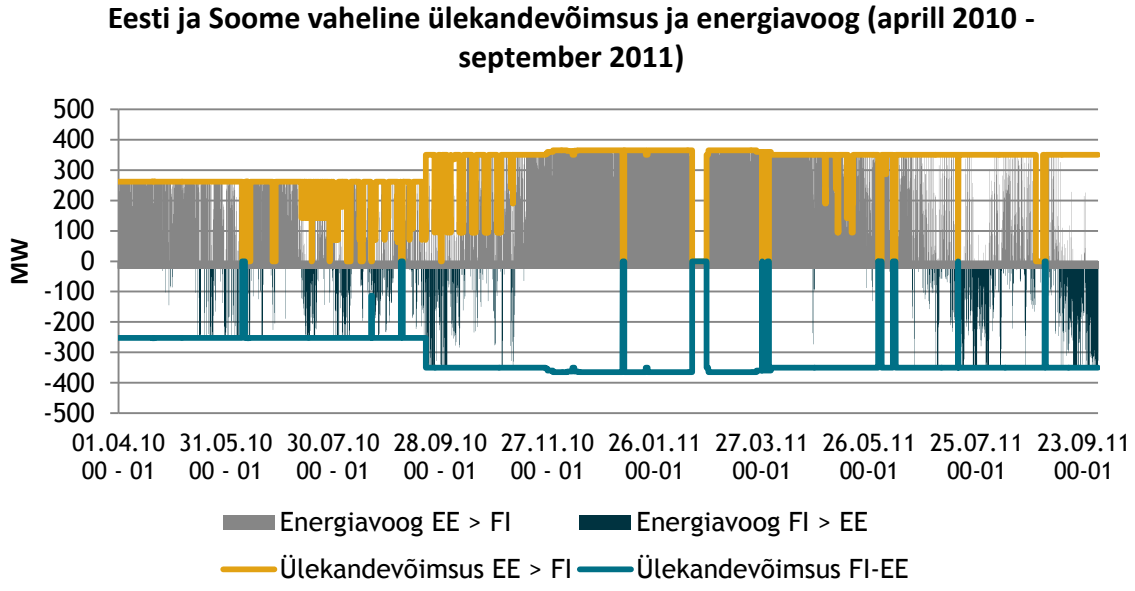
Järgneval graafikul on toodud keskmised hinnad NPS Eesti ja Soome piirkonnas ning süsteemi hind ja keskmised hinnad Leedu elektribörsil Baltpool.



Joonis 9. NPS süsteemi, Eesti, Soome ja Baltpooli hind aprill 2010 - september 2011

Eesti ja Soome vaheline ülekandevõimsus on juba täna jaotatud *implicit auction*i põhimõtet kasutades, mis tagab efektiivseima tulemuse naaberturgudele. Erinevalt Eesti – Soome piirist ei ole täna ega ka aastal 2012 võimalik kasutada sarnast jaotust Eesti – Läti ja Eesti – Venemaa piiril. Seda eelkõige põhjusel, et olenemata plaanidest avada Lätis Nord Pool Spoti hinnapiirkond juba aastal 2011, täidetakse elektribörsi avamiseks vajalikud eeltingimused alles aastal 2013.

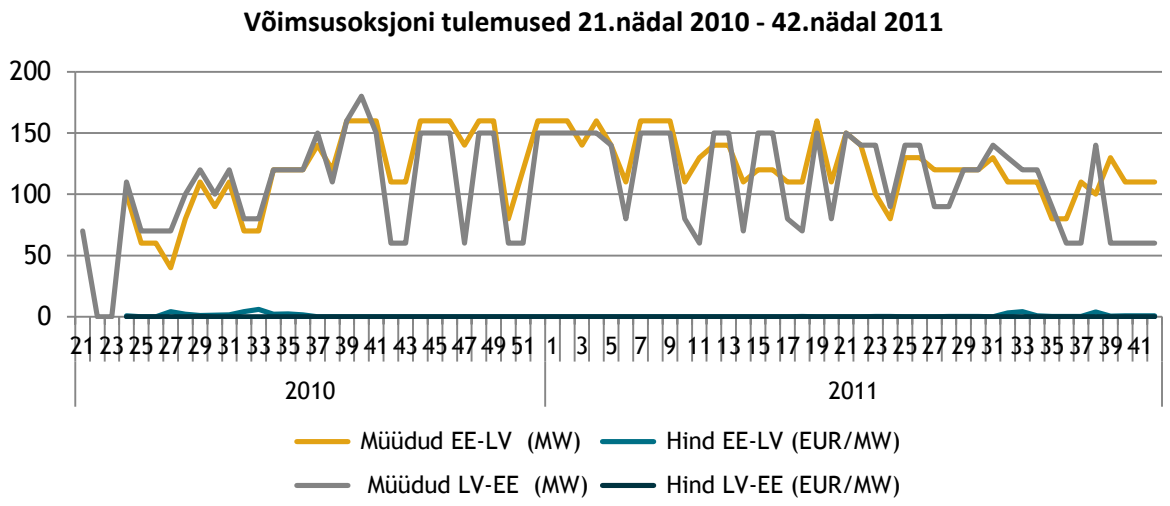
Maksimaalne ja kasutatud ülekandevõimsus Eesti ja Soome vahel perioodil aprill 2010 – september 2011 on toodud joonisel 10.



Joonis 10. Eesti ja Soome vaheline ülekandevõimsus ja energiavoog (aprill 2010 - september 2011)

Eesti-Läti, samuti Eesti-Venemaa piiril jaotatakse võimsus siiski Nord Pool Spoti poolt, kuid tehakse seda võimsuste põhiselt mõlemas suunas. Eesti-Läti vahelisest võimsust 20% jaotatakse täna ja ka järgmisel aastal nädalasel võimsusoksjonil.

Järgnevalt on joonisel 11 näha võimsusoksjoni tulemusi alates 2010. aasta maikuust.



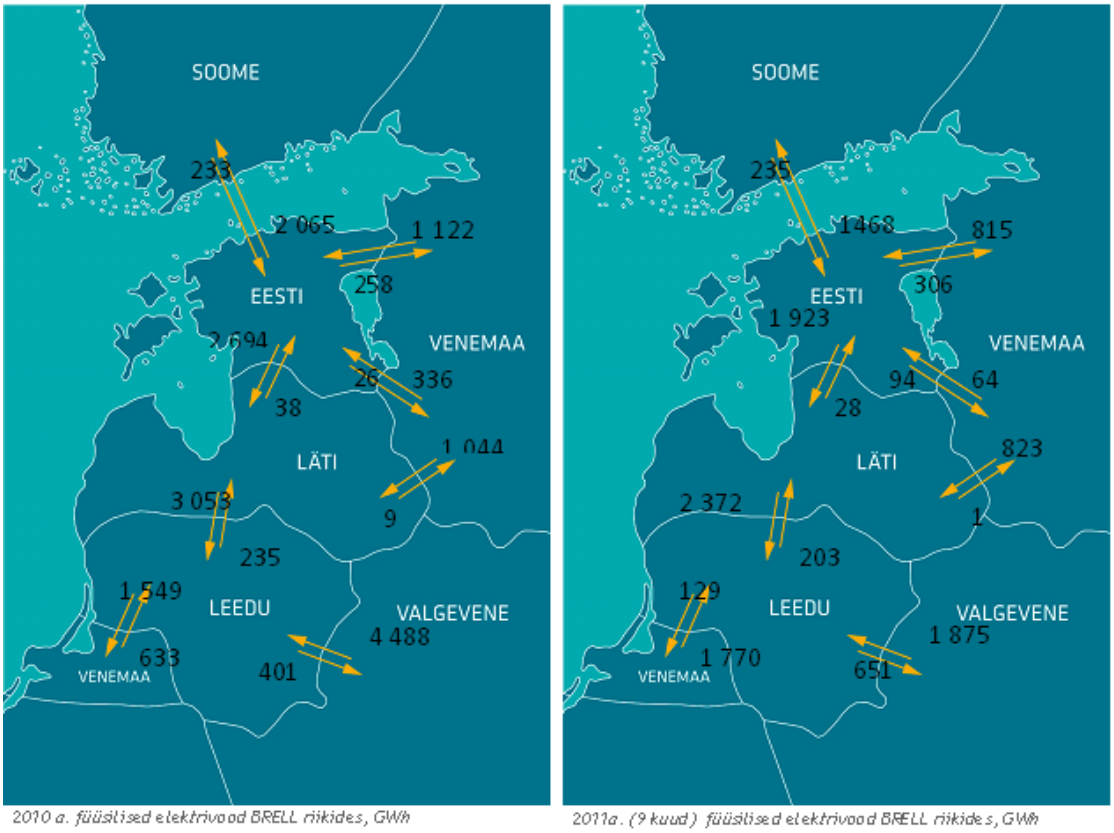
Joonis 11. Võimsusoksjoni tulemused 21.nädal 2010 - 42.nädal 2011

Kuna nii naabersüsteemid kui ka Elering ei näe suuri muudatusi, mis väga oluliselt võiksid mõjutada järgmise aasta süsteemide bilansse, siis võib eeldada, et 2012. aasta bilanss kujuneb sarnaseks tänavuse aasta bilansiga.

Tabel 7. Elektribilansid Baltikumis aastatel 2010-2012

Elektribilanss Baltikumis, TWh	2010	2011 (9 kuud)	2012 prognoos
Tootmine elektrisüsteemis kokku:	**22,1**	**15,5**	**23**
Eesti	11,3	8,4	12
Läti*	6,2	4,4	7
Leedu*	4,6	2,7	4
Tarbimine elektrisüsteemis kokku:	**25,7**	**18,5**	**26**
Eesti	8	5,8	8
Läti*	7,1	5,0	7
Leedu*	10,6	7,7	11
Bilanss kokku:	**-3,6**	**-3**	**-3**
Eesti	3,3	2,6	4
Läti*	-0,9	-0,6	0
Leedu*	-6,0	-5,0	-7

**Läti ja Leedu elektrisüsteemis baseeruvad tootmise ja tarbimise kogused SCADA andmetel.*



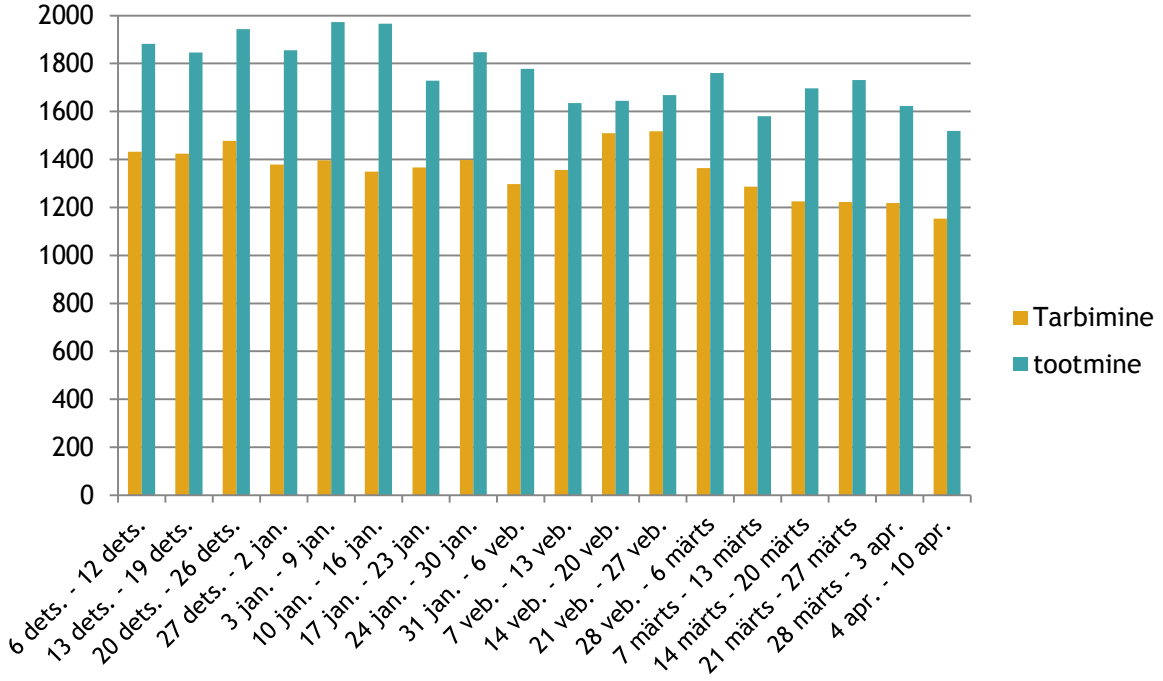
Joonis 12. Füüsilised elektrivood BRELLi elektrisüsteemis 2010. aastal ja 2011. aasta 9 esimesel kuul

Vaadates eelnevalt toodud graafikuid füüsiliste elektrivoogude kohta BRELLi elektrisüsteemis, siis on 2011. aastal olnud kõige suurem energiavoogude liikumine seotud Leeduga, kus importkogused tulevad Kaliningradi piirkonnast, samas kui eelmisel aastal imporditi eelkõige Valgevene võrgu kaudu. Seejuures ei ole aga näha sellest tingitud suuri muudatusi Eesti – Läti/Venemaa ristlõikel, seega imporditakse selle ristlõike kaudu elektrienergiat eelkõige Lätti.

3.1. Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektrisüsteemis 2011/2012 talvel

Märtsist 2011 kuni aprillini 2012 on Eesti elektrisüsteemis piisavalt genereerimist, et katta siseriiklik tarbimisvajadus nii normaal kui ka raksetes tingimustes. Normaalsetes tingimustes on arvestatud, et avariiliselt kaotavad Narva elektrijaamad kuni 80 MW ehk siis ühel plokil ühe katla, samas kui rasketes tingimustes kaotavad Narva elektrijaamad 320 MW ehk siis 2 plokki.

Eesti oodatav tipukoormus normaaltingimustel on kuni 1600 MW ja külmade ilmastikutingimuste korral ca 1650 MW.



