

Kinnitatud
Vabariigi Valitsuse
3. jaanuari 2006. a
korraldusega nr 5

Eesti elektrimajanduse arengukava 2005-2015

Sissejuhatus

Käesolev elektrimajanduse arengukava on koostatud "Elektrituruseadusest" lähtudes. Arengukava põhineb kütuse- ja energiamajanduse pikaajalisel riiklikul arengukaval aastani 2015, mille Riigikogu kinnitas 15. detsembril 2004.a.

Dokument määratleb elektrimajanduse hetkeolukorra, toob esile Eesti ja Euroopa Liidu liitumislepingus kajastatu, prognoosib elektritarbe arenguid, fikseerib elektrimajanduse arendamise strateegilise eesmärgi, eesmärgid ja arvestamist vajavad piirangud, arenduspõhimõtted ning vajalike investeringute suurusjärgud. Samuti kirjeldab arengukava edasist analüüsi vajavaid probleeme.

Elektrimajanduse tulevikuvisionid ja vajadused on tänaseks kardinaalselt muutunud võrreldes möödunud dekaadi keskpaigaga – ELiga liitumisega on tõstatunud rida võimalusi, nõudeid ja piiranguid, edasi on arenenud elektri tootmise tehnoloogiad. Tänapäevaks on elektrimajanduse planeerimine muutunud tehnoloogiakesksest looduskeskkonna keskseks.

Samuti on muutunud arengutempo, kus elektrimajanduse planeerimine pikemaks perioodiks on muutunud järjest komplitseeritumaks, seda eriti seoses peatselt avaneva elektrituruga. Sel põhjusel ongi elektrimajanduse arengukava kirjeldatav protsessina, kus realselt planeeritakse tegevusi vaid kolmeks aastaks, tuues siiski ära ka hetkeolukorrast lähtuva parima võimaliku tee kümne aasta perspektiivis.

Elektrimajandus on riigi strateegiline infrastruktuur, mis peab tagama varustus- ja töökindluse elektri tootmisel, ülekandel, jaotamisel ja tarbimisel elektri tootmise, ülekande ja jaotamise võimalikult minimaalsete hindade ning tarbimise efektiivsuse juures. Seejuures peab elektrisüsteemi efektiivsus tagama elektrimajanduse jätkusuutlikkuse ning elektri nõuetekohase kvaliteedi Eesti majanduse konkurentsivõime ja elanikkonna heaolu säilimiseks ning suurendamiseks. Lisaks on elektrimajandusel oluline roll regionaalarengu tagamisel.

Lähtudes kütuse- ja energiamajanduse pikaajalisest riiklikust arengukavast aastani 2015 on Eesti kütuse- ja energiamajanduse põhieesmärk nõuetekohase kvaliteediga ning optimaalsete hindadega kütuse- ja energiavarustatuse tagamine.

Eesti elektrimajanduse arengukava aastani 2015 strateegiliseks eesmärgiks on tagada turumajanduse tingimustes Eesti elektrisüsteemi optimaalne funktsioneerimine ja areng ning tarbijate nõuetekohane varustamine elektriga pikaajalises perspektiivis võimalikult madalate hindadega. Seejuures täidetakse kõiki töö- ja varustuskindluse ning keskkonnanõudeid, kaetakse kohaliku elektritootmisvõimsusega sisemaine elektritarbimise koormus, arendatakse ja toetatakse nii elektri tootmise, ülekande, jaotuse kui ka tarbimise efektiivsemaks muutmist, sh toetatakse teadustegevust, tehnoloogiaarengut ja siiret riigisisese oskusteabe olemasolu tagamisega ning tõhustatakse eespool loetletu parimaks võimalikuks rakendamiseks rahvusvahelist koostööd.

Eesmärkide saavutamisel ning elektrimajanduse arengu suunamisel tuleb arvestada Eesti poolt nii riigisisel kui ka rahvusvahelisel tasandil võetud kohustustega. Peamised kohustused on keskkonnavalased ja Euroopa Liidu elektri siseturureeglitega seonduvad, kus Eesti peab järgima Euroopa Liiduga liitumislepingus kokkulepitud üleminekuperioodides sätestatud. Seoses keskkonnaheitmete mittevastavusega peab Eesti sulgema suurema osa oma elektrilisest tootmisvõimsusest ja uued tootmisvõimsused rajama avaneva elektrituru tingimustes. Lisaks on Eesti kohustatud lähtuvalt Euroopa Liidu taastuvenergeetika ning elektri ja soojuste koostootmise direktiividest looma tingimused alternatiivsete tootmistehnoloogiate turuletulekuks. Järgida tuleb ka Riigikogu poolt heakskiidetud kütuse- ja energiamajanduse pikaajalises riiklikus arengukavas aastani 2015 sätestatud strateegilisi eesmärke, kus antakse suunised tõhusamaks energiakasutuseks ja regionaalarenguks.

Käesolev arengukava täpsustab strateegilist eesmärki, eesmärke ja arengut suunavaid väliseid kriteeriume elektrimajanduse valdkonnas ning näeb ette meetmed eesmärkide saavutamiseks. Elektrimajanduse arengukava kirjeldab riigi elektrimajanduse alase poliitika missiooni, tuues esile:

- elektrimajanduse hetkeseisu;
- elektritarbimise prognoosi 10 aasta perspektiivis;
- elektrivarustuskindluse tagamiseks 2015. aastani vajaliku tootmis- ja edastusvõimsuste mahu ja struktuuri;
- elektrimajanduse arendamise eesmärgid, sh taastuvelektri ja koostootmise arendamise sihid;
- elektrimajanduse arengut mõjutavad piirangud ja võetud kohustused;
- elektrituru regulatsiooni ja elektrihinna kujunemise üldpõhimõtted.

Käesolevas arengukavas ja arengukava koostamise jaoks tehtud alusuuringutes ei ole arvestatud ökoloogilise maksureformi, "Keskkonnatasude seaduse" uute tasumäärade ning kasvuhoonegaaside heitkoguste vähendamise programmi mõjudega. Loetletud tegurite rakendamine võib väga olulisel määral mõjutada põlevkivil põhineva elektroenergeetika tulevikku, mistõttu tuleb neid käsitleda elektrituru arengut suunavate vahenditena.

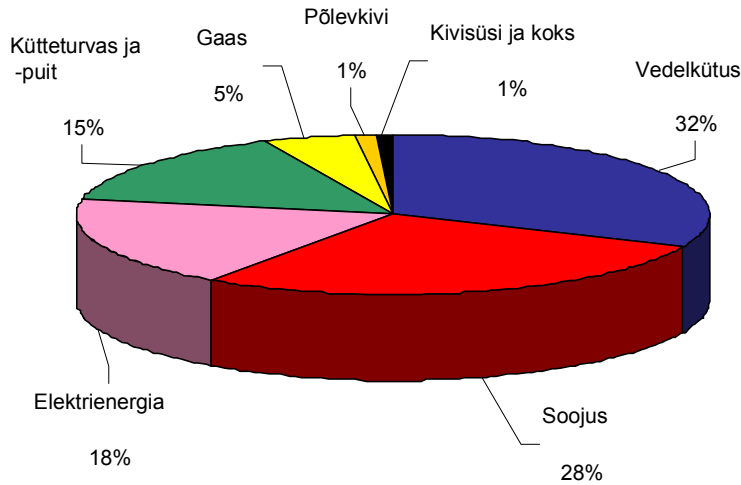
Arengukava koostatakse koos keskkonnamõju strateegilise hindamisega ja leiab täpsustamist iga kolme aasta tagant.

1. Eesti elektrimajanduse hetkeseis ja elektritarbimise prognoos

1.1. Elektritootmiseks kasutatavad ressursid ja kaubandus

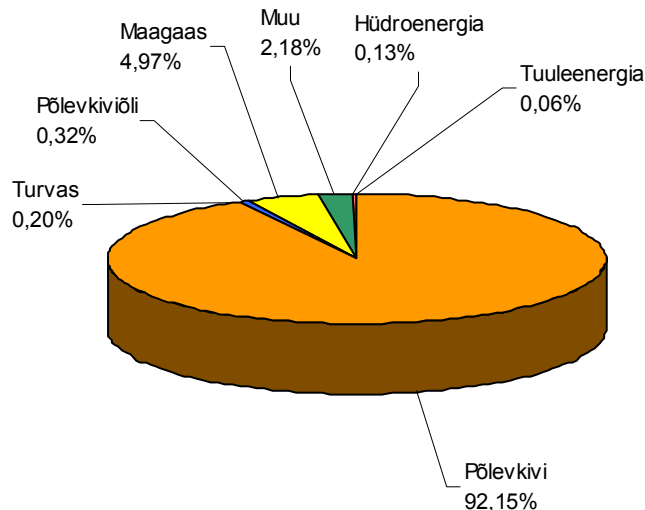
1.1.1. Ülevaade

Elektritarbimine Eestis moodustas energia lõpptarbimisest 2003. aastal 18 %. Seejuures tarbis tööstus 36 % elektrist, äri ja avalik teenindus 29 %, kodumajapidamised 29 %, põllumajandus 4 % ja transport 2 %.



Joonis 1. Energia lõpptarbimine Eestis energiakandjate kaupa 2003. aastal

Kohalik elektritootmine baseerub peamiselt põlevkivil. 2003. aastal toodeti põlevkivist 9360 GWh elektrit, mis teeb põlevkivist toodetud elektri osakaaluks ligikaudu 92 %. Põlevkivist toodetud elektri osakaalu tõstis elektri ekspordi kasv¹. Gaasist toodeti 505 GWh ja vastav osatähtsus oli ligikaudu 5%. Taastuvatest allikatest toodetud elektri osakaal on alla 1%, kuigi 2003. aastal leidis aset hüdro- ja tuuleenergia tootmise 2,7-kordne kasv võrreldes eelneva aastaga: 7 GWh-lt 2002. aastal 19 GWh-ni 2003. aastal. Seejuures toodeti elektrit ka generaatorgaasist, prügilagaasist, turbast ning mustast leelisest.



Joonis 2. Elektri tootmine 2003. aastal

¹ Eesti tarbeks elektri tootmiseks kasutatud ressursside hulgas oli põlevkivi osakaal 90,2%.

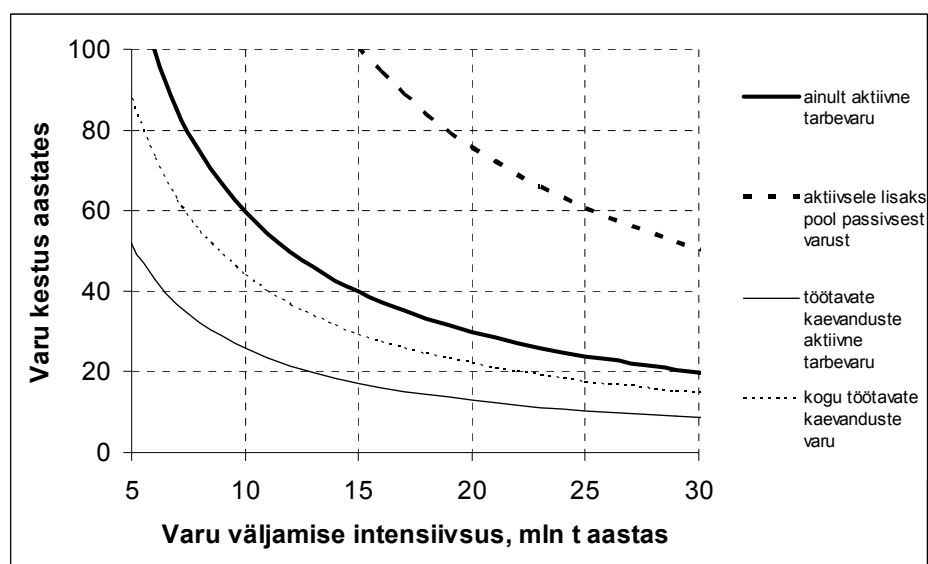
1.1.2. Põlevkivi

Põlevkivi tootmine. Põlevkivi on Eesti strateegiline maavara ja põlevkivi baasil elektri tootmine on Eesti energeetika eripära. 2003/2004. majandusaastal müüs Eesti Põlevkivi 14,35 miljonit tonni põlevkivi, mis moodustas kogu põlevkivitarbest 92,7 %. Põlevkivi keskmine hind suurtarbijatele on praegu 115–130 krooni/t ning reaalhinna tõusu 2015. aastani ette ei nähta. Põlevkivi hinda võib siiski tõsta keskkonnatasude järsk tõus.