Joonis 13. Eesti eelmise, 2010/2011 aasta talve nädalate tipukoormused ja tootmine (MW)

4. Elektritootmises kasutatavate primaarenergia allikate tarnekindlus ning võimalikud riskitegurid tootmise piisavusele aastatel 2012-2021

Eesti elektritootmisportfell on energeetiliselt suhteliselt sõltumatu, kuna ligikaudu 98% kogu 2010. aastal kasutatud primaarenergiast on kodumaise päritoluga. Eesti elektritootmine tugineb siiani kohalikele primaarenergia ressurssidele, milleks on põlevkivi, puit, turvas ja tuul. Elektritootmises kasutatavatest kütustest imporditakse Eestisse ainult maagaasi. Primaarenergiaallikate tarneprobleemid mõjutavad paratamatult ka Eestit läbi elektriliste ühenduste ja läbi regionaalse tootmisvõimsuste piisavuse.

Käesolevas peatükis on eriline tähelepanu pööratud maagaasi tarnekindlusele. Maagaas on meie lähiriikides nagu Lätis, Leedus, Valgevenes ja Venemaa Kaliningradi piirkonnas peamiseks primaarenergia allikaks elektritootmises ja seetõttu mõjutab oluliselt ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlust. . Eeltoodud energiasüsteemides moodustavad gaasi kütusena kasutavad elektrijaamad ca 90% kogu tiputarbimise ajal kasutatavast elektritootmisvõimsustest ning maagaasist toodetakse ca 60% kogu neis riikides toodetavast elektrienergiast. Kõiki neid energiasüsteeme varustab maagaasiga üks ja ainus tarnija – Gazprom. Maagaas on aga Euroopa Liidu energiapoliitika kontekstis kütus, millel nähakse olulist rolli kliimapoliitiliste eesmärkide täitmisel. Samas on maagaasi tarnekindlus ja selle kütusega seotud muud riskidpärssinud seni Eestis maagaasi kütusena kasutavate elektrijaamade arendamist. Kogu energiasüsteemi varustuskindluse tagamisel on aga järgneval kümnendil kriitilise tähtsusega maagaasile alternatiivsete tarneahelate loomine Baltimaades.

4.1. Põlevkivi

Hetkel on põlevkivi aktiivset tarbevaru 960 mln tonni, millest kaeveväljadel on 560 mln tonni. Elektrienergia tootmiseks jätkub põlevkivi ressursse vähemalt viiekümneks aastaks, kuid samas on see üks kõige kõrgema CO_2 sisaldusega fossiilkütuseid, mis Euroopa Liidu tänase energiapoliitika valguses võib tähendada põlevkivist elektritootmisele suuri lisakulusid.

Põlevkivil kui kütusel puudub tänasel päeval turg (seega ka referentshind) Eestist väljaspool, kuid Eestis valmistatavatel põlevkivist vedelkütustel on kõrge ekspordipotentsiaal ning selle hind on seotud naftaproduktide hindadega maailmaturul. Võib eeldada, et tulenevalt põlevkiviõli tootmismahtude kasvamisest lähiaastatel (VKG ja Eesti Energia uued õlitehased) muutub põlevkivi hind elektritootmise jaoks väärtuspõhiseks, kajastades ka võimalikku tulu, mida on võimalik saada tootes põlevkivist vedelkütuseid.

Põlevkivi kui kütusega seotud suuremad riskid tulenevad sellest, et elektri tootmine põlevkivist ei ole tulevikus konkurentsivõimeline. Samas pole see järgmise 10 aasta perspektiivis ohuks tootmise piisavusele, kuna olemasolev tootmisvõimsus on plaanis vähemalt kuni 2021. aastani säilitada (vt peatükk 7). Pikemaajalises perspektiivis ehk peale 2021. aastat, suletakse tõenäoliselt suurem osa olemasolevatest tootmisvõimsustest, samas aga uute põlevkivil töötavate tootmisvõimsuste ehitamine turupõhiselt on vähetõenäoline. Seega pikaajalises perspektiivis on eelmainitud asjaolud oluliselt mõjutamas tootmise piisavust Eestis.

4.2. Puit ja turvas

Puit

Eesti Vabariigi Riigikogu otsusega (15.022011. a nr. 909 OE) on kinnitatud Eesti Metsanduse Arengukava aastani 2020, mis sisaldab raamistikku, põhimõtteid ja eesmärke metsanduse, sh metsatööstuse arendamiseks aastatel 2011 kuni 2020. Sealhulgas on arengukavas väljatoodud metsasektori optimaalse puidukasutuse ulatus aastas 12-15 miljonit m^3. Arengukava põhieesmärk on metsade tootlikkuse ja elujõulisuse ning mitmekesise kasutamise tagamine, sh puidu kui taastuva loodusressursi otstarbekas kasutamine metsa- ja puidutööstuses ning energeetikas.

Kohaliku biomassi kasutamine elektrienergia ja soojuse koostootmiseks vajab kõige vähem toetust ühe toodetud elektrienergia ühiku kohta ja on seetõttu Eesti tarbijatele kõige soodsam lahendus[1]. Lisaks sellele tähendab see taastuvenergia toodangu ning kodumaise kütuse kasutamise kasvu, mis tähendab riigi energeetilise varustuskindluse ja energiajulgeoleku suurenemist. Puidukasutuse suurendamine energeetikas aitab kasvatada ka metsasektori panust Eesti riigi majandusse, misläbi tõuseb ka sektori atraktiivsus investeeringutele. Lisaks parandab puidu kasutamine Eesti energiatööstuse konkurentsivõimet ja annab pikaajalise investeerimiskindluse metsade majandamisega tegelevatele isikutele ning loob juurde metsamajandamise ja töötlemisega seotud töökohti madala tööhõivega regioonides.[2]

Puidukütuseid võib liigitada tooraine päritolu järgi metsast (traditsiooniline küttepuit, raie-jäätmed, kännud, puidutöötlemise jäätmed) ja energiametsast (kiirestikasvavad puuliigid tervikuna) saadavateks ning korduvkasutusega kütusteks (lammutuspuit, ehituspuit, pakkepuit). Praegune hakkpuidu hind on keskmiselt 14–16 EUR/MWh.

Lähiajal on oodata nõudluse kasvu puitkütuste järele, mis on tingitud eelkõige jätkuvast välisnõudlusest ning uute puitu kasutatavate energiatootmisvõimsuste valmimisest (eelkõige uued põlevkivi keevkihtplokid puidu koospõletamise võimalusega), puidupelletite tootmise laiendamisest ning puidu- ja paberitööstuse arendamisest. Nõudluse kasv (eelkõige välisnõudlus) põhjustab puidu hinna tõusu[Error! Bookmark not defined.], samas puitkütuste hinna tõusmisel võib osa kohalikke energiatootjaid üle minna turbakütustele. Puitkütuste hinnatõusu stabiliseerivaks teguriks on ka puitkütuste impordi võimalused Venemaalt. Tuleviku perspektiivis tuleks aga silmas pidada ka seda, et aastaks 2020 energiatootmiseks vajatakse ligi 1/3–1/2 võrra rohkem puitu kui praegu. Metsanduse potentsiaal võiks olla u 30 PJ/a (hetkel 20–22 PJ/a).[3]

Tabel 8. Metsade kogutagavara, -juurdekasv ning puitkütuste kasutamise maht energiatootmises[4]

Indikaator	Baastase	Perioodi saavutustase
Metsade kogutagavara	442 milj m^3 (SMI 2008)	450 milj m^3 (SMI 2008)
Metsade tagavara juurdekasv	12,1 milj m3/a (SMI 2008)	12,5 milj m3/a
Puitkütuste kasutamise maht energiatootmises	22 PJ/a (2009)	30 PJ/a

[1] „Taastuvenergeetika toetusskeemide kujundamine“, WEC Eesti 2011, http://www.wec-estonia.ee/WEC_taastuvenergia_toetused.pdf ja „Renewable Energy in the European Energy Market“ – Ecofys 2011, http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2011_financing_renewable.pdf

[2] „Energeetikadebatt: Metsaareng vajab stabiilsust“ Ants Varblane, Eesti Erametsaliidu tegevjuht, Äripäev, 10.10.2011

[3] EESTI METSANDUSE ARENGUKAVA AASTANI 2020, Tallinn 2010

[4] Statistilise metsainventuuri (SMI) 2004-2008 aasta inventuuride andmed.

Puitkütuse kasutamise riskidest võib välja tuua teatava ebaselguse tulenevalt võimalikust Euroopa Liidu CO_2 regulatsiooni muutusest biokütustele[5] , millega võivad kaasnedaCO_2 kaubandusega seotud riskid.

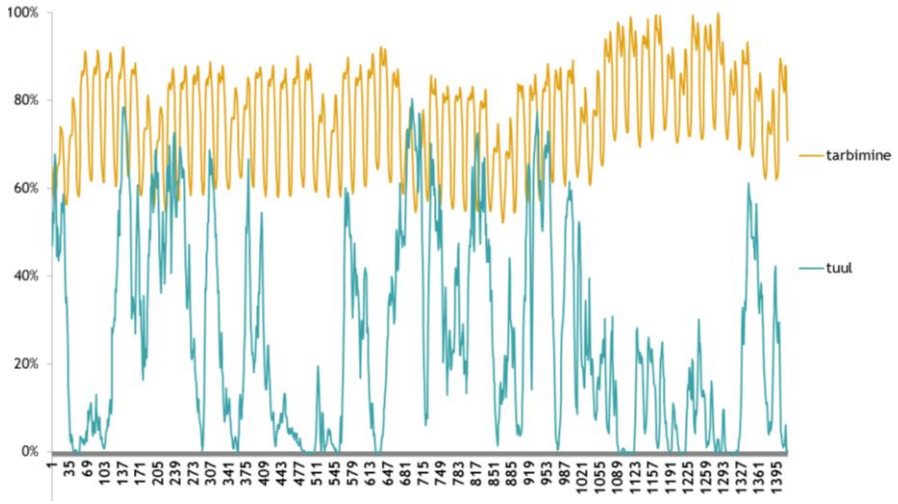
Turvas[6]

Turbakütuste maksumus on ajalooliselt madalam kui puitkütuste oma ja jääb vahemikku 9 – 11 EUR/MWh. Vaatamata väiksemale maksumusele tuleb arvestada turbakütuste suuremaid keskkonnaheitmete makseid ja seoses kõrgema tuha-sisaldusega ka suuremaid tuhakäitlemiskulusid. On oluline arvestada ka CO_2 kaubandusega seotud riske, kuna turbakütused Eesti ja Euroopa Liidu seaduste kohaselt ei ole taastuvad energiaallikad.

Eesti Statistikaameti andmetel oli 2009. aastal hästilagunenud turba (kasutatakse kütteks, väetiste ja kompostide valmistamiseks ning meditsiinis) toodang 461,29 tuhat tonni. Samas 2009. aasta andmetel moodustasid hästilagunenud turba aktiivsed varud 1 352 154 tuhat tonni, mida praeguse tarbimise juures jätkub ca 3000 aastaks.

4.3. Tuul

Primaarenergiaallikana on tuule potentsiaal Eestis suur. Hinnanguliselt on võimalik aastast energiatoodangut arvestades katta elektrituulikute toodanguga kogu Eesti elektritarbimine. Tulenevalt elektri kui energiakandja omapärast on aga elektri salvestamine kallis. Tuule juhuslikkusest tingituna on võimalikud perioodid, kus elektrituulikute toodang on negatiivne (tarbivad elektrit) ning perioodid, kus toodang ületab olulisel määral tarbimist (vt järgnev joonis 2011 aasta alguse kohta). Seega ei saa tuuleolude juhuslikkuse tõttu arvestada tipuvõimsuse katmisel tuuleelektrijaamade toodanguga. Seejuures tuleb arvestada ka fakti, et eriti külma ilma (alla -25 °C) korral lülituvad tuulikud ise välja, kuid just neis oludes on harilikult tarbimine eriti kõrge (vt joonis 14). Tuule kui primaarenergiaallika kasutamisega on seega seotud riskid, mis tähendavad, et lisaks elektrituulikute installeeritud võimsusele peavad olema elektrisüsteemis ka tavapärased elektrijaamad, mis töötavad tuulevaiksetele perioodidel.



Joonis 14. Tunnine elektrituulikute toodang ja süsteemi tarbimine 2011. aasta 1. jaanuaril - 28. veebruaril, tarbimise protsent aasta tiputarbimisest; elektrituulikute toodangu protsent installeeritud võimsusest (tunnid alates 01. jaanuar 2011)

---

5 http://www.eea.europa.eu/about-us/governance/scientific-committee/sc-opinions/opinions-on-scientific-issues/sc-opinion-on-greenhouse-gas

6 Allikas: „EESTI RIIGI SOOJUS- JA ELEKTRIENERGIA KOOSTOOTMISE POTENTSIAALI HINDAMINE“, Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium ja ÅF-Estivo AS, Tallinn 2011

2010. aastal valmis Eleringi tellimusel Taani konsultatsioonifirma Ea Energy Analyses poolt uurimustöö[7], mis näitas, et Eestis võib märkimisväärsete piiranguteta enne 2014. aastat liita võrguga kuni 600 MW tuulikuid. Pärast 2014. aastat liitunud tuulikuid võiks olla juba 900 MW, eeldusel, et EstLink 2 on selleks ajaks töös olles loonud laialdasema juurdepääsu kiiresti reguleeritavatele põhjamaade hüdroelektrijaamadele.

Tulenevalt kõrgetest elektrisüsteemiga integreerimise kuludest ning subsiidiumitest omab tuuleelektrijaamade integreerimine süsteemi suurt sotsiaalmajanduslikku mõju. Vaja on tõsiselt analüüsida tuuleelektrijaamade sotsiaalmajanduslikke mõjusid – mõju elektrihinnale ning majanduse konkurentsivõimele. Samuti on väga oluline analüüsida traditsiooniliste elektrijaamade töös hoidmise tasuvust ning vajalikke investeeringuid elektrivõrgu tugevdamiseks. Eleringi tellitud uuring näitas, et tuuleelektrijaamad vähendavad olemasolevate traditsiooniliste soojuselektrijaamade, koostootmisjaamade kasutusaega ja tasuvust. Ilma nendeta ei ole aga elektrisüsteemi võimalik töös hoida ja nende käigus hoidmiseks on vajalik luua mehhanism, mis katab tootmata jäänud elektri eest saamata jäänud tulud, subsiidiumid ja täiendavad kulud. Kokkuvõtvalt võib tuuleenergeetika laiaulatuslik subsideerimine viia tulenevalt tuule kui primaarenergiaallika vähesest saadaolevuse kindlusest olukorrani kus tootmisvõimsuste piisavuseks vajalike elektrijaamade investeeringud turupõhiselt (ilma subsiidiumideta) on välistatud ning see omakorda võib põhjustada tootmisvõimsuste nappust kogu Läänemere regioonis.

4.4. Maagaas

4.4.1. Maagaasi varustuskindlus Balti regioonis

2010. aastal tarbiti maagaasi Eestis 0,7 mld m^3, Lätis 1,8 mld m^3 ja Leedus 3,1 mld m^3. Võrdlusena võib välja tuua Soome 2010. aasta tarbimise, mis oli 4,7 mld. m^3 ehk pea sama palju kui kolm Balti riiki kokku. Eestis tarbitakse ligikaudu 75% maagaasist soojusenergia tootmiseks ning 5% maagaasist tarbitakse elektrienergia tootmises (ülejäänud 20% muudeks otstarveteks, nagu kodumajapidamised, keemiatööstus, ja muud). Seevastu Lätis toodetakse maagaasist ligi 40% ning Leedus lausa 70% elektrist.

Hoolimata sellest, et maagaas on suhteliselt madala CO_2 eriheitega kütus ning maagaasil tootmisvõimsuste rajamine on suhteliselt soodne, on Balti riikides maagaasi tarbimist energiamajanduses pidurdatud. Eesti on otsustanud jätkata põlevkivi kasutavate CFB-dega ning rajada neid ka juurde. Läti ja Leedu plaanides sisalduvad küll uued maagaasil elektritootmisvõimsused, kuid ka juba olemasolevad võimsused seisavad faktiliselt jõude ning puudujääv elektrienergia imporditakse. Selle ilmingu põhjuseks Balti riikides on mure maagaasi hinna ja varustuskindluse pärast tulevikus.

Eesti elektrisüsteemi varustuskindlusele omab olulist mõju ka tootmisseadmete piisavus naaberriikides, eriti Lätis ja Leedus, vähemal määral ka Valgevenes ja Kaliningradis. Pikaajalised maagaasi tarneprobleemid nendesse riikidesse võivad põhjustada läbi sünkroonselt töötava elektrisüsteemi ka ohtu varustuskindlusele Eestis. Ohud elektrisüsteemi varustuskindlusele võivad ilmneda eelkõige olukordades, kus on pikaajalised (nädalaid kestvad) häired maagaasiga varustamisel. Peamise ohustsenaariumid on eelkõige:

- Inčukalnsi gaasihoidla on peale külma talve ning suurt gaasitarbimist tühi ning puuduvad lepingud ja/või gaasitorustiku läbilaskevõime Venemaal, et tagada maagaasi varustus läbi torujuhtmete
- Pikaajaline gaasitorustiku „hooldus“ Baltimaade ja Venemaa vahel või laiaulatuslik torujuhtme avarii ning hävinemine

Antud olukordade tarbeks on Läti, Leedu ja Valgevene elektrijaamades reservkütuse varud, mis võimaldavad teatud aja jooksul elektrit toota (Lätil ca 10 päeva varu, Leedus ca 50 päeva varu ja

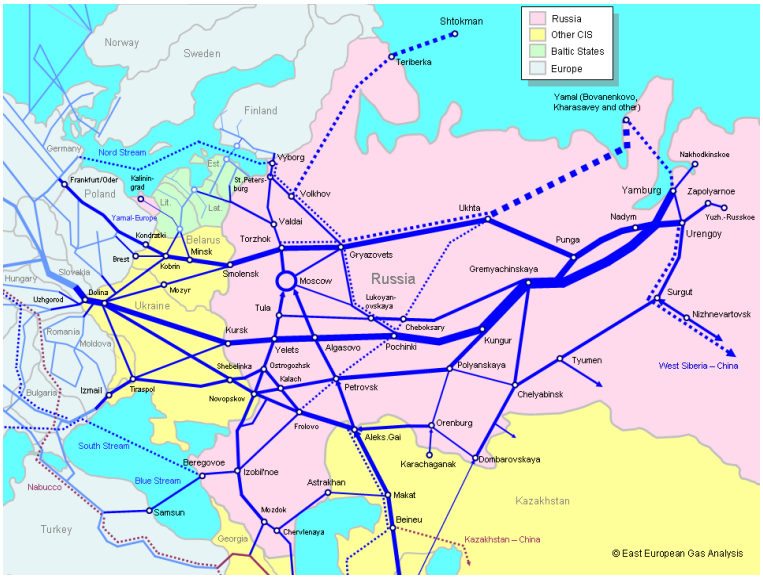
[7] Ea Energy Analyses uurimustöö leiab Eleringi kodulehelt (http://elering.ee/uuringud-2/)

Valgevenes on varu ning tarneahelad elektrijaamade katkematuks tööks), samas Kaliningradis reservkütuse varud puuduvad. Peale reservkütuse varu lõppemist võib seega tekkida olukordi, kus võrgu läbilaskevõime elektri impordiks neisse riikidesse ei ole piisav ja/või puuduvad tootmisvõimsused naaberriikides. Sellise olukorra tagajärjeks olevad häiringud võivad mõjutada ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlust.

Maagaasi defitsiit regioonis

Eestis, Lätis, Leedus ja Soomes puudub oma maagaasi tootmine ning ollakse 100% sõltuv impordist. Kõigi nimetatud riikide maagaasisüsteemid on üles ehitatud viisil, mis võimaldab maagaasi importida vaid Vene Föderatsioonist (Leetu saabub suur osa maagaasist transiidina läbi Valgevene).

Venemaa on viimastel aastatel suurendanud investeeringuid uute maagaasi leiukohtade kasutuselevõttu ja maagaasi transporti. Nimekaim näide on kahtlemata 917 km pikkuse Nord Stream torujuhtme rajamine Läänemerel, mille esimene liin käivitatakse 2011. aastal. Samas on mitu aastat ajagraafikust maas Štokmani gaasivälja kasutuselevõtt Barentsi merel, mis pidi hakkama varustama Nord Streami kaudu Saksamaad. Kuna ka olemasolevad Lääne-Siberi gaasiväljad kaotavad pidevalt oma tootlikkust, ennustatakse lähiaastatel Nord Streami täisvõimsusel töösserakendamisel Balti riikides ning Venemaa loodeosas ja Soomes maagaasi defitsiidi tekkimist.



Joonis 15. Maagaasi ülekandevõrk Venemaal ja ida-Euroopas. Allikas: East European Gas Analysis

Sõltuvus monopoolsest tarnijast

Maagaasi varustuskindluse teine oluline tahk on asjaolu, et Venemaal on lubatud maagaasi Balti riikidesse ja Soome eksportida vaid Vene Föderatsioonivõimude poolt kontrollitaval Gazprom OAO-lil. Varasemate aastate võimalused importida Balti riikidesse maagaasi Kesk-Aasia riikidest, kasutades selleks Gazpromi torujuhtmeid transiidiks, on tänaseks otsustavalt lõpetatud. Seega on Eesti, Läti , Leedu ja Soome tarbijate ainsaks maagaasiga varustajaks monopoolne Gazprom OAO. Varustuskindluse seisukohast lähtudes lisab see tõik märgatavalt ebakindlust, kuna ajaloos on näiteid, kus Gazprom ettehoiatamiseta gaasivarustuse katkestanud. Nii vähendas Gazprom 2009. aasta jaanuaris maagaasi tarneid Ukrainale oluliselt ning lõpuks katkestas täielikult. Koos Ukraina turuga lülitati välja ka Ukrainat läbivad maagaasi transiitvood Lääne-Euroopasse, misjärel pidid mitmed riigid võtma kasutusele gaasihoidlates hoitavad varud, muutma ringi tavapärased gaasi tarneskeeme ning kohati vähendama ka gaasitarneid tarbijatele.

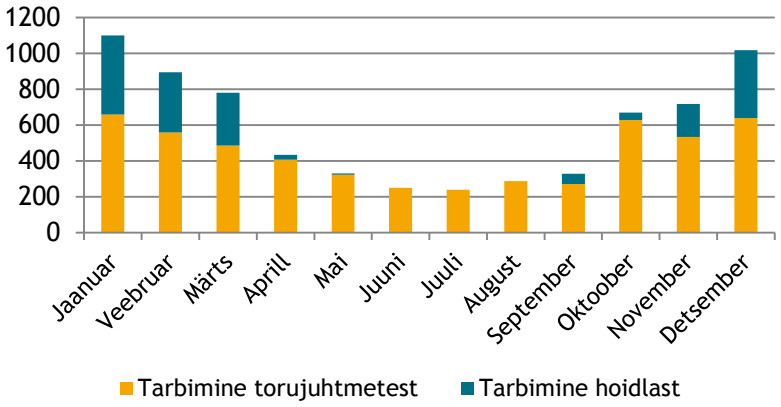
Joonis 16. Venemaa gaasitarnete mõju Euroopa riikidele Allikas: BBC

2010. aasta juunis tekkis Gazpromil vaidlus Valgevenega ning gaasitarneid vähendati taas oluliselt. Leedu, kellele tarnitakse maagaasi peamiselt Valgevene kaudu, seekord siiski gaasikärpeid ei tundnud.

Regiooni riikide lepingud Gazpromiga erinevad riigiti – Latvias Gaze lepingut pikendati 2009. aastal aastani 2030. Soome gaasifirmal Gasum on leping 2025. aastani. Eesti Gaasi ja Lietuvos Dujose lepingud lõpevad oktoobris 2015. Gaasi müügilepingutes on fikseeritud müüdava maagaasi kogused ja kvaliteet ning gaasi hind on määratletud valemina sõltuvana teatud naftatoodete hindadest.

Regionaalne pudelikael

Balti riikide, Loode-Venemaa ja kaudselt ka Soome gaasiga varustamine toimub Venemaa Tjumeni oblastist kahe erineva skeemi alusel. Suvisel, madala tarbimisega perioodil (aprill-oktoober), tarnib Gazprom Balti regioonile maagaasi samaaegselt nii tarbimiseks kui ka hoiustamiseks Läti Inčukalnsi maa-aluses gaasihoidlas. Talvisel perioodil (november-märts) katavad suurema osa regiooni tiputarbimisest Inčukalnsi gaasihoidlast väljapumbatavad gaasimahud ning Lääne-Siberist pärit gaas suunatakse teistesse Venemaa regioonidesse. Maa-aluse gaasihoidla kasutamise suurimaks eeliseks Balti regiooni gaasisüsteemis on võimalus tasandada sesoonsusest tulenevat nõudluse kõikumist. Samas võib maa-alune gaasihoidla varustuskindluse mõistes muutuda ka regioonile täiendavaks riskikohaks. Nimelt võib Inčukalnsi gaasihoidla avarii või õnnetus tuua talvisel tarbimisperioodil kaasa olukorra, kus tarneid hoidlast pole võimalik asendada tarnetega mujalt Venemaa regioonidest ning Balti riikides ning osaliselt ka Loode-Venemaal ja Soomes võib tekkida tugev maagaasi defitsiit. 2010. aastal tarbiti Balti regioonis 7,01 mld m^3 maagaasi, millest 5,25 mld m^3 tarbiti otse torujuhtmetest ja 1,76 mld m^3 tarbiti Läti maa-aluse gaasihoidla vahendusel.

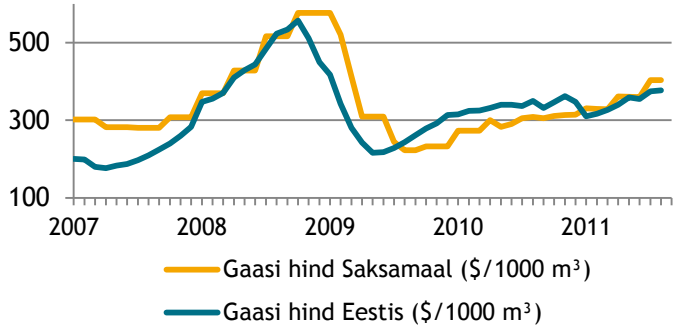


Joonis 17: Balti regiooni aastane gaasitarbimine, mld m^3/päevas

Inčukalnsi maa-aluse gaasihoidla kasutamisega on seotud ka teine varustuskindlust vähendav probleem. Nimelt on Inčukalnsi gaasihoidla maksimaalne gaasi väljundvõimsus 24 milj. m^3 päevas. Talvistel tiputarbimiste hetkedel on regiooni nõudlus gaasihoidlas hoiustatud gaasi kogustele oluliselt suurem, kui on selle maksimaalne väljundvõimsus - Eesti tiputarbimine on 6 mln m^3/päevas, Loode-Venemaal 11 mln m^3/päevas ja Lätis 11 mln m^3/päevas ehk kokku ilma Leedu tarbimiseta 27 mln m^3/päevas. 2011. aasta talve pakaselistel päevadel tekkis just Inčukalnsi maa-aluse gaasihoidla väljundvõimsuse piiratuse tõttu regioonis tõsine maagaasi defitsiit. Gaasitarbijate väljalülitamist suudeti vältida ainult tänu gaasirõhkude drastilisele vähendamisele ning käredate ilmade lõppemisele.

4.4.2. Maagaasi hind

Kui regiooni riikidele müüdava gaasi kogused on Gazpromiga sõlmitud lepingutes fikseeritud absoluutväärtuses, siis gaasi hind on seatud sõltuvusse õlikorvi hinnast Euroopa sadamates ja arvutatakse ümber kord kuus. Arvestuse aluseks võetakse viimase 9 kuu keskmised raske ja kerge kütteõli hinnad. Selliselt vähendatakse naftasaaduste turu volatiilsuse otsest ülekandumist gaasi hindadesse. Gazpromi gaasihinnad Balti riikidele on kuni viimaste aastateni olnud võrrelduna Lääne-Euroopasse müüdava gaasi hindadega mõnevõrra soodsamad. See on ka mõistetav, kuna maagaasi ülekandekulud Balti riikidesse võrreldes ülekandekuludega Saksamaale on oluliselt väiksemad. Sellest hoolimata oli 2009. ja 2010. aastal maagaasi hind Eesti piiril 15-20% kallim kui Gazpromi poolt tarnitava gaasi hind Saksamaa piiril. Maagaasi hinnaga manipuleerimise ohtu võib pidada samuti üheks tõsiseks riskiks maagaasi varustuskindlusele regioonis.