Põlevkivi tarbimine. Põlevkivi osakaal Eesti elektrimajanduse kütusebilansis on aastate jooksul näidanud vähenemise tendentsi, suurimaks põlevkivi tarbijaks on AS Narva Elektriijaamad 12 miljoni tonniga 2003. aastani. Põlevkivist toodavad elektrit ja soojust ka Ahtme, Kohtla-Järve ja Sillamäe elektriijaamad. Peale põletamise elektriijaamades kasutatakse põlevkivi õli tootmiseks ja keemiatööstuses – 2003. aastal kasutati põlevkivi õli- ja keemiatööstuses 2,8 miljonit tonni.

Põlevkivi varud. Põlevkivi aktiivsest varust, arvatuna lähtuvalt elektriijaamade tehnilis-majanduslikest tingimustest, jätkub praeguse tarbimismahu juures 40 aastaks. Tegutsevate ASi Eesti Põlevkivi kaevanduste ja karjääride aktiivsest tarbevarust jätkub praeguse tarbimismahu ($\cong 15$ mln t/a) juures 2020. aastani. Kui tarbimismaht ei vähene, tuleb viieteistkümne aasta pärast avada uusi kaevandusi, tarbimismahu kasvu korral juba varem. Lisaks ASi Eesti Põlevkivi kasutuses olevale varule:

- avas 2003. aastal oma põlevkivikarjääri Kiviõli Keemiatööstus OÜ Põhja-Kiviõli kaeveväljal (põlevkivivaru ~25 miljonit tonni)
- väljastati 2004. aastal maavara kaevandamisluba VKG Aidu Oil OÜ-le Ojamaa kaeveväljale (põlevkivivaru ~65 miljonit tonni)
- kaevandamisloa taotlus on esitatud Uus-Kiviõli uuringuväljale (põlevkivivaru ~200 miljonit tonni) üheaegselt Merko Kaevandused OÜ, VKG Aidu Oil OÜ ja ASi Eesti Põlevkivi poolt. Kaevandamisloa väljaandmise otsustab Vabariigi Valitsus.



Joonis 3. ASi Eesti Põlevkivi aktiivsete tarbevarude kestus sõltuvalt aastastest tarbimisest²

² Graafikus on arvestatud kadudega põlevkivi kaevandamisel

1.1.3. Maagaas

Maagaas on puhtaim fossiilne kütus. Eestis on maagaas elektri tootmisel kõige arvestatavam alternatiiv põlevkivile, pärinedes samas 100% ulatuses Venemaalt. Maagaas on peamiseks kütusealternatiiviks turbiinelektrijaamade rajamisel elektrisüsteemi paindlikkuse tõstmiseks. Eesti gaasitorustikud ja piirimõõtejaamad võimaldavad sõltuvalt tarnerežiimist importida 8–10 miljonit m³ gaasi ööpäevas. Praegu on talvekuudel (-20 °C juures) gaasitarne maksimaalne maht 5–5,5 miljonit m³ ööpäevas. Täna on suurimateks maagaasist elektri ja soojuste tootjateks Iru elektrijaam (417 GWh 2003. a) ja Sillamäe elektrijaam (2003. a – toodang puudus, 2004. a – 7,3 GWh). Eesti tänane maagaasi hind on teiste riikidega võrreldes väga soodne – maagaasi suurtarbijahind Eestis võrdsustub Soome suurtarbijahinnaga eelduste kohaselt aastaks 2015. Eurostati andmetel oli Soome suurtarbijatele müüdava maagaasi hind 1. juulil 2004. a ilma maksudeta 2350 krooni 1000 m³ gaasi eest, Eestis 1350 krooni/1000 m³.

1.1.4. Taastuvad energiaallikad

Biokütused. Taastuvateks biokütusteks on peamiselt puit, põhk, sõnnik, pilliroog ja jäätmete bioloogiliselt lagunev osa.

Küttepuidu varu Eestis väheneb 2015. aastaks kuni kaks korda tingituna põhiliselt kasvava metsa liigilise koosseisu ja vanuselise struktuuri muutustest. Samas on praegu rakendamata raiejäätmete energeetiline potentsiaal, seda peamiselt vastava ressursi käitlemis- ja logistikakulutuste tõttu.

Vääristatud biokütustest toodeti Eestis 2003. aastal 210 000 tonni puidubriketti ja -graanuleid, millest ligi 83% veeti välja, peamiselt Skandinaavia maade turgudele. Puidugraanulite ja -briketi väljavedu Eestist ei anna seejuures võimalust saada tulu äraantava potentsiaalse emissioonikvoodi eest.

Põllumajanduslike jäätmete (põhk, sõnnikust saadav biogaas) tehniline energiresurss Eestis on ca 1 TWh primaarenergiat. Biokütuste kasutamine on otstarbekas elektri ja soojuste koostootmisjaamades.

Biokütuste konkurentsivõimet pärssib ressursi vähenemisega ning käitlemiskulude kasvuga kaasnev hinnatõus, seejuures on kohalike biokütuste hind mahuka ekspordisurve tulemusena võrreldav maailmaturu hinnaga. Praegu on puidu hind suurtarbijatele ligikaudu 150 krooni/MWh.

Tuul. Eesti rannikualade aastakeskmine tuulekiirus on 6–7 m/s. Tuulest elektri tootmise arendamist piiravad Eestis elektrivõrgu ulatus ja elektrisüsteemi struktuur – tuulest toodetud elektritoodangu ebahühtluse tõttu on vajalik elektrisüsteemis hoida töös reservelektrijaamasid, mis suurendab elektri hinda. Elektrisüsteemi talitluse kvaliteeti oluliselt halvamata võib elektrisüsteemi installeerida 90–100 MW tuulegeneraatoreid. Tuulest toodetava elektri mahtude suurendamiseks tuleb teha mahukaid investeeringuid elektrisüsteemi paindlikkusse nii elektrivõrgu kui tootmisvõimsuste osas ning rajada gaasiturbiine.

Vesi. Eesti tehniliselt rakendatavaks hüdroenergia potentsiaaliks on kuni 40 MW paigaldatud võimsusi, arvestamata seejuures Narva hüdroelektrijaama potentsiaalset võimsust. Rahvusvahelise õiguse kohaselt on Eestil õigus 1/3-le Narva hüdroelektrijaama võimsusest, mis täna kuulub 100% Venemaale.

Muu taastuv ja mikroenergeetika. Taastuvate energiaressursside alla liigituvad ka must leelis ja prügilagaas, millest Eestis samuti elektrit toodetakse. Mitmetes põllumajandusettevõtetes on käimas uuringud biogaasi tootmise alustamiseks energeetilisel otstarbel, perspektiivikas on ka prügipõletamise energia potentsiaal.

Skandinaavia ja Kesk-Euroopa näite varal leiab üha enam kasutust päikeseenergia, seda eeskätt soojusenergiana soojuspumpade kasutuse laienedes ning tasapisi ka päikesekollektoritena sooja tarbevee tootmiseks. Vesinikuenergeetika ja muu mikroenergeetika praktilisi rakendusi täna veel evitatud ei ole.

1.1.5. Turvas

Eestil on suur turbavaru, mille kasutamist reguleerib “Säästva arengu seadusest” tulenev regiooniti kehtestatav kaevandamise kvoot. Praeguseks hinnatud kasutatav turbavaru on 775 miljonit tonni. Põllumajanduslikel ja metsanduslikel eesmärkidel kuivendatud aladel väheneb turbavaru lagunemise tõttu igal aastal 2,5–3 miljoni tonni võrra (suurendades proportsionaalselt CO₂ hulka atmosfääris). Looduskaitse eesmärkidest lähtuvalt tuleks soodustada turba kaevandamist kultuuristatud ja varem kuivendatud aladelt, uusi alasid ei kuivendata kuni 2025. aastani. Turba hind suurtarbijatele on täna ligikaudu 100 krooni/MWh.

1.1.6. Elektrikaubandus

Eesti elektrisüsteem omab tugevaid 330 kV ühendusi Läti ja Venemaa elektrisüsteemidega, mis võimaldaksid vajadusel elektritarbimist katta imporditelektriga. Elektri impordivõimalusi ei saa aga pidada varustuskindluse, strateegilise julgeoleku ega pikaajalise jätkusuutliku elektrivarustuse tagamise vahendiks, kuna naaberriikide elektrisüsteemide elektriliste tootmisvõimsuste mahud on pidevalt vähenemas nende riikide elektritarbimise kasvades. Samuti avaldab elektri import negatiivset mõju Eesti väliskaubanduse bilansile. 2003. aastal moodustas Eesti elektriekспорт 19,6% brutotoodangust.

1.2. Elektri tootmine ja hinnakujundus

1.2.1. Ülevaade

Kuigi elektri installeeritud tootmisvõimsus Eestis ületab praegu riigisisese vajaduse, on piiratud amortiseerunud ning ulatusliku keskkonnamõjuga põlevkivil töötavate energiaplokkide kasutamine – 2016. aastaks on praegu kasutada olevast elektrilisest tootmisvõimsusest võimalik töös hoida Narva Elektriijaama kahte uut keevkihtpõletus-energiaplokki, Iru Elektriijaama ja väikejaamasid, mille tootmispotentsiaal on ca 25–30% nüüdsest tootmismahust. 2005. aastal suleti Balti Elektriijaama TP-17-tüüpi katlad. Ahtme elektriijaamas tuleb viia põletusseadmed ELi nõuetega vastavusse hiljemalt 31. detsembriks 2010. a, Narva elektriijaamades ning Kohtla-Järve elektriijaamas täies mahus 31. detsembriks 2015. a.