Joonis 18: Gaasi hind Saksamaal ja Eestis 2007-2011

5. Tootmisvõimsuste arengud Eestis aastatel 2012–2021

Vastavalt Võrgueeskirja § 13[2] esitavad kõik elektritootjad süsteemihaldurile iga aasta 1. septembriks andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Praeguse seisuga on aastate 2011–2021 lõikes Eleringi informeeritud etteplaneeritava tootmistsükliga tootmisvõimsuse suurenemisest kuni 757 MW ulatuses, samas on planeeritud võimsuste sulgemist ja vähenemist 348 kuni 994 MW ulatuses.

Võrreldes eelmise, 2010. aasta novembris koostatud tootmispiisavuse aruandega on elektritootjate esitatud andmetes toimunud suuremad muutused järgnevad:

- ✓ Võimalus kasutada Narva EJ-s vastavalt IED[8]-le piiratud kasutustundidega plokke võimsusega 636 MW peale 2015. aastat. Antud muutus oli kajastatud käesoleval aastal väljastatud Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruandes [9].
- ✓ Narva EJ poolt tõsteti teise ploki ehitamine 1 aasta võrra lähemale ehk 2019. aastasse.
- ✓ Eelmisel aastal esitatud andmed Ahtme elektrijaama uue tootmisseadme võimsusega 22 MW ehitamisest 2013. aastal ei ole kajastatud, kuna sel aastal esitatud andmed ei sisalda investeeringut uude tootmisseadmetesse.

Tööstusheitmete direktiiv avaldati EL Official Journalis 17. detsembril 2010 ning hakkas kehtima alates 7. jaanuarist 2011. Kehtimisaja algusest alates on liikmesriikidel aega 18 kuud IED nõuded siseriiklikku seadusandlusesse üle võtta. Ühe võimaliku leevendusmeetmena on IED-s võimaldatud kasutada suuri põletusseadmeid, mis peavad vastama 31. detsembrini 2015 kehtiva keskkonnaloa miinimumnõuetele, kuid samal ajal ei pea vastama IED nõuetele, piiratud kasutustundide arvuga (17 500 h ajavahemikus 01.01.2016 kuni 31.12.2023). Seega võib sellest tulenevalt kasutada Narva elektrijaamade vanu renoveerimata energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuar 2016 kuni 31. detsember 2023 summaarselt 17 500 töötundi.

---

[8] Tööstusheitmete direktiiv. Avaldati EL Official Journalis 17. detsembril 2010 ning hakkas kehtima alates 7. jaanuarist 2011

[9] http://elering.ee/varustuskindluse-aruanded-2

5.1. Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest tootmisvõimsuste sulgemistest, võimsuse vähenemistest ja tootmisseadmete konserveerimistest:

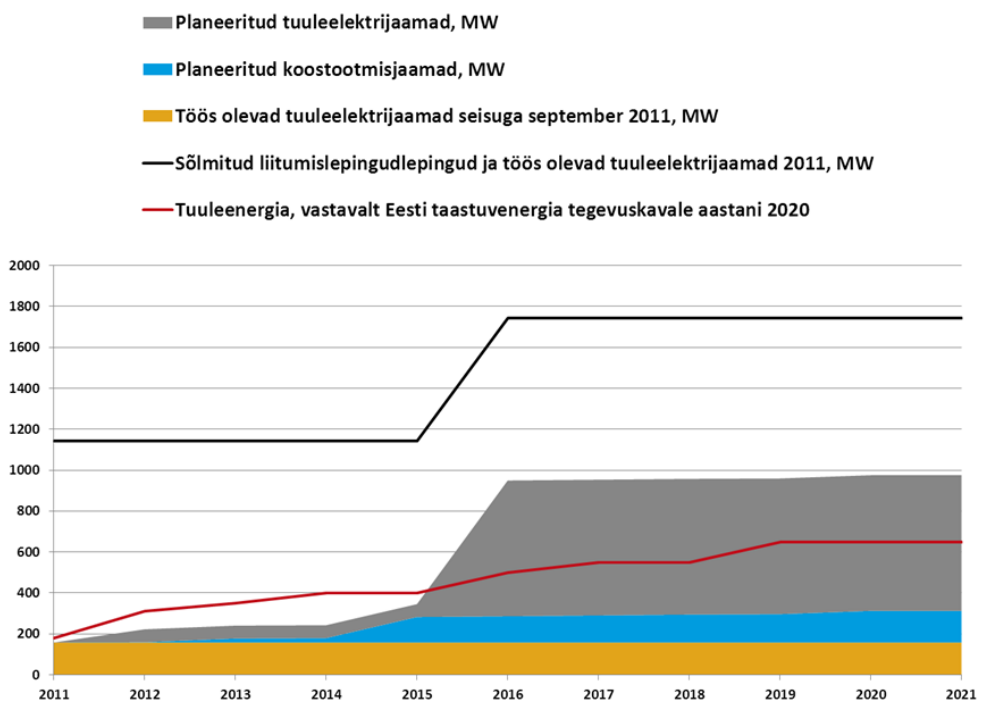
- 2012 – Ahtme soojuselektrijaama vana koostootmisjaama sulgemine, -24,4 MW
- 2012-2015 – Narva elektrijaamas kahe ploki konserveerimine, -302 MW (käivitusaeg etteteatamisest 9 kuud)
- 2010-2015 – Narva elektrijaama kuni neljal plokil väävli ja lämmastikheitmete vähendamise seadmete paigaldamine (DeSOx/DeNOx), -22 MW (võimsuse vähenemine seoses omatarbe suurenemisega)
- 2016 – Narva elektrijaamas kahe ploki sulgemine -302MW.
- 2016 – piirangud IED leevendusmeetme alusel töötavatele vanadele plokkidele -646MW

- **Suletav tootmisvõimus: - 348 MW**
- **Suletav ja piirangutega kasutatav võimsus kokku: - 994 MW**

Lisaks on Balti elektrijaama plokk nr 12, netovõimsusega 160 MW, konserveeritud aastatel 2012-2015, kuid selle käivitusaeg on 72 tundi, ning plokk loetakse seetõttu kasutatava võimsuse hulka.

Joonis 19. Suletav tootmisseade VKG Põhja Elektrijaamas

Alljärgneval graafikul on toodud ainult olemasolevad tootmisseadmed ja nende sulgemised ning arvestatud ilma täiendavate kasutustundideta Narva rekonstrueerimata plokkidel (nn must stsenaarium). Sel juhul tekib alates 2016. aastast üha suurenev tootmisvõimsuste puudujääk, mis ulatub aastal 2021 olenevalt tarbimise kasvust ning arvestades varuteguriga 200 kuni 840 MW-ni.



Joonis 20: Olemasolevad tootmisseadmed ilma täiendavate kasutustundideta Narva rekonstrueerimata plokkidel ja tootmisseadmete sulgemised

5.2. Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest tootmisvõimsuste lisandumistest:

- 2012 – Enefit Elektrijaam +37,5 MW
- 2013 – Iru jäätmepõletusjaam, +17MW[10]
- 2015 – Narva EJ uus 1. plokk võimsusega +274 MW
- 2019 – Narva EJ uus 2. plokk võimsusega +274 MW
- 2011…2021 – uued muud jaamad (valdav osa soojuse ja elektri koostootmisjaamad); kuni +154 MW

- **KOKKU: +757MW**

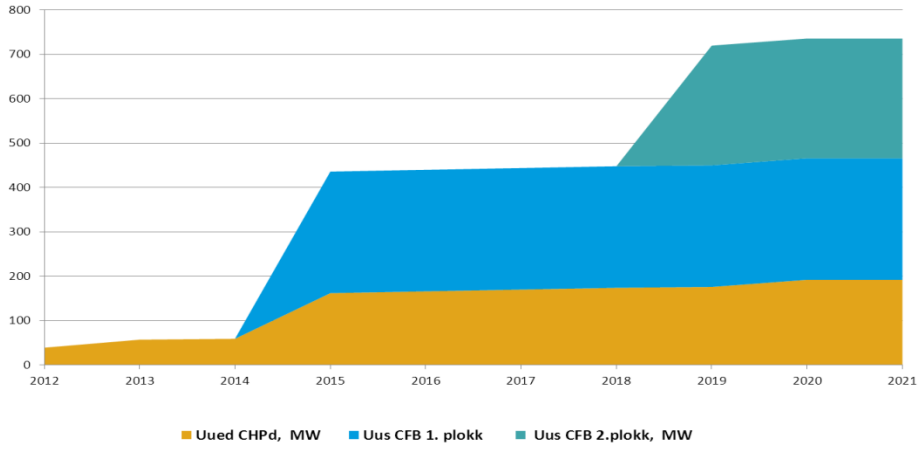
Elektritootmisseadmeid, mille ehitamisest on süsteemihaldurit teavitatud, kuid ei saa arvesse võtta kui kindlaid on järgmised:

- 2019 – Narva EJ 2. plokk võimsusega +274 MW
- 2011…2021 – uued muud jaamad (valdav osa valdav osa soojuse ja elektri koostootmis-jaamad); kuni +154 MW

- **KOKKU: +428MW**

[10] Iru jäätmepõletusjaama võimsus ei suurenda Iru elektrijaamakasutatavat võimsust, kuna alajaama liitumisskeem Iru alajaamas ei võimalda kasutada samaaegselt kolme plokki.

Kõiki neid elektritootmisseadmeid, mis on süsteemihaldurile esitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmisseadmete ehitusotsuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, kuid osad ka planeerimisjärgus, kus lõplikku investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Samas võib arvestada, et planeerimisjärgus tootmisseadmetest kõik investeeringuotsuseni ei jõua ning lisaks ei ole ka kindel, mis aastatel need projektid tegelikult valmivad.



Joonis 21: Olemasolevate tootmisseadmete kasutatav võimsus, tootmisseadmete sulgemised ning Eleringile teada antud võimalikud planeeritavad investeeringud tootmisvõimsustesse.

Narva Elektrijaamades saab praeguste hinnangute kohaselt järgneva ca 12 aasta jooksul kasutada olemasolevaid, rekonstrueerimata põlevkiviplokke.

Uute põlevkivi baasil töötavate elektrijaamade ehitamine (va Narva Elektrijaamades 2 uut plokki, milledest 1 kohta on ehitamise otsus tehtud) sellises mahus nagu täna ei ole tõenäoline, arvestades kogu energiatootmise tsükli madala kasuteguriga ning keskkonnaheitmete suure sisaldusega.

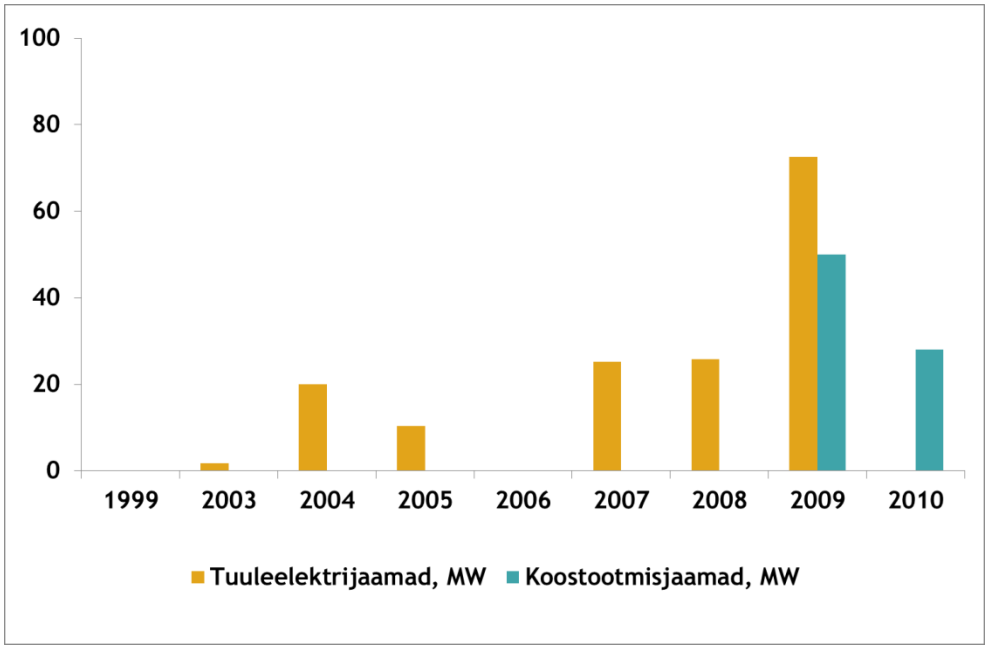
Reaalne alternatiiv on põlevkiviõli ning sellest mootorkütuste tootmine elektritootmise asemel, mis lisaks kohalikule elektritootmisele vähendab sõltuvust imporditavast energiast ning kiirendab kohalikul kütusel põhineva energiavaldkonna arengut

Peale põlevkivi saab Eestis kasutada biomassi ja biogaasi kasutavaid elektrijaamu. Tuumajaama ehitamise osas praegu samuti kindlat otsust ei ole. Üheks eelduseks elektrivarustuskindluse tagamiseks tulevikus on aga gaasituru liberaliseerimine, et tagada uutele gaasil töötavatel elektrijaamadele kütustega varustatus.