	Kokku		Eesti Energia AS		Muud	
	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Soojuselektriijaamade elektriline võimsus, MW						
paigaldatud	3 019	3 019	2 985	2 984	34	34
kasutatav	2 406	2 410	2 377	2 378	28	31
Hüdroelektriijaamade elektriline võimsus, MW						
paigaldatud	1,1	5,5	0,9	2,1	0,2	3,4

kasutatav	0,2	4,6	0	1,2	0,2	3,4
Tuuleelektrijaamade võimsus, MW						
paigaldatud	2,0	2,5	0,6	0,6	1,4	1,9
kasutatav	0,8	2,5	0,6	0,6	1,4	1,9
Elektritoodang, GWh	8 525	10 158	8 371	9 994	153	164

Tabel 1. Eesti elektrijaamade võimsus ja toodang aastatel 2002–2003

Viimastel aastatel on elektri tootmist Eestis kasvatanud lisaks ekspordimahtude suurenemisele ka riigisisese elektritarbimise kasv. Seejuures on elektri ekspordimahud tugevas sõltuvuses aastast veerohkusest Läti hüdroelektrijaamades. Samas on vähenenud elektritarve energiasektoris ning elektrisüsteemi kaod.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Muutus viimasel aastal	Muutus perioodi vältel
Brutotoodang, TWh	9,10	8,52	8,27	8,51	8,48	8,53	10,16	+19,1%	+11,6%
Import, TWh	0,24	0,14	0,14	0,26	0,27	0,41	0,093	-77,3%	-61,3%
Ekspord, TWh	1,10	0,53	0,73	1,19	0,89	1,10	1,99	+80,9%	+80,9%
Energiaspektori omatarve, TWh	1,57	1,41	1,37	1,33	1,33	1,28	1,48	+15,6%	-5,7%
Kaod, TWh	1,71	1,57	1,47	1,24	1,36	1,57	1,19	-24,2%	-30,4%
Sisemaine lõpptarbimine, TWh	4,83	5,08	4,76	4,97	5,14	5,27	5,57	+5,7%	+15,3%

Tabel 2. Eesti elektrienergia bilanss aastatel 1997–2003

Elektrisüsteemi koormusgraafiku katmiseks tuleb maksimaalselt ära kasutada elektri ja soojuse koostootmisjaamu kui väga ökonoomseid energiaallikaid. Tuleb arvestada, et elektri ja soojuse koostootmisel on keskkonnasaaste ligi 30% väiksem kui soojuse ja elektri eraldi tootmisel.

Nr	Jõujaam/Tehnoloogia	Rajamise aastad	Koostoote võimsused
			MW _e /MW _{th}
1	Balti EJ, auruturbiinid	1959-1966	215/160 ³
2	Iru EJ, auruturbiinid	1980 – 1982	190/320
3	Kohtla-Järve EJ, auruturbiinid	1954 - 1958	27/70
4	Ahtme EJ, auruturbiinid	1953-1955	20/37
5	Fortum Termest AS, Kohtla-Järve EJ, auruturbiin	turbiin 1997	8/22
6	Kiviõli EJ, auruturbiinid	1956	10/40
7	Tootsi EJ, auruturbiinid	1955, 1985	5/14
8	Sangla EJ, auruturbiinid	turbiin 1998	2,5/9
9	Horizon EJ (Kehras), auruturbiinid	1960	8,5/45
10	Kunda EJ, gaasimootor	1998-1999	3,1/3,4
11	Silmet EJ, gaasimootor	2003-2004	6/7
12	Grüne Fee EJ, 2 gaasimootorit	1997-1998	2/2,4

³ Rekonstrueeritud 11. energiablokk antud parameetritega võeti võimsusbilanssi 1. juunil 2005. a.

13	Narva Vesi EJ, gaasimootor	1999	0,5/0,7
14	Põlva EJ, gaasimootorid	1999	0,92/1,25
15	Kristiine EJ, gaasimootor	2000	0,5/0,7
16	Balti Laevaremondi Tehas, 2 gaasimootorit	2003	2,2/2,48
17	Terts Ltd. mootor biogaasil	1994	0,84/1
	Kokku		502/736

Tabel 3. Ülevaade elektri ja soojuse koostootmisjaamadest Eestis

Pärast Iru Elektriijaama ehitust on Eestis rajatud vaid väikese võimsusega gaasimootoritega elektri ja soojuse koostootmisjaamu Sillamäel, Tartus, Kundas, Tallinnas, Narvas ja Põlvas põhiliselt tööstustele ja ettevõttele.

Pärast Balti Elektriijaama keevkihttehnoloogial töötava 11. energiabloki rekonstrueerimist elektrilise võimsusega 215 MW ja soojusliku võimsusega 160 MW ning osa vanade energiablokkide sulgemist keskkonnanõuete tõttu mais 2005 muutus Balti Elektriijaam valdavalt elektri ja soojuse koostootmisjaamaks planeeritud koostoodetud elektritoodanguga 1200 GWh aastas.

Taastuvatest energiaallikatest elektri ja soojuse koostootmise osas töötab praegu vaid Terts Ltd biogaasil töötav gaasimootor.

Elektri ja soojuse koostootmisprotsessis toodetav elektri osakaal siseriiklikus brutotarbimises on 12-13% tasemel.

1.2.2. Elektri hind

Elektritarbijahinna kujunemise kulud jagunevad täna Eestis ligikaudu järgmiselt: tootmiskulud 50%, ülekandekulud 20% ja jaotuskulud 30%. Narva elektriijaamades moodustab põlevkivi kulu kõikidest tootmiskuludest ligikaudu 40%.

Eestis domineeriv põlevkivienergeetika on väga keskkonnamahukas alates veekasutusest ja lõpetades tuhaärastuse ning õhuheitmetega. Eesti Energia ASi 2003/2004. majandusaastal moodustasid keskkonnakulud põlevkivist toodetud elektri tootmishinnas 3,5 senti/kWh, s.t ca 8–9%. Sellest 1 sent/kWh moodustasid põlevkivi tootmisega ja 2,5 senti/kWh vahetult elektri tootmisega seotud keskkonnakulud. Ligikaudu samasugune oli jaotus ka lõikes ressursimaksud/saastetasud – vastavalt 1,1 ja 2,3 senti/kWh. Ainult õhusaaste osa moodustas 1,1 senti/kWh.

	Kodutarbija (tarbijagrupp Dc – 3500 kWh/a)		Tööstustarbija (tarbijagrupp Ie – 2000 MWh/a)	
	EUR	PPS	EUR	PPS
EL25	10.46	–	6.73	–
EL15	10.74	–	6.82	–
Eesti	5.76	9.33	4.72	7.64
Soome	7.92	6.89	5.27	4.59
Läti	7.02	14.10	4.09	8.21

Leedu	6.09	11.88	4.98	9.73
-------	------	-------	------	------

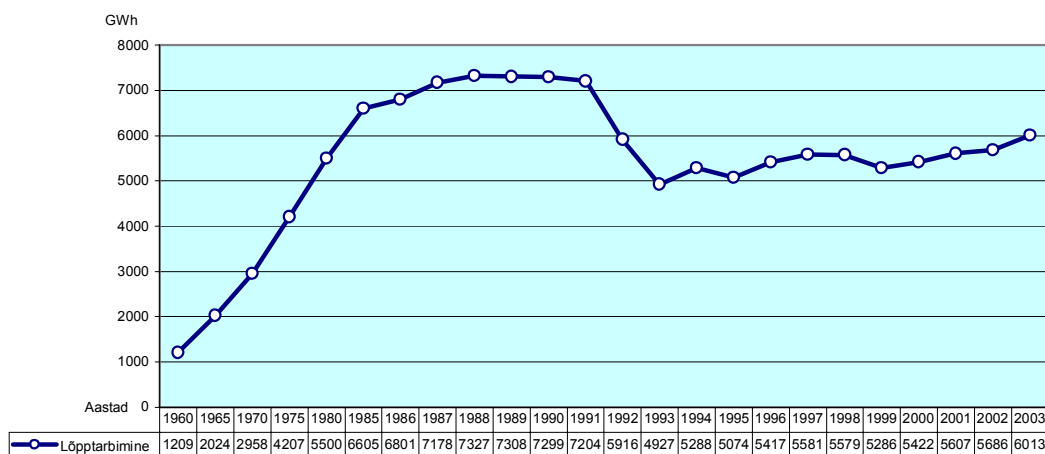
Tabel 4. Elektri keskmised maksudeta hinnad – seisuga 1. jaanuar 2005. a (.../100 kWh)⁴

Elektri hind võib järgnevatel aastatel tõusta peamiselt vajalike investeeringute kapitalikulutustest ja taastuvatest energiaallikatest toodetava elektri osakaalu tõusust. Elektri hinda võivad lisaks mõjutada keskkonnakulutuste suurenemine elektri tootmisel seoses keskkonnatasude tõusuga, võimalikud talumishüvitised jms. Oluline osa elektri hinna kujunemisel saab olema heitmekaubandusega seonduval.

1.3. Elektritarbimine

1.3.1. Ülevaade

Alates 1999. aastast on elektri lõpptarbimine Eestis kasvanud sõltuvalt riigi majanduse arengust, samuti aasta keskmistest temperatuuridest. 2003. aastal oli kasvutempo 5,8%. Elektri tarbimiskasvu ei ole pidurdanud ka elektri hinna tõus, mis on suurendanud tarbijate kulutusi elektrile.



Joonis 4. Eesti elektri lõpptarbimise dünaamika aastail 1960-2003

Elektri lõpptarbimine elaniku kohta on Eestis võrreldes Põhjamaadega oluliselt madalam – Soomes, Rootsis ja Norras on kaalutud keskmisena elektritarbimine elaniku kohta ligikaudu 15 000 kWh. Samas elektrikulutuste osakaal eluasemekuludes on Eestis ligikaudu 2 korda suurem vastavast näitajast Soomes.

	1999	2000	2001	2002	2003
Tarbimine Eestis, kWh elaniku kohta	3833	3952	4102	4177	4434
sh kodutarbimine, kWh elaniku kohta	988	1068	1160	1164	1176
Kulutused elektrile, krooni elaniku kohta kuus	56	60	68	76	88

⁴ Allikas: Eurostat. Eurodes hinna arvutamisel on kasutatud ametlikku valuutavahetuskurssi; PPS (s.o ELi metoodikast lähtuv PPP) puhul on arvesse võetud omavaluuta (või euro) ostujõudu vastavas riigis.

Osakaal eluasemekuludes, %	16,6	17,5	19,7	19,6	21,9
----------------------------	------	------	------	------	------

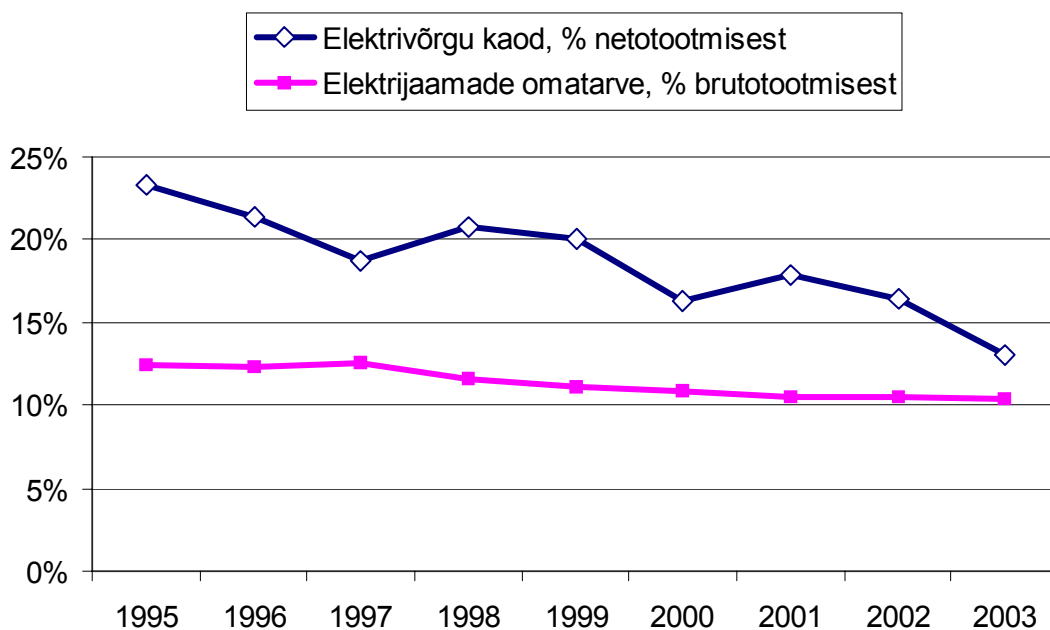
Tabel 5. Elektri lõpptarbimine ja kulutused elektrile elaniku kohta aastatel 1999–2003

1.3.2. Energiaefektiivsus

SKP energiamahukus Eestis on viimase kümne aasta jooksul tänu majanduse arengule, mitmesugustele säästumeetmetele ja efektiivsema tehnoloogia kasutuselevõtule tunduvalt vähenenud. Siiski jääb Eesti selle säästva arengu näitaja osas Rahvusvahelise Energiaagentuuri andmetel veel tunduvalt maha Euroopa Liidu keskmisest tasemest, sealhulgas võrreldava kliimaga naaberriikidest. Ostujõu pariteeti arvestades on olukord parem.