5.3. Kavandatavad ja ehitusjärgus taastuvatest energiaallikatest elektritootmisseadmed

Eesti energiasektori arengut mõjutavad lähiaastatel Euroopa Liidu energiapoliitika eesmärgid 2020. Aastaks, mille kohaselt kliimamuutuste, konkurentsivõime ja energiajulgeoleku eesmärkide täitmiseks vähendatakse kasvuhoonegaaside emissiooni ja suurendatakse taastuvallikate kasutamist energia tootmiseks. Eestis on lähiaastatel peamiseks probleemiks suuremad olemasolevad tootmisseadmed, mis ei ole aga ei ole jätkusuutlikud arvestades nende füüsilist ja moraalset vananemist. Eelpool toodud Euroopa Liidu eesmärkide saavutamiseks on riigi poliitiliseks instrumendiks valitud toetuste maksmine nendele elektritootmisviisidele, mis eesmärkide täitmisele kaasa aitavad, ning täiendavate maksude kehtestamine (CO_2, ja muud keskkonnamaksud) tootmisviisidele, mis nendele nõuetele ei vasta. Euroopa Liidu säästva arengu eesmärke silmas pidades on Eestis alates aastast 2007 rakendatud toetusskeem taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks elektritootmises ning tõhusale koostootmisele, mille eesmärk on saavutada kõrgem primaarenergia kasutamise efektiivsus energiatootmises. Tänu subsiidiumitele on elavnenud investeeringud koostoomisjaamadesse ja tuuleparkidesse.

Allpooltoodud graafikul on näidatud võrku ühendamise aastad ning liidetavate elektrijaamade installeeritud võimsus perioodil 1999-2010.

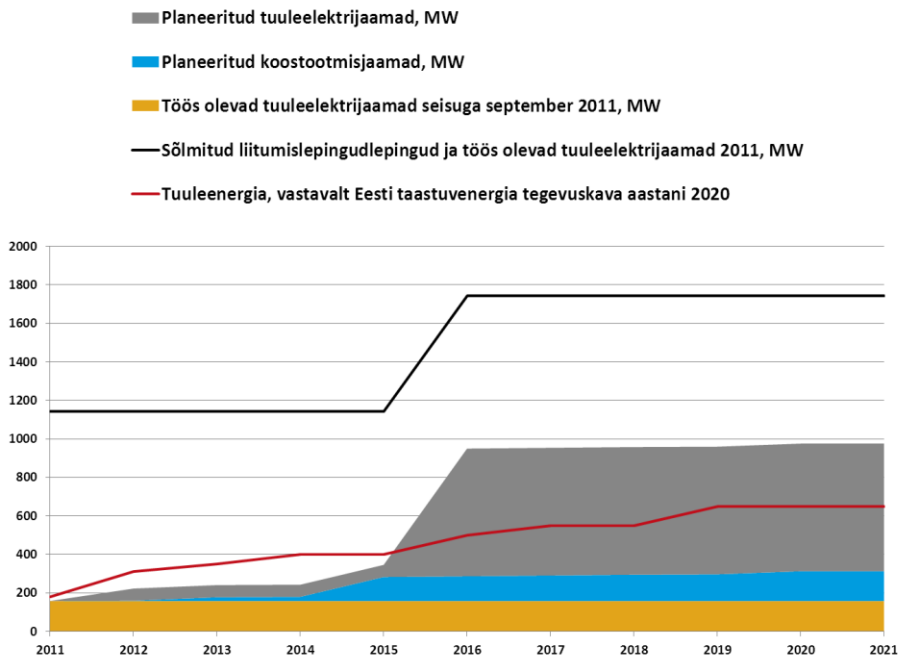


Joonis 22 a: Uute tootmisseadmete võrku ühendamised ning installeeritud võimsuse muutused 1999-2010 (MW)

Liitumislepinguid on kokku sõlmitud 983,7 MW (tuuleelektrijaamad 894,2 MW ja koostootmine 89,5 MW) ulatuses. Seisuga september 2011 on tuuleelektrijaamasid süsteemiga ühendatud 158 MW ja koostootmisjaamasid 78 MW ulatuses.

Liitumispunkte on tuuleelektrijaamadele valmis ehitatud 663,2 MW ulatuses ning koostootmisjaamadele 78 MW ulatuses. Võrguühenduste rajamine on tuuleelektrijaamadele pooleli 181 MW (Balti 81MW, Püssi 100 MW) ja koostootmisjaamadele 11,5 MW ulatuses. I osamakset ootame tuulelektrijaama liitujatelt 50 MW (Harku 50 MW) ulatuses.

Olemasolevate liitumisühenduste juures on täielikult või osaliselt paigaldamata elektrituulikuid ligi 490,4 MW ulatuses. Liitumisühendused, mis on küll valmis ehitatud, kuid mitte kasutusele võetud, on Paldiski (52,9 MW), Sillamäe (75 MW), Püssi (150 MW ja 48 MW), Balti (76 MW), Lõpe (17 MW) ja Sindi (50 MW) alajaamades – kokku 468,9MW. Liitumisühendused on valmis ehitatud, kuid tuulikud on osaliselt paigaldamata 21,5 MW ulatuses Tooma ja Esivere tuuleparkides.



Joonis 22 b: Eleringile teada antud uute tootmisseadmete võrku ühendamised ning planeeritavad installeeritud võimsuse muutused 2011-2021

5.4. Elektrivõrgu läbilaskevõime piisavus uute tootmisvõimsuste ühendamiseks

Hetkel on Eleringi poolt väljastatud liitumispakkumisi kokku 3132 MW ulatuses (liitumislepingud ja liitumislepingu pakkumised, millest enamik on tuuleelektrijaamad). Seisuga november 2011 kehtib tuulikute liitumiseks väljastatud liitumispakkumisi summaarselt veel 2149 MW ulatuses.

Eesti elektrisüsteem on ehitatud arvestusega, et kodumaised tootmisvõimsused (installeeritud võimsus) on samas suurusjärgus maksimaalse tarbimisvõimsusega. Arvestades olemasolevate tootmisseadmetega ning liitumislepingute ja -pakkumistega on broneeritud võimsust kokku ca 5600 MW ulatuses. Samal ajal on maksimaalne tarbimisvõimsus ca 1600 MW, mis on üle kolme korra väiksem, kui seda on liitumiseks broneeritud tootmisvõimsus.

Liitumislepingu sõlminutest ning liitumislepingu pakkumise saanutest on elektrijaama ehitamise alustamisest ning planeeritavast võrku ühendamise kuupäevast teatatud vaid 817MW ulatuses. Andmete esitamata jätmine või suutmatus võrku ühendamise kuupäeva prognoosida viitab sellele, et investeeringu realiseerimisega ei ole alustatud või on esinenud takistusi projekti realiseerimisel. Selline olukord mõjutab uusi investeeringute otsuseid tootmisseadmetesse, sest kui süsteemis on väljastatud 3132MW võimsust, millega Elering peab arvestama täiendavate liitumispakkumiste väljastamisel, siis iga täiendava MW liitumine on seotud suuremahulise võrgu ümberehitamisega. See aga omakorda tõstab oluliselt projekti hinda läbi liitumistasude elektrivõrgule. Tulenevalt eeltoodud asjaolust on Eleringi hinnangul tegemist konkurentsi piiramisega. Uute elektrijaamade ehitamine on võimalik vaid nende liitujate poolt, kellele on väljastatud liitumisleping või liitumispakkumine. Nende projektide realiseerimata jätmine, nendega venitamine või manipuleerimine takistab uute tootmisvõimsuste lisamist Eesti elektrisüsteemi. Kuna kõik viimased investeeringud tootmisse on subsideeritud, tuleb täiendavalt arvestada, et ka uute tootmisseadmete liitumine ilma subsiidiumideta ei ole võimalik.

Kõik need elektrijaamad, mis ei kasuta väljaehitatud liitumispunkte või on sõlminud liitumislepingud ja venitavad elektrijaama ehitusega, on ainult tuuleelektrijaamad[11].

Lisaks näitas Eleringi tellitud uuring, et tuuleelektrijaamad vähendavad olemasolevate traditsiooniliste soojuselektrijaamade ja koostootmisjaamade kasutusaega ja tasuvust. Ilma nendeta ei ole aga elektrisüsteemi võimalik töös hoida ja nende käigushoidmiseks on vajalik luua mehhanism, mis katab tavapärastele elektrijaamadele tootmata jäänud elektri eest saamata jäänud tulud ning madalamast elektrituruhinnast saamata jäänud tulud.

5.5. Varustuskindluse tagamiseks ehitatavad avariielektrijaamad

Aastani 2013 on Eleringil sõlminud juhtiva Läti elektri- ja soojusenergia tootjaga Latvenergo pikaajaline lepingu avariireservi hoidmiseks 130 MW ulatuses. Peale selle lepingu lõppemist peab aga avariireserv olema saadaval Eesti elektrisüsteemis endas, sest ei Läti ega Leedu ei saanud garanteerida Eestile reservvõimsuste edasist müüki.

Ajaks 2013-2015 ühendab Elering elektrisüsteemiga omaenda avariireservjaama võimsusega 250 MW. Kiisa avariireservelektrijaama (AREJ) ehitamiseks on sõlmitud „Võtmed kätte“ leping Wärtsilä Finland OY-ga ja lepingu maksumus on 129 mln eurot. Sõlmitud lepingu põhjal annab Wärtsilä Eleringile üle töötava jaama (kütusemahutid, mootoritehooned, juhtimishooned, 110 kV jaotla, 330 kV jaotla jne) koos kasutuslubadega. Kiisa AREJ on planeeritud rajada kahes etapis - esimene etapp ehk Kiisa AREJ I peab valmima märtsis 2013. aastal ja esimese etapi võimsus peab olema 100 MW; teine etapp ehk Kiisa AREJ II peab valmima septembris 2014. aastal ning teise etapi võimsus peab olema 150 MW.

Joonis 23. Kiisa AREJ 3D mudel

Tänaseks on valminud Kiisa AREJ eelprojekt ja ehitusluba on kavandatud saada selle aasta detsembris.

Projekti kohaselt koosneb Kiisa AREJ I 12 mootori ja generaatori üksusest, 2x3000 m^3 diiselkütusemahutitest ja 2 plokitrafost 15/110 kV 73 MVA. Projekti kohaselt koosneb Kiisa AREJ II 15 mootori ja generaatori üksusest, 2x4000 m^3 diiselkütusemahutitest ja 3 plokitrafost 15/330 kV 73 MVA.

Kuna Kiisa AREJ peab töötama nii maagaasiga kui ka diisliga, siis sõlmiti 11.10.2011 liitumisleping gaasitrassiga liitumiseks AS-iga EG Võrguteenus. Gaasiga liitumiseks on vaja rajada ca 6 km gaasitrassi ja gaasijaotusjaam Kiisa AREJ kinnistule.

[11] http://elering.ee/solmitud-liitumislepingud/ ja http://elering.ee/kehtivad-liitumispakkumised/

6. Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2021

6.1. Tootmisvaru hindamise metoodika

Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru leidmiseks on kasutatud Võrgueeskirja §13[1] lg 2 toodud valemit.

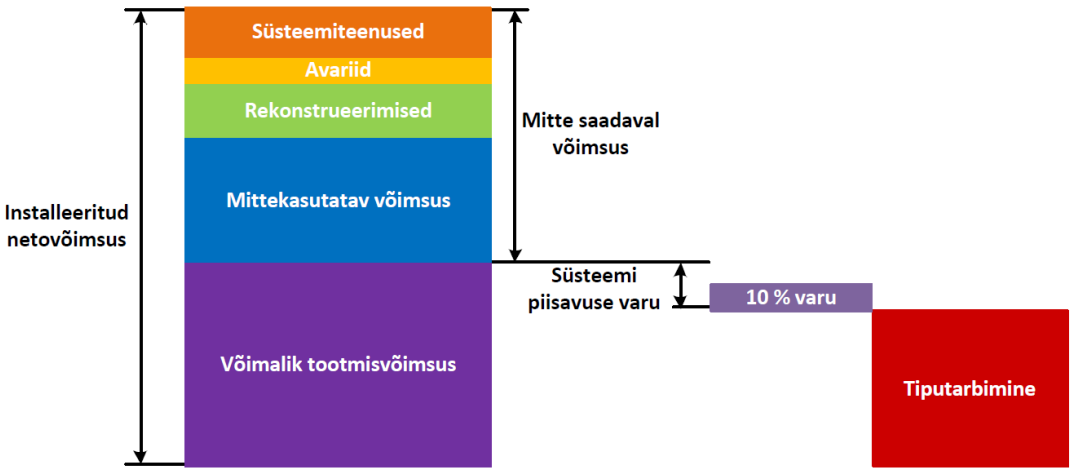
$$Pvaru = \left(\frac{Pinst + Pimp - Pmittekasut - Prekonst - Pavarii - Psüsteemiteen - Peksp}{Ptipukoormus}\right) x100\%$$

kus:
P_{varu} - süsteemi piisavuse varu;
P_{inst} - süsteemis installeeritud netovõimsus;
P_{imp}- võimsus, mida süsteemihalduri hinnangul on võimalik importida;
$P_{mittekasut}$ - võimsus, mida ei ole võimalik vajaduse tekkimisel kasutada.

Selle võimsuse hulka kuuluvad:
1) juhusliku tootmistsükliga elektrijaamad, eelkõige tuuleelektrijaamad ja ainult soojuskoormuse järgi töötavad koostootmisjaamad;
2) keskkonnapiirangute tõttu mittekasutatavad tootmisseadmed;
3) konserveeritud (käivitusaeg pikem kui 168 tundi) tootmisseadmed;
4) kütusepiirangute tõttu mittekasutatavad tootmisseadmed või mittekasutatav netovõimsus;

$P_{rekonstr}$ - rekonstrueerimise või plaanilise remondi tõttu mittekasutatavad tootmisseadmed;
P_{avarii} - tootmisseadmed, mida ei ole võimalik planeerimatute katkestuste/remontide tõttu kasutada;
$P_{süsteemiteen}$ - süsteemihalduri käsutuses olevad reservid (näiteks avariireserv);
P_{eksp} - siduvates (garanteeritud) eksportlepingutes sätestatud võimsus;
$P_{tipukoormus}$- elektrisüsteemi maksimaalse netotarbimise prognoos koos kadudega.

Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru on defineeritud Võrgueeskirja §13[2] järgmises redaktsioonis:



Joonis 24: Tootmisseadmete varu hindamise metoodika

(1) Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu koostab süsteemihaldur lähtudes nõudest, et süsteemi piisavuse varu ei tohi olla väiksem süsteemi päevasest maksimaalsest tarbimisest (tiputarbimine), millele on lisatud 10% varu elektrivarustuse tagamiseks ootamatute koormuse muutuste ning pikemaajaliste planeerimata tootmiskatkestuste korral.

(2) Lisaks käesoleva paragrahvi lõikes 1 nimetatud nõudele võtab süsteemihaldur tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu koostamisel arvesse ka elektrijaamade ühikvõimsuste kättesaadavust, planeeritud ja võimalikke planeerimata katkestusi, põhivõrgu süsteemiteenuste jaoks vajalikke tootmisvarusid, tootjatega sõlmitud liitumislepinguid ning elektrienergia ekspordi- ja impordilepinguid.

(3) Kõigist kavandatavatest elektrienergia ekspordi- ja impordilepingutest tuleb eelnevalt teavitada süsteemihaldurit.

(4) Süsteemihaldur koostab maksimaalse ja minimaalse tarbimise prognoosi ning hindab baaskoormuse ja tipukoormuse võimalikku vahet. Maksimaalse tarbimise prognoosi koostamisel lähtutakse aastaajale iseloomulikest ilmastikutingimustest.

(5) Kõik elektritootjad esitavad süsteemihaldurile iga aasta 1. septembriks andmed tootmisseadmete kohta, mille alusel koostatakse lisas 1 ja 2 toodud andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks.

(6) Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu avaldab süsteemihaldur oma veebilehel iga aasta 1. novembriks järgmise 10 aasta jaanuarikuu (maksimaaltarbimine) ja juulikuu (minimaaltarbimine) kohta.

6.2. Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektrisüsteemis

Eesti elektrisüsteemi tootmisvõimsuste pakkumise ja nõudluse prognoosimisel on lähtutud kahest võimalikust stsenaariumist – A ja B. Nagu eespool selgitatud, tuuleelektrijaamade võimsusega tipuvõimsuse katmiseks ei arvestata.

Käesolevas peatükis on analüüsi teostamisel kasutatud tarbimise eeldatava kasvu stsenaariumit.

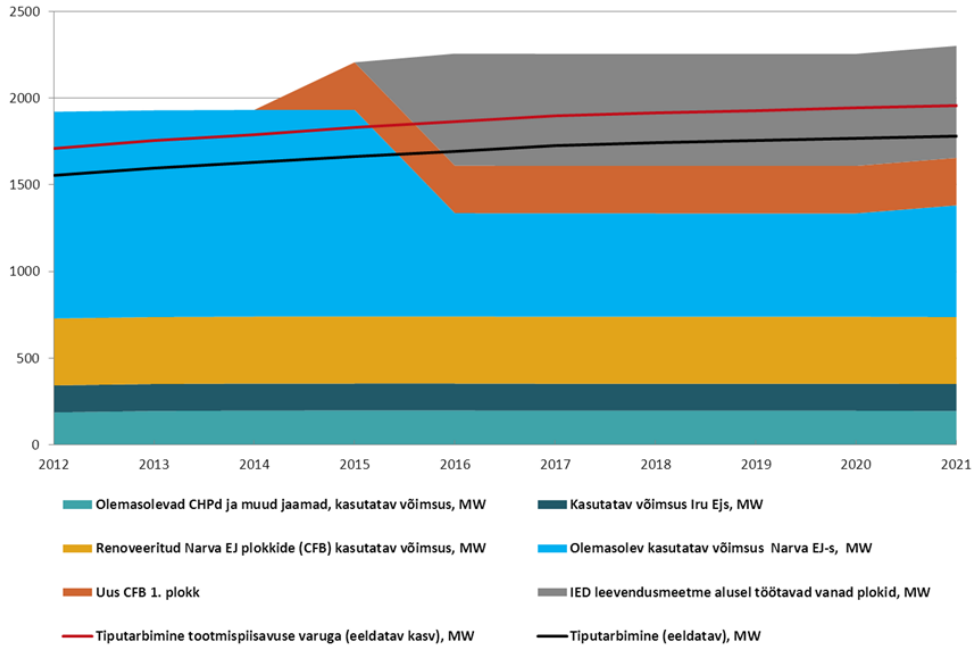
A stsenaarium võtab arvesse ainult need uued elektrijaamad, millede lisandumine võrku on kindel, mida antud hetkel kas ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest on süsteemihaldurile teada antud. Antud stsenaarium näitab tootmise ebapiisavust juhul, kui uusi investeerimisotsuseid enam ei tehta. See omakorda võimaldab teha kindlaks investeeringute ulatuse, mis oleks vajalik tootmise piisava varu säilitamiseks.

Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümmet plokki Narva Elektrijaamades ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimise otsus on tehtud vastavalt punktis 5.2 toodule. Antud olukorras on kodumaine tarbimisnõudlus aastani 2021 tagatud sisemaiste tootmisvõimsustega.

Eleringi on teavitatud otsusest paigaldada väävlipuhastusseadmed (DeSOx) neljale plokile (646MW) ning aastaks 2015 ehitada vähemalt üks uus plokk võimsusega 274MW, mis annab peale 2016. aastat Narva elektrijaamas koos kahe olemasoleva (386 MW) keevkihtplokiga kokku kasutatavaks tootmisvõimsuseks ca 1306 MW. Lisaks on võimalik kasutada vastavalt IED-le täiendavalt piiratud kasutustundidega plokke võimsusega 636 MW.

- **Alaliselt kasutatavat võimsust Narva EJ-s: 1306 MW**
- **Piirangutega kasutatav võimsust kokku Narva EJ-s: 1952 MW**

Arvestades võimalusega kasutada Narva elektrijaamade vanu renoveerimata energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuar 2016 kuni 31. detsember 2023 summaarselt 17 500 töötundi, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav ka arvestades 10%-se varuga erakordselt külmadel talvedel.



Joonis 25: A stsenaarium. Kasutatav tootmisvõimsuste ja tipunõudluse eeldatav prognoos tootmise tõenäolise stsenaariumi korral

B stsenaarium võtab arvesse need tootmisüksused, mille rajamine on võimalik, kuid millede investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Seejuures on arvestatud:

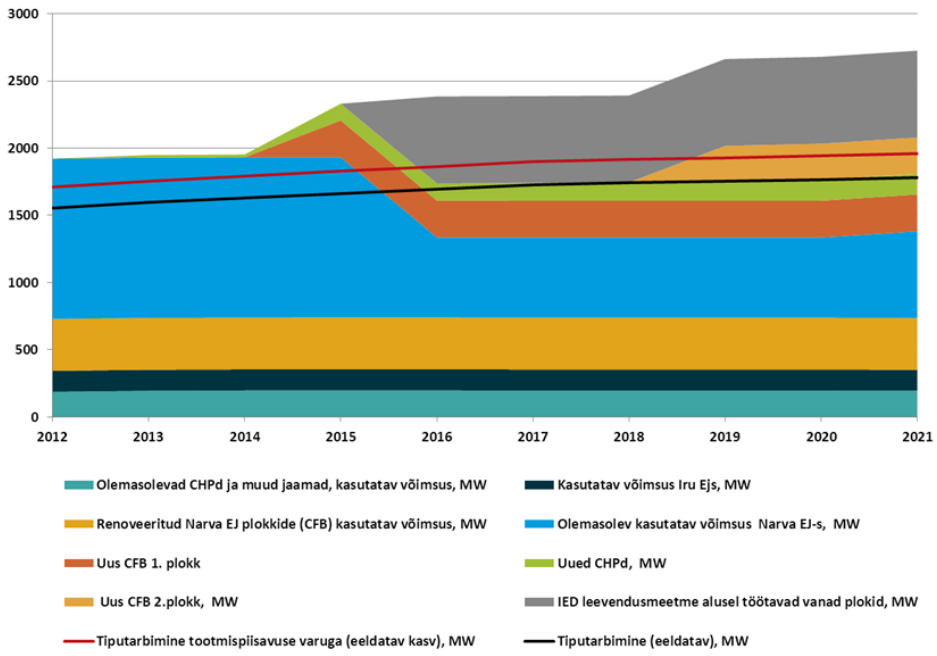
- süsteemihaldurile teadaolevat infot taastuvenergiaallikaid kasutavate tootmisüksuste rajamise kohta, mis on kooskõlas riigi plaanide ja eesmärkidega, arvestades taastuvenergeetika arendamise kohustust vastavalt Euroopa Liidu nõudmistele ja Eesti taastuvenergia tegevuskavale aastani 2020[12]
- tootmisüksuste liitumistaotlusi elektrivõrguga

B stsenaariumi korral eeldatakse, et lisaks A stsenaariumis toodule rajatakse täiendavalt:

- 2019. aastal Narva elektrijaamades teine plokk netovõimsusega 274 MW
- 2011…2021 uued muud jaamad (suurem osa koostootmisjaamad) võimsusega kuni 154 MW

Kui ehitatakse uued tootmisseadmed vastavalt tootmise arengu B stsenaariumile, on kogu vaadeldava perioodi jooksul tootmisvõimsusi piisavalt ka arvestades 10%-se varuga (erakordselt külmadel talvedel) kõikide tarbimise stsenaariumi puhul.

[12] https://valitsus.ee/UserFiles/valitsus/et/valitsus/arengukavad/majandus-ja-kommunikatsiooniministeerium/Eesti_taastuvenergia_tegevuskava_aastani_2020.pdf



Joonis 26: B stsenaarium. Kasutatav tootmisvõimsuste ja tipunõudluse eeldatav prognoos tootmise optimistliku stsenaariumi korral

Vastavalt Võrgueeskirja §13[2] toodud metoodikale ning tulenedes tootjate poolt esitatud andmetele on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav kuni 2021. aastani mõlema stsenaariumi puhul, arvestades ka võrgueeskirjas nõutud varuteguriga erakordselt külmade talvede jaoks.

6.3. Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil

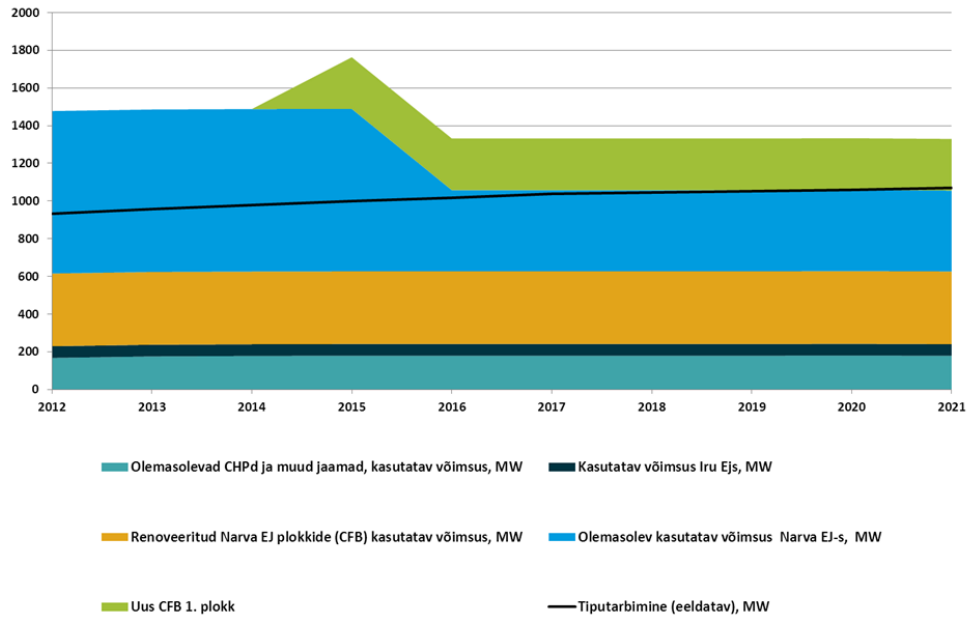
Eeldatavalt kuni 2016. aastani on Narva elektrijaamades suviti kaks ja Iru elektrijaamas üks energiaplokk remondis ning kasutatava võimsuse vähenemine on sellest asjaolust tingituna ca 450 MW võrreldes kasutatava võimsusega tipunõudluse ajal. Peale 2016. aastat on võimsuse vähenemiseks suviti Narva ja Iru elektrijaamades prognoositud kuni 260 MW.

Tulenevalt soojuskoormuse vähenemisest minimaaltarbimise perioodil on piiranguid lisaks teistes koostootmisjaamades veel ca 100 MW.

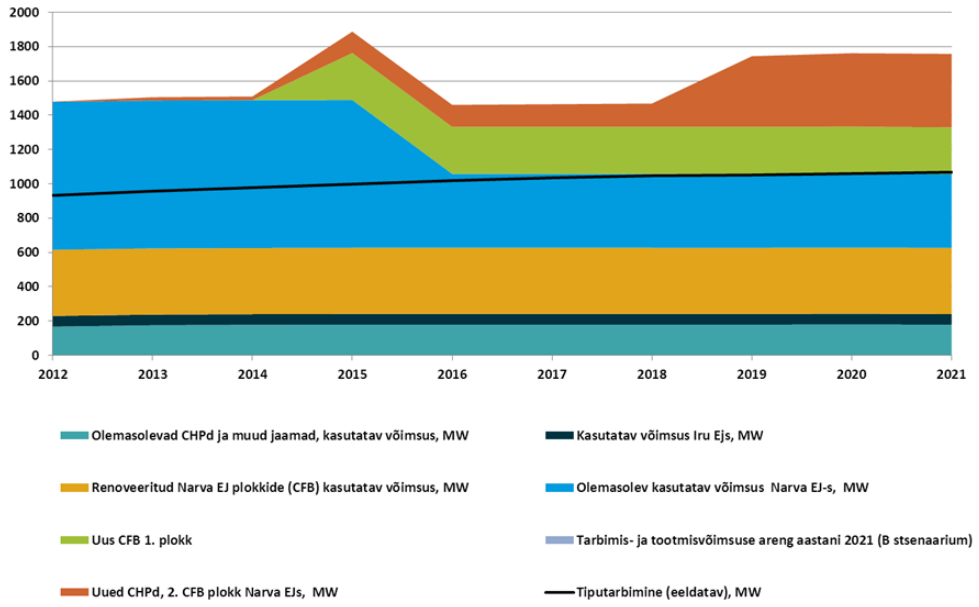
2011. aastal oli suveperioodil maksimaalne tarbimine 979 MW, minimaalne tarbimine 440 MW ning keskmine tarbimine 729 MW.