Elektritootmise efektiivsus. Elektritootmise efektiivsus Eestis on tingituna elektritootmise struktuurist madal, olles samas aasta-aastalt paranenud – kui 1996. aastal oli keskmine tootmise efektiivsus 29,1%, siis 2003. aastal oli see üle 32,1%.

Elektriülekanne ja -jaotuse efektiivsus. Elektrisüsteemi kadude osas on olukord aasta-aastalt paranenud – peale elektritarbimise järsku langust ning võrgukadude kiiret tõusu aastatel 1989–1993 on toimunud kadude tase stabiliseerumine. Alates 1995. aastast on võrgukaod vähenenud. 2003. aastal vähenesid kaod 2,6%, jõudes tasemeni 13%. Samas on vähendamise potentsiaal veel suur ning optimaalseks võrgukadude suuruseks Eestis on ca 10% brutotarbimisest. Seejuures on oluline märkida kommertskaudude regiooniti erinevat, kuid kõrget taset.



Joonis 5. Elektri võrgu kadude ja elektrijaamade omatarbe dünaamika, %

Tarbimise efektiivsus. Eesti elektritarbimise stabiilne kasv viimastel aastatel on tingitud eeskätt elatustaseme arenguga kaasneva elektrit tarbivate seadmete arvu tõusust. Samuti on maailmapraktika näidanud seost, et soojusmajanduses saavutatav sääst toob kaasa mõningase elektritarbimise kasvu⁵. Tallinna Tehnikaülikooli energeetikateaduskonnas läbiviidud uuringud

⁵ Kuna soojusenergia säästmiseks rakendatakse tihti elektrienergiat tarbivaid seadmeid ning automaatikat, samuti on näiteks säästlikud soojuspumpadel baseeruvad kütelahendused elektrienergia tarbijatele.

hindavad tarbijapoolset majanduslikku elektritarbimise säästupotentsiaali 10–15%-le praegusest elektri lõpptarbimisest.

1.4. Elektrivõrgud

Eesti elektrivõrk kujutab endast riigi tehnilise infrastruktuuri olulist osa, mis edastab elektrit elektrijaamadest kõigile tarbijaile ja ühendab Eesti elektrisüsteemi naabersüsteemidega, võimaldades nii elektrikaubandust. Efektiivselt planeeritud ja funktsioneeriv elektrivõrk avaldab märkimisväärset mõju riigi konkurentsivõime tõstmisele ja tootmissüsteemide tõhusamale toimimisele.

Kuna elektrisüsteemi ja -võrgu objektid, nagu elektrijaamad, alajaamad ja elektriliinid, on väga kallid ja pika tööeaga rajatised, mille võimsusest, läbilaskevõimest ja talitluskindlusest sõltub suurel määral kogu riigi majanduse efektiivsus, tuleb erilist tähelepanu pöörata elektrivõrkude arengu õigele ja õigeaegsele planeerimisele ning vajalikele investeeringutele.

Arvestades asjaolu, et elektrisüsteemide ja -võrkude normaalse talitluse ja arengu tagamiseks on vaja teha väga suuri investeeringuid, on arusaadav sellele pööratav eriline tähelepanu, aga ka soov püüda igal võimalusel neid investeeringuid kärpida või edasi lükata kaugemasse tulevikku. Seejuures ei tohi taganeda elektrisüsteemi jaoks formuleeritud üldtuntud põhimõtetest:

- tagada elektrisüsteemi vajalik töökindlus pidevaks toimimiseks ühtse süsteemina;
- tagada tarbijate varustamine elektriga vajaliku varustuskindlusega;
- tagada elektri kvaliteedinõuded;
- tagada keskkonnakaitse nõuete täitmine;
- tagada arengu ja toimimise majanduslik efektiivsus.

Elektrivõrgu arengu planeerimisel on oluline arvestada Eesti võrkude olemasolevat olukorda üldiselt iseloomustavaid probleeme:

- liinide ja alajaamade suhteliselt kõrge vanus;
- võrkude ebapiisav töökindlus ja tarbijate madal elektrivarustuskindlus;
- suured energiakaod;
- madal pingekvaliteet;
- nimipingete süsteemi korrastamise vajadus.

Ülekandevõrk. Elektriülekanne eest Eestis vastutab Eesti Energia ASi kontserni kuuluv põhivõrguettevõtte OÜ Põhivõrk. 110-330 kV põhivõrgu kogupikkus on 5156 km, seejuures on 330 kV elektrivõrk välja arendatud kahel põhisuunal:

- ida-lääne (ehk Narva–Tallinn) suund – Põhja- ja Lääne-Eesti piirkondade toiteks;
- põhja-lõuna (ehk Narva–Tartu) suund – Vene ja Läti vaheliseks transiitühenduseks ja Lõuna-Eesti piirkondade põhitoiteks.

Eesti põhivõrgu läbilaskevõime seisukohalt on eelkõige kriitiliseks 220–330 kV võrk Narva–Tallinna suunal, mille kaudu saab toite 85% Eesti tarbijaskonnast Tallinna piirkonnas ning Kesk- ja Lääne-Eestis, sh saartel. Nimetatud võrgu läbilaskevõimeks, arvestades töökindluse n-1 kriteeriumi, on praegu 970 MW. Nagu nähtub Põhja-, Kesk- ja Lääne-Eesti piirkonna

koormustippude prognoosidest, ammendub nimetatud läbilaskevõime mõõduka majandusarengu stsenaariumi korral 2008. aastal, optimistliku stsenaariumi korral aga juba 2007. aastal.

Samuti on probleemiks põhja–lõuna- ja ida–läänesuunaliste 330 kV võrguosade väga nõrk omavaheline seotus, mis tähendab, et Narva ja tarbimistsentrite vahelised liinid on omavahel ühendatud vaid piirkondliku otstarbega 110 kV liinidega.

Jaotusvõrk. Jaotusvõrkudest koguulatusega ligi 64 000 km on ~93% Eesti Energia AS-i kontserni kuuluva OÜ Jaotusvõrk halduses. Teisteks suuremateks jaotusvõrguettevõteteks on Fortum Elekter AS ja Narva Elektrivõrk AS. Praegune kadude keskmine tase jaotusvõrgus on 10,5%. Tingituna 1990-ndate aastate alafinantseeritusest on jaotusvõrgu olukord piirkonniti mitterahuldav, mistõttu esineb probleeme pingekvaliteedi ning elektrivarustuse katkestuste ulatusega näiteks tormide korral. Pingekvaliteedi probleemiga klientide osakaal on ligi 3,5 % klientide arvust. Praeguste investeeringumahtude juures on võrgu uuenumistsükkel ligi 50 aastat ja võrgu keskmine vanus kasvab iga-aastaselt 0,5 aasta võrra. Jaotusvõrgu arengut mõjutab asjaolu, et elektritarbimise kasv on täheldatav ainult suuremate linnade puhul, maapiirkondades tarbimine aga väheneb.

1.5. Elektriturg ja rahvusvaheline koostöö

Alates 1. jaanuarist 2005. a vastab Eesti elektriturualane seadusandlus Euroopa Liidu õigusele, välja arvatud EL liitumislepinguga fikseeritud üleminekuperiood elektrituru avamiseks. Eesti elektriturg on avatud tarbijatele, kelle aastane elektritarbimine on vähemalt 40 GWh. Selliste tarbijate osakaal kogutarbimises on ca 10–12%. Vastavalt Eesti liitumislepingule Euroopa Liiduga peab elektriturg olema avatud hiljemalt 2009. aastaks vähemalt 35% ulatuses ning hiljemalt 2013. aastaks kõikidele tarbijatele. 2004. aastal oli Eestis Euroopa Liidu madalaim keskmine elektritarbijahind.

Baltimaad, sealhulgas Eesti, on ainulaadses olukorras – üheski riigis ei ole elektriturgu avatud olukorras, kus samal ajal tuleb ka investeerida uute tootmisvõimsuste ehitamisse.

Praeguse seisuga on takerdunud Balti ühise elektrituru loomine – kõikides Balti riikides on erinevad turukorraldused ning reguleeritava turupiirkonnana vaadeldakse vaid oma riigi territooriumi, samas moodustavad Eesti ja Läti elektrisüsteemid ühtse bilansiploki.

Eesti elektrisüsteemil on tugevad 330 kV ühendused Läti ja Venemaa elektrisüsteemidega. Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemid moodustavad Balti Ühendenergiasüsteemi, millel on sama sagedus SRÜ riikide ühendsüsteemiga. Samas puudub Eesti elektrisüsteemil praegu ühendus Kesk-Euroopa Ühendatud Energiasüsteemiga (UCTE) ja Põhjamaade Ühendatud Energiasüsteemiga (NORDEL).

Seoses Eesti-Soome vahelise merekaabli Estlink valmimisega 2006. aasta lõpus saavad Eesti ja teised Balti riigid võimaluse kaubelda ka Põhjamaade elektriturul. Põhjamaade elektribörsi NordPool hinnad hakkavad samas andma võrdlushindasid ka Balti riikide elektriturule. Seega Põhjamaadega ühenduse tekkides tekib võimalus elektrikaubanduseks, aga ka surve elektrihinna tõusuks Eestis.

Käivitunud on ka Venemaa sisemine elektribörs. Sealse börsi baaselektri keskmine hind 2004. aastal oli ligikaudu 0,21 krooni/kWh ning hind näitab pidevat kasvutrendi. Samas ei ole Eesti tootjatel Venemaa seaduste alusel lubatud seasel turul kaubelda, mistõttu on Eesti otsustanud rakendada vastastikuse avatuse (nn *reciprocity*) printsiipi ning ei luba ka Eestisse

importida Venemaa elektrit. Lisaks säilitab Eesti võimaluse keelustada elektri import Venemaalt ka seetõttu, et Venemaal paiknevad elektrijaamad ei pea täitma ELi keskkonna nõudeid ning tuumajaamadele esitatavaid turvalisuse nõudeid, mis paneksid Eesti elektritootjad ebavõrdsesse olukorda.

Balti riikide elektrivarustuses on olulise mõjuga Ignalina tuumaelektrijaama võimalik sulgemine 2009. aastal, mille tulemusel kaovad Leedul elektri ekspordi võimalused seni, kuni sinna tekib uus suure tootmispotentsiaaliga elektrijaam. Läti jääb veel aastateks elektrit importivaks riigiks. Eestis tuleb asendada olemasolevad vanad põlevkivil baseeruvad tootmisvõimsused 2016. aastaks uute erinevatel energiaallikatel baseeruvate tootmisvõimsustega, mis kataksid peamiselt Eesti vajadused.

1.6. Elektritootmise keskkonnamõju

Viimastel aastakümnetel on elektritootmine olnud Eestis suurim vee ja mineraalsete loodusvarade kasutaja ning jäätmete tekitaja. Fossiilkütuste (põlevkivi, masuut ja maagaas) põletamine elektri ja soojuse tootmisel annab suurima osa Eesti kasvuhoonegaaside emissioonist, õhku paisatud tahketest osakestest ning lenduvatest orgaanilistest ühenditest.

Kui CO₂ emissiooni arvestuslik kogus ühe ruutkilomeetri kohta on maailmas keskmiselt 157 tonni, Euroopa Liidu vanades liikmesriikides 1320 ja uutes liikmesriikides keskmiselt 1030 tonni, siis Eestis on see näitaja 450 tonni⁶. Põlevkivi kasutamisega seotud CO₂ emissioon moodustab ligikaudu 67% CO₂ koguemissioonist. Võrreldes nii taastuvate kütuste kui ka muude fossiilkütustega on põlevkivi märksa suurema keskkonnamõjuga kütus – madalam kütteväärtus, suhteliselt kõrge väävli ja ülikõrge tuhasisaldus, mistõttu tekib põlevkivist elektri tootmisel muude kütustega võrreldes märksa suurem keskkonnakahju. Nii paisatakse näiteks Eestis 1 kWh elektri tootmisel õhku keskmiselt 1,18 kg süsinikdioksiidi, seevastu Poolas on see elektri tootmise keskkonnamõju näitaja 0,96 kg, Saksamaal 0,46 kg, Euroopa Liidu keskmisena 0,34 kg ja näiteks Rootsis vaid 0,03 kg⁷. Erisused põlevkivist elektritootmise kahjuks on ka muude keskkonnaheitmete osas vastavalt sellele, milliseid kütuseid või tehnoloogiaid mujal kasutatakse.

2. Elektrimajanduse arendamise eesmärgid ja piirangud

Elektrimajanduse tulevikuvisionid ja vajadused on tänaseks kardinaalselt muutunud võrreldes möödunud dekaadi keskpaigaga – ELiga liitumisega on tekkinud rida võimalusi, nõudeid, kohustusi ja piiranguid, on arenenud elektritootmise tehnoloogiad. Elektrimajanduse planeerimine on muutunud tehnoloogiakesksest looduskeskkonna keskseks.

Elektrimajandus on riigi strateegiline infrastruktuur, mis peab tagama varustus- ja töökindluse elektritootmisel, -ülekandel, -jaotamisel ja -tarbimisel elektritootmise, -ülekande ja -jaotamise võimalikult minimaalsete hindade juures. Seejuures peab elektrisüsteemi efektiivsus tagama elektrimajanduse jätkusuutlikkuse ning elektri nõuetekohase kvaliteedi Eesti majanduse konkurentsivõime ja elanikkonna heaolu säilimiseks ning suurendamiseks. Lisaks on elektrimajandusel oluline osa regionaalarengu tagamisel.

⁶ CO₂ heitmenäitajad on toodud 1999. aasta kohta Rahvusvahelise Energiaagentuuri andmetel.

⁷ Tolmpõletustehnoloogia asendamisega tsirkuleeriva keevkihttehnoloogiaga saavutatakse Eestis hinnanguliselt sarnane tase Poolaga.

2.1. Eesti elektrimajanduse arendamise eesmärgid

Eesti elektrimajanduse arengukava 2015. aastani strateegiliseks eesmärgiks on tagada turumajanduse tingimustes Eesti elektrisüsteemi optimaalne funktsioneerimine ja areng ning tarbijate nõuetekohane varustamine elektriga pikaajalises perspektiivis võimalikult madalate hindadega. Seejuures täidetakse kõiki töö- ja varustuskindluse ning keskkonnanõudeid.

Lähtudes strateegilise eesmärgi kriitilisusest tuleb selle saavutamisel järgida järgnevaid Eesti riigile elektrimajanduse arendamisel olulisi eesmärke:

- I. Tagada Eesti elektrisüsteemi talitlus- ja häiringukindlus ning tarbijate varustuskindlus vähemalt 2005. aasta tasemel ja elektrivõrgu täielik uuendamine ligikaudu 30-aastastes perioodides ülekande- ja ligikaudu 40-aastastes perioodides jaotusvõrgus
- II. Tagada sisemaise elektritarbimise koormuse katmiseks vajalik kohaliku genereeriva võimsuse olemasolu
- III. Arendada energiaressursse efektiivsemalt kasutavaid tehnoloogiaid, sealhulgas elektri ja soojuste koostootmist
- IV. Toetada avatud turu tingimustes põlevkivist kui kohalikust strateegilisest ressursist elektri tootmise efektiivsuse tõusu ja siseturu konkurentsivõime säilimist
- V. Stimuleerida säästlikku elektritarbimist
- VI. Luua ja efektiivsemalt kasutada elektrivarustuskindluse tõstmiseks ja elektrikaubanduse arendamiseks ühendusi ELi naaberriikide elektrisüsteemidega ja tõhustada rahvusvahelist koostööd
- VII. Tagada elektrimajanduse oskusteabe, tõhusa tehnoloogiaarenduse ja -siirde ning teadustegevuse ja innovatsiooni olemasolu riigis.

2.2. Eesti elektrimajanduse arendamisel arvestamist vajavad tingimused

Strateegilise eesmärgi ja eesmärkide täitmisel ning elektrimajanduse arengu suunamisel tuleb pidada silmas ja täita teisi Eesti poolt nii riigisisel kui ka rahvusvahelisel tasandil võetud kohustusi ning elektrimajandust mõjutavaid eri tasandite õigusi. Peamiselt on tegemist ELi poolt tulenevate kohustustega täita ELi siseturu-, konkurentsi- ja keskkonnaalaseid reegleid. Siiski on nimetatud kohustused olulised ka Eestile riigisiselt. Lisaks peame arvestama ja käsitlema ka regionaal-, sotsiaal- ja majandusvaldkondade vajadusi, et mitte kutsuda elektrimajanduse arendamise käigus esile probleeme mujal.

Elektrimajanduse arendamisel tuleb arvestada järgmisi Eesti elektrimajandusele kehtivaid ja 2015. aastani kehtima hakkavaid peamisi piiranguid ja võetud kohustusi:

- tagada riiklikult kehtestatud keskkonnanõuete täitmine;
- saavutada 2010. aastaks taastuvatest energiaallikatest toodetud elektri osakaaluks 5,1% brutotarbimisest;

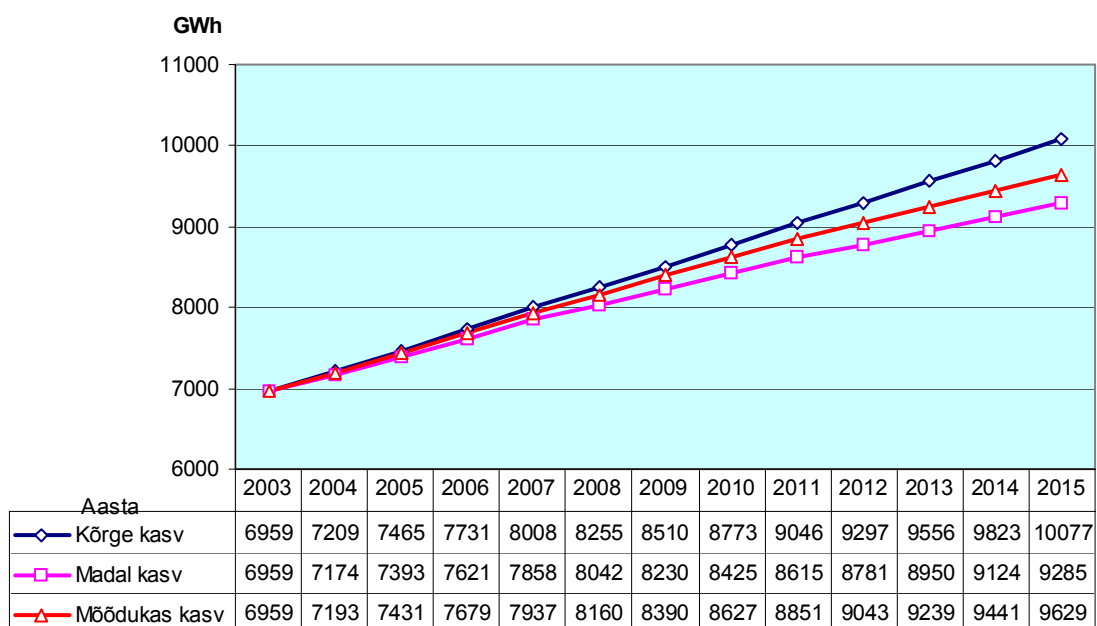
- saavutada 2020. aastaks elektri ja soojuse koostootmisjaamades toodetud elektri osakaaluks 20% brutotarbimisest;
- avada Eesti elektriturg 35% ulatuses 2009. aastaks ja täielikult 2013. aastaks;
- hoida 2010. aastani primaarenergia tarbimise maht 2003. aasta tasemel;
- arvestada kasvuhoonegaaside heitkoguste vähendamise programmi mõju elektri tootmisele.

3. Elektrimajanduse arendussuunad

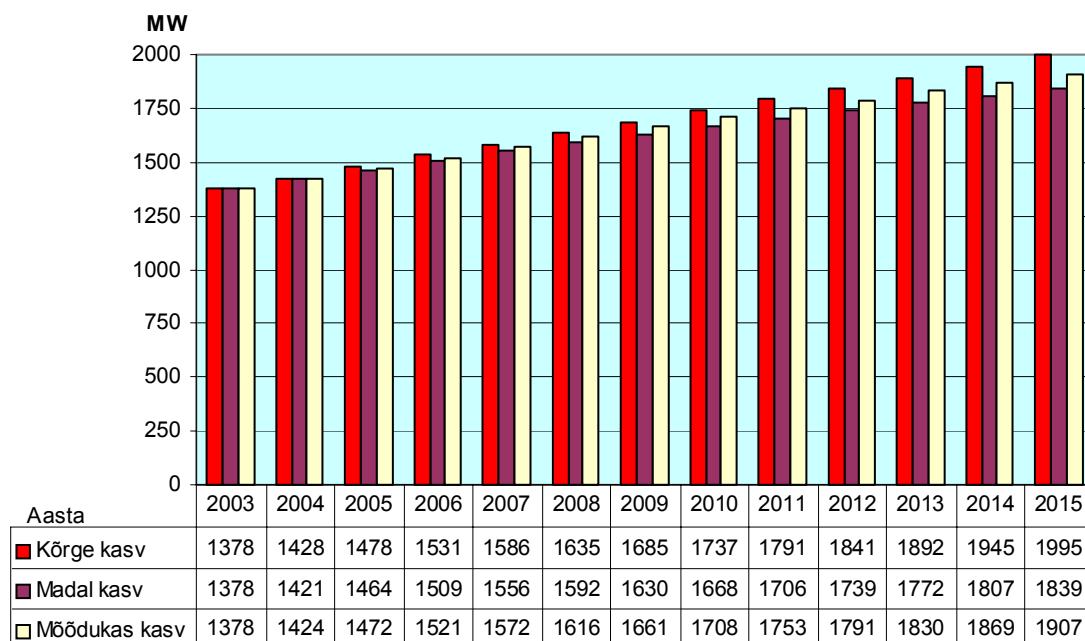
3.1. Elektritarbimine

3.1.1. Elektri tarbimisprognos

Elektri brutotarbimine Eestis 2015. aastani kasvab keskmiselt 2–3,75% aastas, seda tingituna elatustaseme üldisest tõusust ning majanduse arengust. Riiklik eesmärk on hoida elektritarbimise kasvu kiirus poole madalam kui majanduskasvu tempo.