Arvestades, et minimaalkoormuse perioodil moodustab tarbimisnõudlus kuni 60% maksimaalsest tarbimisnõudlusest (talvel), siis ei ole ette näha probleeme tootmise piisavusega suvisel perioodil kuni 2021. aastani. 2021. aastal on suve maksimaalne tarbimine eeldatava tarbimisstsenaariumi kohaselt 1261 MW, ning tarbimise kiire kasvu stsenaariumi kohaselt 1358 MW.

Kuni aastani 2021 on minimaalkoormuse perioodil kasutatav võimsus vahemikus 1580-1760 MW, olenevalt tootmisseadmete ehitamise stsenaariumist.



Joonis 27: Kasutatav tootmisvõimsus (tõenäoline stsenaarium) ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel).



Joonis 28: Kasutatav tootmisvõimsus (optimistlik stsenaarium) ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel).

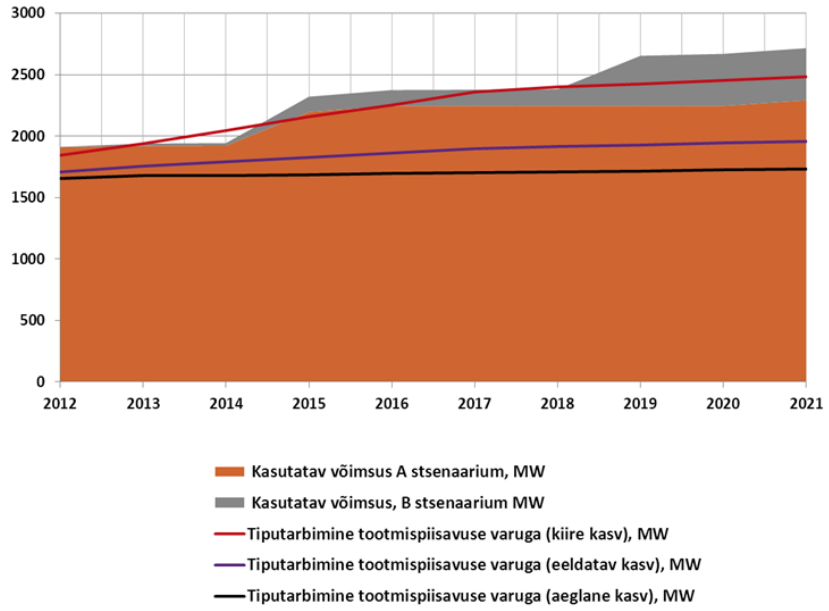
Vastavalt Võrgueeskirja §13[2] on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav mõlema stsenaariumi (A ja B) korral kuni 2021. aastani.

6.4. Tootmispiisavus tarbimise kiire ja aeglase kasvu stsenaariumite puhul

Tarbimise aeglase kasvu stsenaariumi korral (majanduse aeglasem taastumine) on vaadeldaval perioodil kodumaine tootmine piisav elektrivarustuse tagamiseks.

Tarbimine kiire kasvu korral võib 2013.-2014. aastatel A stsenaariumi korral olla olukordi, kus kodumaised tootmisvõimsused on väiksemad kui tarbimise tipuvõimsus. Uutesse tootmisseadmetesse suunatud täiendavate investeeringute puudumisel võib peale 2016. aastat tekkida elektri tootmisvõimsuste puudujääk kuni 200 MW.

Arvestades asjaoluga, et tarbimise kiirema kasvu korral on tõenäolisem olukord, kus IED leevendusmeetme (vastavalt peatükis 6 toodule) alusel töötavate plokkide lubatud töötunnid kasutatakse kiiremini ning tekivad seetõttu täiendavad piirangud Narva elektrijaamades asuvate plokkide kasutamisele. Need piirangud võivad põhjustada tootmisvõimsuste puudujäägi kuni 840 MW ulatuses.



Joonis 29: Kasutatav tootmisvõimsus (A ja B stsenaariumid) ja tipunõudluse prognoos erinevate tarbimisstsenaariumide korral.

6.5. Tootmispiisavus Läänemere regioonis ja Baltimaades

Läänemeremaade ja Baltikumi tootmispiisavuse aruanne on toodud osana ENTSO-E tootmispiisavuse aruandest[13].

Toodud aruanne on koostatud aga 2011. aasta veebruaris, mistõttu ei ole aruandes kajastatud selliseid olulisi muutusi nagu Saksamaa tuumaelektrijaamade sulgemine ning Olkiluoto 3 (Soome) valmimise edasilükkumine 2014. aastasse.

Järgmine läänemere regioonis vajaliku tootmisvaru hinnang antakse ENTSO-E aruandes „Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2012-2025“, mis avaldatakse märtsis 2012.

6.5.1. Elektrisüsteemi bilanss Baltikumis ja Eestis ning regionaalse elektrituru areng 2021. aastani

Tänane elektrisüsteemi bilanss Baltikumis on kirjeldatud punktis 4.2. Aastaks 2015 Baltikumi elektrisüsteemide bilansside võimalikud stsenaariumid on toodud ENTSO-E *System Adequacy Forecast 2011-2025* aruandes[14]. Aruandes toodud stsenaariumid Baltikumi bilanssidest 2015 sarnanevad tänase Baltikumi elektribilansiga - Eesti on elektrienergiat eksportiv elektrisüsteem (1-3 TWh); Läti elektrisüsteemi saldo püsib 0-1 TWh ulatuses; Leedu impordib üle poole oma tarbimise katmiseks vajalikust elektrienergiast (saldo -7 GWh).

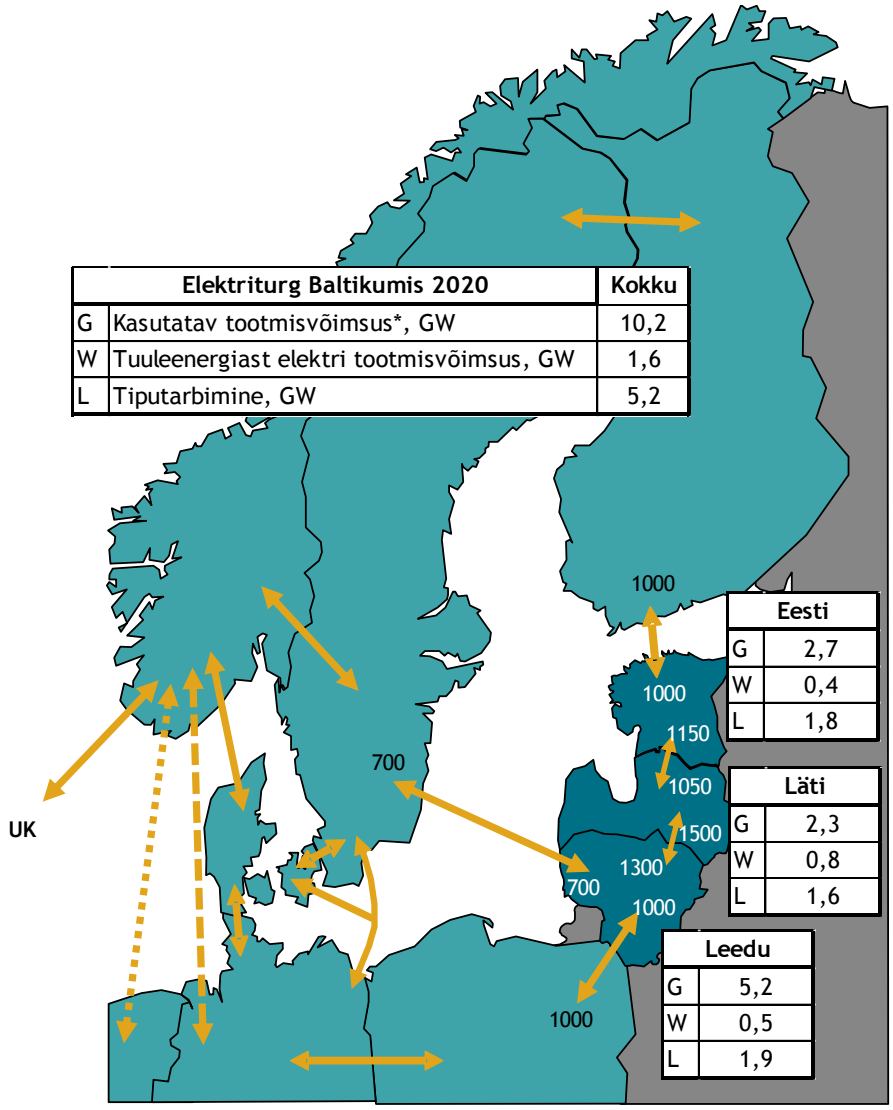
Aastal 2020 on elektrisüsteemi bilansi kujunemiseks loodud uued tingimused - Balti riigid saavad olulised ühendused Põhjamaadega: Eesti-Soome 650 MW ühendus EstLink 2; Leedu-Rootsi 700 MW ühendus NordBalt ning Kesk-Euroopaga: Leedu-Poola 1000 MW ühendus. Samuti tugevdavad Kesk-Euroopaga ühendusi teised Läänemere regiooni riigid, mis toob kaasa elektrienergia hindade ühtlustumise nii Põhjamaade kui ka Kesk-Euroopa vahel.

Alloleval joonisel on toodud aastal 2020 Balti riikide ühendused teiste Euroopa Liidu liikmesriikidega, planeeritud kasutatav tootmisvõimsus ja tiputarbimine. Eraldi on välja toodud ka tuuleenergial töötavad elektrijaamad. Lisaks on kaardile kantud järgneva kümne aasta planeeritud lisaühendused ja võrgu tugevdused Läänemere regioonis.

---

[13] https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/SAF_2010-2025_final.pdf

[14] http://elering.ee/entso-e-aruanded/



*Kasutatav võimsus ei sisalda konserveeritud, plaaniliste hoolduste, remontide või avariide ja muude piirangute tõttu mittekasutatavat võimsust (sh tuule- ja hüdroenergial töötavaid jaamasid) ning süsteemiteenuseid täitvaid võimsusi.

Joonis 30. Planeeritud uued Läänemere regiooni riikidevahelised elektriühendused ja elektriturg Baltikumis aastal 2020 (Allikas: ENTSO-E System Adequacy Forecast 2011-2025)

Aastaks 2020 on riikide poolt täna avaldatud info kohaselt Baltikumis tootmisvõimsusi piisavalt, et katta oma elektri tarbimine, sh Leedu 5,2 GW kasutatav tootmisvõimsus sisaldab uut tuumaelektrijaama võimsusega 1,46 GW. Vaadeldud on *best estimate* ehk täna süsteemihalduritele tootjate poolt edastatud infol põhinevat stsenaariumit. Tutvudes ENTSO-E liikmesriikide poolt esitatud andmetega, võib väita, et tootmisvõimsuse puudujääki 2020 ei teki[15].

Milline saab aga olema Balti riikide elektribilanss ning mis ulatuses Balti riikides elektri tootmine vastab regioonis elektritootmise konkurentsitingimustele (juba käesoleval aastal ei võrdu elektribilanss riikides installeeritud tootmisvõimsuste proportsioonidega), saab olema sõltuv eelkõige kütuste hindadest ja EL kliimapoliitikast, mis otsustab CO2 heitmekvoodi hinnad. EL kliimapoliitika jätkusuutlikkus hakkab suuresti sõltuma teiste suurte gigantide poolt tehtavatest otsustest liituda või mitte meie poliitikaga. Mis toimub naaberkontinentidel, millised saavad olema

[15] https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/.

lõplikud otsused Euroopas, on üha enam küsimärgi alla tõstetud. Samuti ei ole veel teada, millised on võimalikud muudatused Venemaal ja millised on meetmed, mida rakendatakse kolmandatest riikidest pärit elektrienergiale.

Hetkel on kolmandate riikidega peetava dialoogi raames arutamisel erinevate turgude liitmine. Samuti võimalikud meetmed, mis minimeeriksid erinevusi ja sellest tulenevat ebavõrdset olukorda Euroopa ja Venemaa turuosaliste/tootjate vahel. Eelkõige on erinevused tingitud erinevatest nõuetest tootmisele – keskkonnanõuete erinevus, kütustehindade erinev kujunemine, erinevad nõuded tuumajaamade ehitamisel.

Võimaliku meetmetepaketi rakendamise eesmärk on investeerimiskliima parandamine kolmandate riikidega piirnevatel aladel, sh eelkõige Baltikumis.

Kütuste hindade kujunemisel tuleb aga silmas pidada, et olulist rolli mängib nende kättesaadavus ja nendega varustatus (vt ptk 5).

CO_2 heitmekvootide hinna mõju on analüüsitud Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruandes kahe erineva 2016. aasta stsenaariumi, süsiniku heitmekvoodi madala ja kõrge hinna, näitel[16]. Analüüs näitas, et kodumaine elektritootmine on tugevalt sõltuv selle hinnast.

2020. aastal ei saa vaadelda Baltikumi enam kui isoleeritud süsteemi, sest tänu tugevatele ühendustele nii Põhjamaadega kui ka Kesk-Euroopaga oleme osa ühtsest Euroopa elektriturust. Kuigi planeeritud tootmisvõimsused on piisavad, ei tähenda see seda, et elektrienergiat toodetakse seal, kus on selleks võimalus, vaid seal, kus on seda võimalik toota kõige efektiivsemalt.

Teades, et Kesk-Euroopa on valdavalt fossiilsete kütuste peal, millele avaldab tugevat mõju EL kliimapoliitika ja tänu Saksamaa otsusele sulgeda tuumajaamad, mis tekitab piirkonda energiadefitsiidi, võib eeldada 2020. aastal energiavoogude suurenemist põhja-lõuna suunal. Uued läbilaskevõimed lubavad Põhjamaade odaval ja CO_2-vabal hüdro-ja tuumaenergial liikuda piirkondadesse, mis on defitsiidis või kus kohalik elektrienergia tootmine on kallis. Ühtepidi võimaldavad lisaühendused luua tugeva konkurentsi elektrienergiaturul, mis sunnib investeerima efektiivsematesse tehnoloogiatesse, teistpidi tagab see tarbijatele parima hinnaga elektrienergia. Sellises olukorras võidavad ühtse Euroopa turu tarbijad, kes saavad soodsama elektrihinna, ja efektiivsed elektritootjad, kes suudavad konkureerida ühtsel EL elektriturul.

Milliseks kujunevad elektrihinnad ja nendest lähtuvalt võimsusvood on analüüsitud ENTSO-E kümne aasta võrgu arengukava 2012 (TYNDP 2012) koostamisel. Nende tulemustega saab tutvuda 2012. aasta keskel, kui raport avalikustatakse. Praeguse projekti seisuga saab tutvuda ENSTO-E kodulehel[17].

---

[16] http://elering.ee/public/Uudisvoog/Aruanded/Elering_Varustuskindluse_aruanne_2011.pdf

[17] https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/

LISA 1. Tootjate poolt esitatud andmed 2011

Installeeritud netovõimsus, MW

EJ nimi	Tootmisseadme nimetus	Kütus	2011
Narva EJ			
	TG1	Põlevkivi	162
	TG2	Põlevkivi	162
	TG3	Põlevkivi	162
	TG4	Põlevkivi	162
	TG5	Põlevkivi	171
	TG6	Põlevkivi	171
	TG7	Põlevkivi	162
	TG8	Põlevkivi	194
	TG9	Põlevkivi	151
	TG10	Põlevkivi	151
	TG11	Põlevkivi	192
	TG12	Põlevkivi	160
	CFB1	Põlevkivi	
Iru EJ			
	ITG1	Maagaas	62
	ITG2	Maagaas	94
VKG Energia			
	Lõuna SEJ TG-1	Generaatorgaas	7
	Põhja SEJ TG-2	Generaatorgaas	10
	Põhja SEJ TG-3	Generaatorgaas	9
	Põhja SEJ TG-4	Generaatorgaas	7
	Põhja SEJ TG-5	Generaatorgaas	28
Ahtme SEJ			
	TG 2	Põlevkivi	15
	TG 3	Põlevkivi	9
AS Sillamäe SEJ			
	TG 1	Põlevkivi	6
	TG2	Põlevkivi	5
	CHP	Maagaas	6
Tallinna EJ		Puit, turvas	22
Tartu EJ		Puit, turvas	22
Pärnu KTJ		Puit, turvas	22
Väiksed CHP-d			
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ		Põlevkivi	1
AS Kunda Nordic Tsement KTJ		Maagaas	3
Sangla Turvas AS		Turvas	andmed esitamata
Helme CHP		Biomass, turvas	
HORIZON TSELLULOOSI JA PABERI AS		Maagaas, masuut	10
AS Terts		Prügilagaas	2
Kristiine Kaubanduskeskus		Maagaas	1

EJ nimi	Tootmisseadme nimetus	Kütus	2011
AS Eraküte põlva		Maagaas	andmed esitamata
WTC (Tallinna Kinnisvara AS)		Maagaas	1
Katerina SEJ		Maagaas	1
Weroli CHP		Maagaas	
Paide SEJ		Biomass	
Casper SEJ		Maagaas	1
Jämejala KTJ		Maagaas	2
Saare Economics OÜ		Biogaas	0
Imavere KTJ		Turvas, puit	
Grüne Fee KTJ		Maagaas	4
Tallinna Prügila KTJ		Prügilagaas	2
Põlva KTJ		Maagaas	1
Hüdro EJ			
Keila-joa HEJ		Vesi	andmed esitamata
Linnamäe HEJ		Vesi	andmed esitamata
Põltsamaa HEJ		Vesi	andmed esitamata
Põlva HEJ		Vesi	0.025
Poolaka veski HEJ		Vesi	0.004
Õisu, Kaarli HEJ		Vesi	0.004
AS Generaator		Vesi	andmed esitamata
Tõravere HEJ		Vesi	andmed esitamata
Vihula HEJ		Vesi	andmed esitamata
Oruveski HEJ		Vesi	andmed esitamata
Kaunissaare HEJ		Vesi	0.164
Kamari HEJ		Vesi	0.500
Paidra HEJ		Vesi	andmed esitamata
Kunda HEJ		Vesi	0.330
Kösti HEJ		Vesi	0.075
Saunja HEJ		Vesi	0.020
Soodla HEJ		Vesi	0.072
Saesaare HEJ		Vesi	0.170
Raudsilla HEJ		Vesi	0.005
Leevaku HEJ		Vesi	0.200
Leevi HEJ		Vesi	andmed esitamata
Pikru Veski (espo OÜ)		Vesi	0.045
Peri HEJ		Vesi	0.004
Tamme HEJ		Vesi	0.198
Tammiku HEJ		Vesi	0.050
Elektrituulikud			
Tahkuna		Tuul	0
Rotorline OÜ		Tuul	0
OÜ Pakri Tuulepark		Tuul	16.1
AS Skinest Energia		Tuul	24
OÜ Baltic Wind Energy, Vanaküla TP		Tuul	1
Peenra Tuulepark		Tuul	0
Telewind		Tuul	2

EJ nimi	Tootmisseadme nimetus	Kütus	2011
Esivere Tuulepark		Tuul	8
Viru-Nigula Tuulepark		Tuul	24
Aulepa Tuulepargid OÜ		Tuul	39
Vanaküla Tuulepark		Tuul	9
OÜ Roheline Ring Tuulepargid Virtsu 2		Tuul	7
OÜ Roheline Ring Tuulepargid Virtsu 3		Tuul	7
Vello Madiberk		Tuul	0
Telewind		Tuul	2
Kaido Kruusoja		Tuul	0
Tooma Tuulepark OÜ		Tuul	16
EE AS Taastuvenergia ettevõte		Tuul	2
Kõrste Tuulepark		Tuul	1
Aseriaru tuulepark AS		Tuul	24

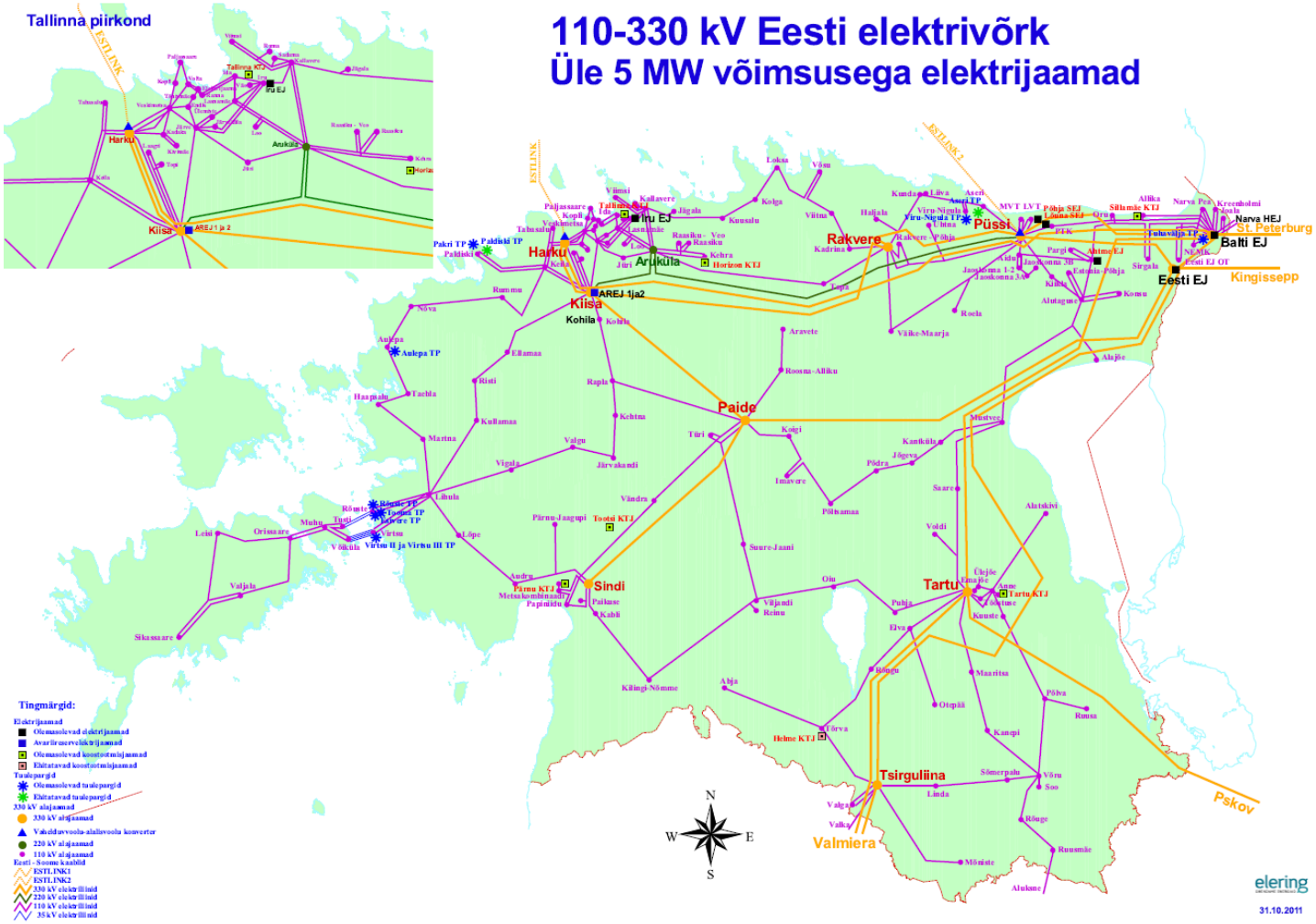
LISA 2. Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, A stsenaarium

Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2021
	Installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:								
1	hüdroelektrijaamad	4	4	4	4	4	4	4	4
2	tuumaelektrijaamad	0	0	0	0	0	0	0	0
3	fossilkütustel töötavad elektrijaamad	2353	2343	2468	2620	2895	2593	2591	2588
4	taastuvad energiaallikad (v.a. hüdro)	158	221	357	375	375	375	375	375
5	määratlemata	0	0	0	0	0	0	0	0
6	**Kodumaine installeeritud netovõimsus (6=1+2+3+4+5)**	**2515**	**2568**	**2829**	**3000**	**3274**	**2972**	**2971**	**2967**
7	mittekasutatav võimsus	183	550	703	721	721	419	419	419
	konserveeritud	15	317	317	317	317	15	15	15
	muud piirangud	11	13	30	30	30	30	30	30
8	plaanilised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	333	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
9	avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	120	100	100	100	100	50	50	0
10	süsteemiteenused	0	0	100	250	250	250	250	250
	lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0
11	**Kasutatav võimsus (11=6-(7+8+9+10))**	**1879**	**1917**	**1925**	**1928**	**2202**	**2252**	**2251**	**2297**
12	Koormus (kiire kasvu stsenaarium)	1584	1678	1763	1860	1962	2050	2230	2259
13	Koormus (eeldatav stsenaarium)	1501	1556	1597	1628	1663	1694	1767	1780
14	Koormus (aeglase kasvu stsenaarium)	1466	1503	1526	1528	1534	1541	1568	1575
15	Tootmisvaru, koormuse optimistlik stsenaarium (15=11-12)	294	239	163	68	240	202	20	38
16	Tootmisvaru, koormuse vaas stsenaarium (16=11-13)	377	361	328	300	539	558	484	517
17	Tootmisvaru, koormuse pessimistlik stsenaarium (17=11-14)	413	414	399	400	668	711	683	722
18	**Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW**	**415**	**398**	**361**	**330**	**593**	**614**	**532**	**569**
19	**Tootmisvaru (%)**	**25%**	**23%**	**21%**	**18%**	**32%**	**33%**	**27%**	**29%**

LISA 3. Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, B stsenaarium

Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2021
	Installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:								
1	hüdroelektrijaamad	4	4	4	4	4	4	4	4
2	tuumaelektrijaamad	0	0	0	0	0	0	0	0
3	fossilkütustel töötavad elektrijaamad	2353	2344	2487	2642	3019	2721	3020	3016
4	taastuvad energiaallikad (v.a. hüdro)	158	221	357	375	375	975	975	975
5	määratlemata	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Kodumaine installeeritud netovõimsus (6=1+2+3+4+5)	2515	2569	2848	3021	3398	3700	3999	3995
7	mittekasutatav võimsus	183	550	720	738	738	1036	1036	1036
	konserveeritud	15	317	317	317	317	15	15	15
	muud piirangud	11	13	47	47	47	47	47	47
8	plaanilised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	333	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
9	avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	120	100	100	100	100	50	50	0,04
10	süsteemiteenused	0	0	130	250	250	250	250	250
	lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Kasutatav võimsus (11=6-(7+8+9+10))	1879	1919	1898	1932	2310	2364	2662	2709
12	Koormus (kiire kasvu stsenaarium)	1584	1678	1763	1860	1962	2050	2230	2259
13	Koormus (eeldatav stsenaarium)	1501	1556	1597	1628	1663	1694	1767	1780
14	Koormus (aeglase kasvu stsenaarium)	1466	1503	1526	1528	1534	1541	1568	1575
15	Tootmisvaru, koormuse optimistlik stsenaarium (15=11-12)	294	240	135	72	347	313	432	449
16	Tootmisvaru, koormuse vaas stsenaarium (16=11-13)	377	363	301	304	647	669	895	928
17	Tootmisvaru, koormuse pessimistlik stsenaarium (17=11-14)	413	415	372	404	775	822	1094	1133
18	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	415	399	331	335	711	736	985	1021
19	Tootmisvaru (%)	25%	23%	19%	19%	39%	40%	51%	52%

LISA 4. Üle 5 MW võimsusega elektrijaamad Eestis



elering
ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42, 12915 Tallinn
telefon: 715 1222
faks: 715 1200
e-post: info@elering.ee

www.elering.ee