Joonis 6. Elektri brutotarbimise prognoos Eestis 2015. aastani



Joonis 7. Elektri lõpptarbimise koormustippude prognoosid 2015. aastani

Vastavalt tarbimiskasvu ja koormustipu prognoosidele näeb riik ette meetmed vajaliku tootmisvõimsuse olemasoluks, seejuures tuleb arvestada, et eriti külma talve korral on vajalike võimsuste määr ligikaudu 10% kõrgem kirjeldatust.

ELis menetlemisel olev energia lõppkasutuse efektiivsuse ja energiateenuste alane direktiiv, millega püstitatakse liikmesriikidele konkreetsed sihtarvud energiasäästu saavutamiseks ja sealhulgas ka avaliku sektori sihid energiakasutuse efektiivsuse tõstmiseks. Sealhulgas sätestatakse energiakasutuse efektiivsuse tõstmiseks ja energiasäästu tõhustamiseks rakendatavad ühenduse meetmed. Lähtuvalt liikmesriikide poolt kokkulepitavatest energiasäästu sihtarvudest täiendatakse Eesti Vabariigi valitsuse poolt kinnitatud energiasäästu sihtprogrammi ja nähakse ette järgmised energiasäästualased strateegilised eesmärgid:

- vähendada 2015. aastaks sisemajanduse koguprodukti (SKP) energiamahukust (arvestades ostujõu pariteeti) tasemeni 0,25 kgoe/USD⁹⁵;
- vähendada elektri võrgukadusid jaotusvõrgus 2003. aasta väärtuselt 11,1% väärtuseni 8% 2009. aastaks ning hoida kadude maht vähemalt samal tasemel 2015. aastani;
- hoida elektri võrgukaod põhivõrgus perioodi vältel ligikaudu tasemel 3%;
- vähendada Eesti elektri jaamade omatarve 2015. aastaks tasemele 9%.

3.1.2. Elektri hinnaprognos

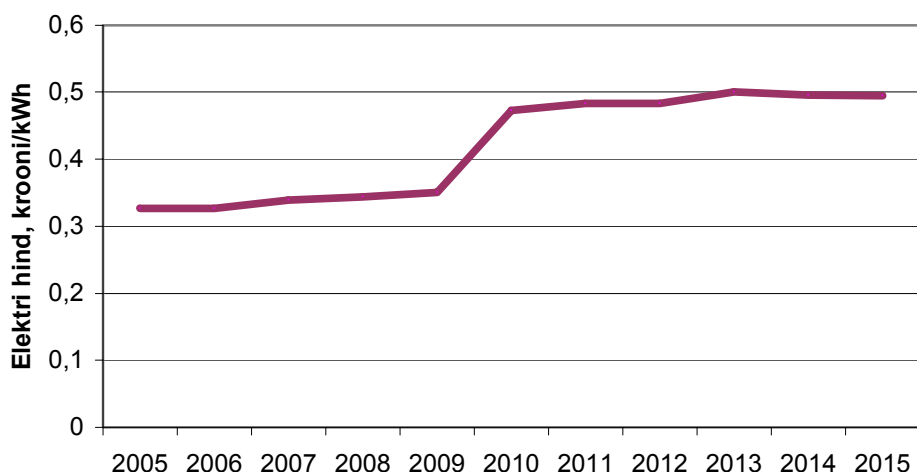
Põlevkivist toodetava elektri tootmishind kasvab 2015. aastaks hinnanguliselt tasemele 50–55 senti/kWh. Maagaasist toodetava elektri hind on hinnanguliselt 58,6 kuni 67,8 senti/kWh, sõltuvalt maagaasi hinnast. Seejuures kasvab keskkonnakulutuste osa, lähtudes praegu teadaolevatest keskkonnatasudest ja -maksudest, põlevkivist toodetava elektri tootmishinnas 2015. aastaks tasemeni 4,5–4,7 senti kWh kohta. Sõltuvalt Eestis lähitulevikus läbiviidavast ökoloogilisest maksureformist ning selle tulemuste rakendamise keskkonnatasude ja maksude osas (näiteks CO₂ saastetasu määra, kaevandustasu jms arengutest) võib põlevkivist toodetava

elektri tootmishind erineda hinnangus antust. Praegu kehtivast ajakavast lähtudes saab ökoloogilise maksureformi tulemustega arvestada järgmise elektrimajanduse arengukava koostamisel.

Saavutamaks 2010. aastaks taastuvatest energiaallikatest toodetud elektri osakaaluks 5,1% riigisisest brutotarbimisest, tuleb nende baasil toota 430–450 GWh elektrit. 2015. aastal on taastuvatest allikatest toodetud elektri toodangumaht 742–806 GWh, mille eest tuleb maksta toetust 371–403 miljonit krooni ning mis tõstab elektri tarbijahinda hinnanguliselt 6 senti/kWh. Koormustippude katmiseks ja tuuleenergia taastuva allikana kasutamise laiemaks levikuks tuleb rajada kiiresti reguleeritavaid reservvõimsusi, peamiselt gaasiturbiine. Taastuvatest allikatest, sealhulgas peamiselt tuulest toodetava elektri võrku andmiseks tuleb uuendada elektrivõrke Eesti läänerannikul ja saartel, mis kajastuvad selleks vajalike investeeringute kaudu taas elektri tarbijahinnas.

Investeeringuvajadus uutesse elektritootmiseseadmetesse 2015. aastani on kokku hinnanguliselt 10–15 miljardit krooni, sealhulgas taastuvate energiaallikate baasil elektri tootmiseseadmetesse 2–3 miljardit krooni.

Joonisel 8 on esitatud elektri tootmishinna prognoos Baltimaade elektrituru ideaalse toimimise korral.



Joonis 8. Elektri tootmishinna prognoos ideaalse Baltimaade elektrituru korral⁸

Elektriülekanne ja -jaotuse hind tõuseb 2015. aastaks hinnanguliselt 20–30%, lähtuvalt suurenevatest investeeringutest elektrivõrkudesse ning tulumishüvitistest.

Elektri müügihinna tarbijatele võivad lisaks eespool loetletule mõjutada soojuse ja elektri koostootmise osakaalu suurenemine sisemaises elektritootmises, sealhulgas elektritootmise hajutamine, heitmekaubandus ning elektrituru regulatsioonidest tulenevad kohustused (bilansivastatuse kohustus, elektrikatkestuste aja piirang jms).

Elektrituru avanedes 2013. aastal ei ole elektri müügihind tarbijatele enam kulupõhine, vaid kujuneb turumehhanismide alusel, mille tulemusena saab prognoosides anda vaid hinnanguid.

⁸ "Common Baltic Electricity Market", COWI, 2005

Lähtudes Põhjamaade elektribörsi NordPool hindadest, kus näiteks Põhjamaade aastatehingute hind 2003. aastal oli ligikaudu 0,55 krooni/kWh (Eestis oleks võrreldav hind Narva Elektriijaamade baaskoormuse elektri hind, mis on ligikaudu 0,34 krooni/kWh kohta) ja Balti riikide elektriturude vajadusse investeerida uutesse tootmisvõimsustesse, siis turupõhine analüüs prognoosib, et elektri müügihind tarbijatele tõuseb Baltimaade elektriturul 2015. aastaks umbes 50%.

3.2. Elektritootmine

Eesti tagab pidevalt sisemaise elektritarbimise koormuse katmiseks vajaliku kohaliku genereeriva võimsuse olemasolu, kindlustades seejuures ametlikult kinnitatud keskkonnaeesmärkide ja -nõuete täitmise.

Pidevalt parendatakse elektritootmise efektiivsust. Tootmise efektiivsuse tõusule aitavad eeskätt kaasa Balti Elektriijaama 1.–3. järjekorra sulgemine, taastuvate energiaallikate ning elektri ja soojuste koostootmise režiimis toodetud elektri osakaalu tõus ja põlevkivist elektri tootmiseks kasutatavate uute keevkihtkatelde kasutuselevõtt.

3.2.1. Taastuvad energiaallikad ning soojuste ja elektri koostootmine

Elektritootmise stsenaariumide väljatöötamisel peab arvestama rea piirangutega, mida elektritootmise stsenaariumide arvutuste käigus arvestati vaikumisi kui juba kokkulepitut. Vastavalt Euroopa Parlamendi ja nõukogu direktiivi 2001/77/EÜ raames kokkulepitule ning kütuse- ja energiamajanduse pikaajalises riiklikus arengukavas 2015. aastani seatud eesmärkidele tuleb Eestil tagada taastuvatest energiaressurssidest toodetud elektri ning soojuste ja koostootmisjaamades toodetud elektri osakaalud riigisisises brutotarbimises. Lähtudes neist kohustustest elektrimajanduse arendamisel:

- tõuseb taastuvelektri osakaal riigisisises brutotarbimises 2010. aastal 5,1%-ni, 2015. aastaks on taastuvelektri osakaal vähemalt 8%. Taastuvate energiaallikate osakaal riigisisises brutotarbimises peab tagama põlevkivi kui Eesti energiaressursi võimalikult pikaajalise kasutamise elektritootmisel. Seetõttu sõltub taastuvatest allikatest elektritootmise osakaal riigisisises brutotarbimises 2015. aastal Keskkonnaministeeriumi, Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi ning Rahandusministeeriumi koostöös 2006. aasta esimeses pooles valmiva põlevkiviresursi kasutamissuundade riikliku strateegia määratlemisest aastani 2020. Taastuvelektri ressursipõhine hinnanguline jaotus on esitatud tabelis 6.
- tõuseb elektri ja soojuste koostootmisjaamades toodetud elektri osakaal riigisisises brutotarbimises 2020. aastal 20%, 2015. aastal on nimetatud osakaal vähemalt 18%. Seejuures jätkab Iru elektriijaam toodangut mõnevõrra suurenevas mahus, Narva linnale annab soojust Balti Elektriijaama uus energiablokk ning ette on nähtud koostootmisjaamade ehitus 2010. aastaks nii Tallinnasse, Tartusse, Pärnusse, Kuressaarde kui ka Ahtme elektriijaama viimine biomassile⁹.
- alates 2009. aastast töötab varustuskindlust tagav 50 MW gaasiturbiin, planeerimisperioodi lõpul võib vajalikuks osutada täiendavate gaasiturbiinide rajamine.

⁹ Tallinna elektri ja soojuste koostootmispotentsiaali realiseerimiseks tuleb ühendada Kesklinna ja Mustamäe soojusvõrgud

	2005	2010	2015
Tuul	1,0%	2,2%	4,5%
Biokütused	0,2%	2,5%	3%
Muu	0,3%	0,4%	0,5%

Tabel 6. Taastuvatel energiaallikatel põhineva elektritoodangu ressursipõhine jaotus aastatel 2005 – 2015

Tabelis 7 on toodud soojuste ja elektri koostootmise elektrijaamade võimalik suurus 2015. aastaks tehtud tarbimisprognosi alusel.

	Soojustarve 2015. aastal, GWh _s	Soojustoodangu potentsiaal KTJ baasil, GWh _s	Elektritoodangu potentsiaal KTJ baasil, GWh _e	Elektriline võimsus, MW _e
Kaugküte	5453	4916	1475	280
Lokaalküte	5355	979	440	83
Tehnoloogia	1916	605	180	34
Kokku	14739	6500	2095	397

Tabel 7. Soojuste ja elektri koostootmise elektrijaamade võimalik suurus 2015. aastaks

Uued koostootmisjaamad talitleksid kas gaas- või biokütustel. Gaasi kasutamisel saab kasutada tehnoloogiaid, mis võimaldavad saavutada soojuste ja elektri suhte 1:1.

Tabelis 8 on toodud potentsiaalsete koostootmisjaamade elektrilised ja soojuslikud võimsused Eesti linnades.

Koostootmise gaasiturbiinagregaatide paigaldamisel on võimalik katta energiasüsteemi koormustippe ja kuumreservi nõudlust. Koostootmise gaasiturbiinide kasutamine tippkoormuse katmisel eeldab soojusakude kasutamist. Nimetatud agregaatide kasutamine ühtlustab Narva Elektrijaamade koormusgraafikut (muutes talitluse efektiivsemaks), loob alternatiivi reguleerimisvõimsuse importimisele, tõstaks tunduvalt koormustsentrite varustuskindlust, vähendaks investeringuid Narva Elektrijaamadesse ja põhivõrku ning loob võimalused ka naaberriikide reserviturul osalemiseks.

Koostootmisjaam	Elektriline võimsus, MW _e	Soojuslik võimsus ¹⁰ , MW _s
Tallinn	100	300
Tartu	22,5	67,5 (160)
Pärnu	11,5	36 (70)
Viljandi	2,5	7,5 (27)
Kuressaare	3	9 (24)
Võru	2	6 (23)
Haapsalu	2	6 (20)
Paide	2	6 (19)
Rakvere	2	6 (16)

¹⁰ Tabelis toodud uute koostootmisjaamade elektrilised võimsused vastavad elektri ja soojuste suhtele 1:3. Sulgudes toodud summaarne elektriline võimsus vastab toodetud elektri ja soojuste suhtele 1:1 ehk eeldab gaasimootori või kombineeritud tsükli kasutamist. Sulgudes toodud soojuskoormused vastavad antud linna maksimaalsele soojustarbele.

Keila	2	6 (16)
Valga	1,5	4,5 (15)
Jõgeva	1,5	4,5 (15)
Kokku	152,5 (440)	459 (705)

Tabel 8. Potentsiaalsed koostootmise elektrijaamad Eesti linnades

Tippkoormuse katmise agregaatideks sobivad koostootmisega gaasiturbiinide kõrval ka gaasiturbiinid, mis ei tooda soojust. Neid käivitatakse tippkoormuse katmiseks (hommikuti ja õhtuti 2–3 tunniks). Muul ajal on nad kuumaks avariireserviks. Lühiajalise kasutuse korral on tippkoormuse agregaadid ökonoomsemad kondensatsioonagregaatidest. Tippkoormuse katmise agregaatide kasutuselevõtt muudab genereerivate võimsuste struktuuri ratsionaalsemaks.

Peab arvestama, et tuuleenergia suurema kasutamisega tuleb teha investeeringuid reservvõimsuste, peamiselt gaasiturbiinide rajamiseks.

3.2.2. Põlevkivist ja maagaasist elektritootmise stsenaariumid

Lisaks taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrile, soojust ja elektri koostootmisjaamades toodetud elektrile (sh Iru Elektriijaam), gaasiturbiinivõimsustele ning kahele uuele Narva energiaplokile on ülejäänud ligikaudu 50 % elektritarbe katmiseks tänase informatsiooni- ja tehnoloogiataseme juures võimalik rakendada energiaressursina põlevkivi või maagaasi kasutavaid energiaplokke. Kivisöel töötava elektrijaama rajamist lähema 10 aasta jooksul riiklikult ei käsitleta, kuna põlevkivi kasutuse asendamine imporditava kivisöega ei anna oluliselt paremaid tulemusi keskkonnamõjude osas, tuues samas endaga kaasa lisaks kõrgemale elektri tootmishinnale tööhõiveprobleemide süvenemise Ida-Virumaal ning negatiivse mõju väliskaubandusbilansile. Samuti ei käsitleta käesolevas arengukavas tuumaenergeetikaga seonduvat, kuna lahtised on Leedu arengud Ignalina tuumaelektrijaama lõpliku sulgemise ja uute tuumaelektrijaamade võimaliku ehitamise osas.

Vastava elektritarbe katmise stsenaariumid on järgmised:

I stsenaarium - toimub Narva elektrijaamade (NEJ) renoveerimine vastavalt Eesti Energia ASi investeerimiskavale. Seega on 2015. aastal töös 2+3 renoveeritud põlevkiviplokki ehk:

- alates 2005. aastast on tavaekspluatatsioonis 1. ja 2. keevkihtplokki (2*215 MW);
- renoveeritakse 3. keevkihtplokki (kuni 300 MW);
- renoveeritakse 4. keevkihtplokki (215 MW);
- renoveeritakse 5. keevkihtplokki (215 MW);
- renoveeritakse 6. keevkihtplokki (215 MW).

Stsenaariumi peamiseks tugevuseks on elektritootmise sõltumatus imporditavatest energiaressurssidest, mis võimaldab täpsemalt prognoosida elektri tootmishinda ning säilitab tööhõivet Ida-Virumaal.

Stsenaariumi peamiseks nõrkuseks on elektritootmise suured keskkonnamõjud ning elektritootmise tsentreeritus ühele energiaressursile ja ühte geograafilisse piirkonda.

II stsenaarium - põlevkiviplokke lisaks juba renoveeritud kahele rohkem ei renoveerita. Alates 2007. aastast ehitatakse renoveerimise asemel (3., 4., ja 5. keevkihtplokki) samas graafikus uued gaasiplokkid (jaamad). Seega on 2015. aastal töös 2 renoveeritud põlevkiviplokki ja 3 uut gaasiplokki ehk:

- alates 2005. aastast on tavaekspluatatsioonis 1. ja 2. keevkihtplokki (2*215 MW);
- ehitatakse esimene uus gaasiplokk (300 MW);
- ehitatakse teine uus gaasiplokk (300 MW);
- ehitatakse kolmas uus gaasiplokk (300 MW).

Stsenaariumi peamiseks tugevuseks on elektritootmise vähesed keskkonnamõjud.

Stsenaariumi nõrkuseks on tugev sõltuvus vaid Venemaalt tarnitavast maagaasist, pikas perspektiivis prognoosimatu elektri tootmishind ning negatiivne mõju väliskaubandusbilansile ja tööhõivele.

III stsenaarium - Narva elektrijaamades renoveeritakse veel 3. ja 4. keevkihtplokki, 5. keevkihtplokki renoveerimise asemel ehitatakse uus gaasiplokk (jaam). Seega on 2015. aastal töös 2+2 renoveeritud põlevkiviplokki ja üks uus gaasiplokk ehk:

- alates 2005. aastast on tavaekspluatatsioonis 1. ja 2. keevkihtplokki (2*215 MW);
- renoveeritakse 3. keevkihtplokki (kuni 300 MW);
- renoveeritakse 4. keevkihtplokki (215 MW);
- ehitatakse uus gaasiplokk (300 MW).

Stsenaarium võimaldab saavutada mõistliku jaotusega elektritootmise ressursibilansi, kus keskkonna seisukohast parim fossiilne ressurss maagaas moodustab märkimisväärse, kuid mitte strateegilise osa ressursibilansist. Stsenaarium toetab ka elektritootmise hajutamise printsiipi ning aitab vähendada elektrimajanduse keskkonnamõjusid. Stsenaarium kombineerib kahe esimesena kirjeldatud stsenaariumi tugevused ning minimeerib nõrkused.

Lisaks stsenaariumides kirjeldatud arengutele saab Eesti 2016. aastani kasutada piiratud tingimustel ka olemasolevaid Narva energiaplokke puudujääva elektri tootmiseks.

Elektriliste tootmisvõimsuste ehitamise tagamiseks sätestatakse hiljemalt 1. maiks 2006. a riiklikult heitmelubade jaotamise põhimõtted pikaajaliseks perioodiks (2008–2028). Vastasel korral on uute elektrijaamade tootmishind prognoosimatu ning investeeringute tegemine kaheldav.

Põlevkiviresursi kasutamissuundade riikliku strateegia määratlemine 2020. aastani toimub Keskkonnaministeeriumi, Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi ning Rahandusministeeriumi koostöös 2006. aasta esimeseks pooleks, arvestades elektri, põlevkiviõli ja kemikaalide tootmiseks vajalikke mahte.

3.2.3. Elektritootmine aastatel 2005–2015

Baltimaad, sealhulgas Eesti, on ainulaadses olukorras – lisaks Euroopa Liidu siseturureeglite järgimisele ning seetõttu elektrituru liberaliseerimisele lasub meil vajadus renoveerida ja üles ehitada suurem osa Eesti elektrilisest tootmisvõimsusest. Kuigi elektritootmise installeeritud võimsus Eestis ületab praegu riigisisese vajaduse, on piiratud amortiseerunud ning ulatusliku

keskkonnamõjuga põlevkivil töötavate energiablokkide kasutamine. Nii on 2016. aastaks praegu kasutada olevast elektrilisest tootmisvõimsusest võimalik töös hoida Narva Elektriijaama kahte uut keevkihtpõletus-energiaplokki, Iru Elektriijaama ja väikejaamasid, mille tootmispotentsiaal on ca 25–30% praegusest tootmismahust. Lähtuvalt Eesti ühest peamisest elektrivarustuskindluse tagamiseks kehtivast eesmärgist tagada pidevalt sisemaise elektritarbimise koormuse katmiseks vajaliku kohaliku genereeriva võimsuse olemasolu tuleb teha hiigelinvesteeringuid tootmisvõimsustesse.

Analüüsitud elektritootmise stsenaariumidest on praeguse informatsiooni põhjal Eesti jaoks kõige sobivam III stsenaarium, mis võimaldab lisaks elektrimajanduse strateegilise eesmärgi täitmisele vähendada elektritootmise keskkonnamõjusid, hoides samas varustuskindluse ja hinnariskiga maagaasi osakaalu elektritootmisel mõistlikul tasemel.

Analüüside tulemused põlevkivielektri tootmishinna osas näitavad järgmist:

I stsenaariumis (Põlevkivi) tõuseb põlevkivielektri tootmishind 36,1 sendilt 1 kWh kohta baasaastal 51,7 sendile 2015. aastal minimaalse netotoodangu juures ja 47,7 sendile maksimaalse netotoodangu juures. Investeeringute katmise arvelt lisandub elektri tootmishinnale maksimaalselt 11,8 senti/kWh, mis tõstab võrku antava elektri hinna kuni 62 sendile kWh kohta. Kogu perioodi investeeringute võrdse jaotuse korral aastate lõikes on saadud praktiliselt samad tulemused.

II stsenaariumis (Gaas) on seoses põlevkivielektri netotoodangu tunduva vähenemisega alates 2010. aastast vastavalt vähendatud tootmise jooksvaid kulusid ja teatud määral ka püsivkulusid. Tulemusena on põlevkivielektri tootmishinna tõus mõnevõrra suurem kui põlevkivistsenaariumis. Põlevkivielektri tootmishind ulatub 2015. aastal minimaalse netotoodangu korral 55,4 sendini ja maksimaalse netotoodangu korral 49,2 sendini 1 kWh kohta. Kuna ka investeeringud põlevkivielektrile on selles stsenaariumis tunduvalt väiksemad, katab põhivara kulum need täies ulatuses. Seetõttu on lisatud elektri tootmishinnale ainult investeeringute nn põhjendatud tootlus (6%). Selle arvelt tõuseb võrku antava elektri hind perioodi lõpul maksimaalselt 1,3 senti kWh kohta. Samas tuleb silmas pidada, et investeeringute asemel põlevkivielektri tootmisse on selles variandis vaja hakata investeerima uue gaasielektriijaama plokkidesse.

Põlevkivielektri tootmise alternatiivina vaadeldav kombineeritud tsükliga kondensatsioon-elektriijaam maagaasil ühikvõimsusega 300 MW vajab investeeringuid maksumusega 450 USD'2000/kW. Seega on 300 MW võimsusega gaasiploki investeeringute maksumus nominaalhinnas ligi 2,3 miljardit krooni¹¹.

Käesolevas stsenaariumis on ette nähtud ehitada esimene uus gaasiplokk võimsusega 300 MW aastatel 2007–2010. Teine uus gaasiplokk sama võimsusega on kavas ehitada aastatel 2011–2014 ja kolmas aastatel 2012–2015. Kokku vajatakse gaasiplokkide ehitamiseks antud stsenaariumis investeeringuid seega 6,9 miljardit krooni.

III stsenaariumis (Kombineeritud) on põlevkivielektri tootmishinna tõus vaadeldavatest stsenaariumidest kõige väiksem. 2015. aastal on põlevkivielektri tootmishind minimaalse netotoodangu korral 51,3 ja maksimaalse netotoodangu korral 46,7 senti/kWh. Investeeringute arvelt lisandub 2009. aastal 3 senti piires, hiljem veelgi vähem. Keskkonnakulud põlevkivielektri tootmishinnas kõigis stsenaariumides kasvavad 3,5 sendilt baasaastal 4,5–4,7 sendini/kWh 2015. aastal ehk 1,3-kordseks.

¹¹ 1 USD'2000=17 Eesti krooni

Selles stsenaariumis ehitatakse üks uus gaasiplokk võimsusega 300 MW aastatel 2012–2015. Lisaks investeeringutele põlevkiviplokkidesse vajatakse seega aastatel 2012–2015 2,3 miljardit krooni investeeringuid gaasiplokki.

Põlevkivielektri tootmishinna¹² prognoosid stsenaariumide lõikes on koondatud tabelisse 9. Tabelis 10 on aga esitatud põlevkivielektri tootmishinna prognoos parimaks osutunud III stsenaariumi (Kombineeritud) jaoks CO₂ erinevate saastetasumäärade korral. Lisaks põhivariandile, mis eeldab CO₂ saastetasumäära “külmutamist” 11,3 krooni/t tasemel, on seal esitatud ka variant, kus CO₂ saastetasumäär alates 2010. aastast on 100 krooni/t ja alates 2015. aastast 150 krooni/t.

	2009		2010		2012		2015	
	Tarbimine		Tarbimine		Tarbimine		Tarbimine	
	min	max	min	max	min	max	min	max
I stsenaarium: ¹³								
Põlevkivi (1.variant)								
Tootmiskulud	50,2	48,5	49,7	47,8	51,0	51,0	51,7	47,7
sh keskkonnakulud	4,5	4,5	3,8	3,8	4,1	4,1	4,4	4,5
Tootmishind	60,7	58,7	61,6	59,1	62,0	62,0	61,4	56,6
I stsenaarium:								
Põlevkivi (2.variant)								
Tootmiskulud	50,2	48,5	49,7	47,8	51,0	51,0	51,7	47,7
sh keskkonnakulud	4,5	4,5	3,8	3,8	4,1	4,1	4,4	4,5
Tootmishind	61,7	59,6	60,8	58,4	61,2	61,2	60,6	55,9
II stsenaarium:								
Gaas								
Tootmiskulud	50,2	48,5	50,9	48,5	51,1	51,0	55,4	49,2
sh keskkonnakulud	4,5	4,5	3,9	3,9	4,4	4,4	4,5	4,7
Tootmishind	50,7	49,0	51,6	49,1	51,7	51,6	56,7	50,2
III stsenaarium:								
Kombineeritud								
Tootmiskulud	50,2	48,5	49,7	47,8	51,0	51,0	51,3	46,7
sh keskkonnakulud	4,5	4,5	3,8	3,8	4,1	4,1	4,4	4,5
Tootmishind	53,3	51,5	52,5	50,5	53,2	53,2	53,7	48,8

Tabel 9. Põlevkivielektri tootmishinna prognoosid stsenaariumide lõikes, senti/kWh

¹² Põlevkivielektri tootmishinda on arvestatud tuhaarastussüsteemi ja kütuse etteandesüsteemi renoveerimised.

¹³ I stsenaariumi (Põlevkivi) jaoks on koostatud investeeringute jaotus kahes variandis. Variandis 1 on summeeritud perioodil 2005–2009 (5 aastat) ja 2010–2015 (6 aastat) Narva Elektriijaamade ja Eesti Põlevkivi konkreetset investeeringud vaadeldava stsenaariumi korral ja jagatud vastavalt 5 või 6 aasta peale. Variandis 2 on kogu perioodi 2005–2015 investeeringud jaotatud võrdselt 11 aasta peale.

	2009		2010		2012		2015	
	Tarbimine		Tarbimine		Tarbimine		Tarbimine	
	min	max	min	max	min	max	min	max
CO ₂ maks, krooni/t	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30
Tootmishind, s/kWh	53,3	51,5	52,5	50,5	53,2	53,2	53,7	48,8
sh keskkonnakulud	4,5	4,5	3,8	3,8	4,1	4,1	4,4	4,5
sh õhusaaste osa	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
sh CO₂saastetasu	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	1,0
CO ₂ maks, krooni/t	11,30	11,30	100	100	100	100	150	150
Tootmishind, s/kWh	53,3	51,5	61,1	59,2	61,6	61,6	65,2	60,9
sh keskkonnakulud	4,5	4,5	12,4	12,5	12,6	12,6	16,0	16,6
sh õhusaaste osa	1,5	1,5	10,0	10,1	9,9	9,9	12,8	13,5
sh CO₂saastetasu	1,2	1,2	9,7	9,8	9,5	9,5	12,5	13,1
CO ₂ saastetasu juurdekasv	-	-	8,6	8,7	8,4	8,4	11,6	12,1

Tabel 10. Põlevkivielektri tootmishind ja keskkonnakulude osa selles erinevate CO₂ saastetasumäärade korral

Elektri tootmishind energiasüsteemis tervikuna ehk erinevate ressursside (vaatluse all on põlevkivist, maagaasist¹⁴ ja taastuvatest energiaallikatest¹⁵ toodetav elekter) baasil toodetud võrku antava elektri (kaalutud) keskmine hind on järgmine:

Stsenaariumid	Maagaasi hind	
	min	max
I Põlevkivi (1. variant)		
Madal elektritarbimine	63,1	63,1
Kõrge elektritarbimine	58,6	58,6
I Põlevkivi (2. variant)		
Madal elektritarbimine	64,2	64,2
Kõrge elektritarbimine	58,0	58,0
II Gaas		
Madal elektritarbimine	59,9	65,4
Kõrge elektritarbimine	57,3	62,4
III Kombineeritud		
Madal elektritarbimine	58,9	64,5
Kõrge elektritarbimine	56,8	61,9

Tabel 11. Võrku antava elektri tootmishinna prognoos energiasüsteemi 2015. aastal, senti/kWh

¹⁴ Maagaasist toodetava elektri hinnaks on võetud 58,6 kuni 67,8 senti/kWh, sõltuvalt maagaasi hinnast. Maagaasi hind on võetud 25 senti/kWh (maagaasis sisalduvale energiale). Arvutustes kasutati teise variandina maagaasi hinna miinimumprognoosi, mis on 124 EUR/tuh m³ (ligikaudu 20 senti/kWh maagaasis sisalduvale energiale).

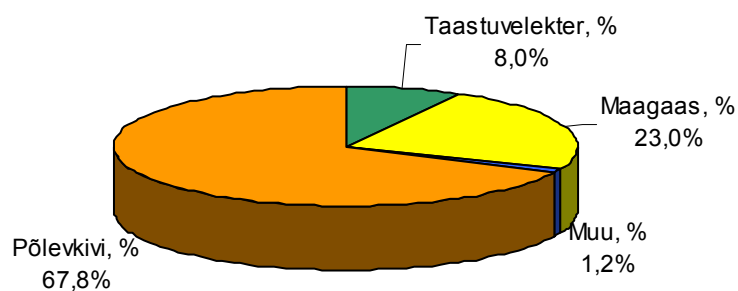
¹⁵ Taastuvatest energiaallikatest toodetava elektri hinnaks on prognoositud 85 senti/kWh. Seejuures on eeldatud, et põhiosa taastuvelektri toodangust katavad elektri ja soojuste koostootmine biomassi baasil ja tuulest toodetav elekter.

Tulemustest lähtuvalt jääb isegi kõrgema maagaasi hinnaproгноosi korral maagaasist toodetav elekter põlevkivist toodetavale arvestatavaks konkurendiks. Samuti näitavad tabelis 11 toodud tulemused III stsenaariumi väikest paremust teiste stsenaariumide ees.

Seega tuleb elektritootmise arendamiseks 2015. aastaks:

- lähtudes III stsenaariumist ehitada Narva elektrijaamadesse veel vähemalt kaks põlevkivil töötavat keevkiht-energiaplokki. 2010. aastal otsustatakse gaasiploki ehitamise otstarbekus selleks ajaks kujunenud tarnesituatsiooni põhjal. Võimalik maagaasil töötav kondensatsiooniplokk ehitatakse Tallinna piirkonda;
- lähtudes taastuvate energiaallikate ning soojuse ja elektri koostootmise eesmärkidest rajada hinnanguliselt 160 MW tuulel ja 40 MW biomassil põhinevaid elektrilisi võimsusi. Lisaks neile kahele taastuvale energiaallikale moodustavad hinnanguliselt muud (peamiselt hüdroressursist ja prügilagaasist saadav energia) taastuvad allikad ca 0,5% riigisisest elektrilisest brutotarbimisest. Taastuvate energiaallikate osakaal riigisiseses brutotarbimises peab tagama põlevkivi kui Eesti riigi energiaressursi võimalikult pikaajalise kasutamise elektritootmisel. Seetõttu sõltub taastuvatest allikatest elektritootmise osakaal riigisiseses brutotarbimises 2015. aastal Keskkonnaministeeriumi, Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi ning Rahandusministeeriumi koostöös 2006. aasta esimeses pooles valmiva põlevkiviresursi kasutamissuundade riikliku strateegia määratlemisest aastani 2020.

Sellise elektrimajanduse arengu jõustudes kujunev elektritootmise ressursibilanss on esitatud joonisel 9. Stsenaariumi jõustumise korral tarbitakse 2015. aastal elektritootmiseks 7,5–8,5 miljonit tonni põlevkivi ja 500–700 miljonit m³ maagaasi.



Joonis 9. Elektritootmise hinnanguline ressursibilanss 2015. aastal

Peamised ülesanded keskkonnavalaste piirangute täitmisel on seotud väevliühendite heitmetega välisõhku ja põlevkivituha ladestamisega elektriijaamade tuhaväljadele. Keevkihttehnoloogia kasutuselevõtt põlevkivielektri tootmisel tagab atmosfääri paisatavate eriheitmete vähenemise peamise probleemse heitme SO₂ osas.

Vastavalt ELi ühinemislepingule tuleb põlevkivituha kui ohtliku jääme nõuetekohase ladestamise tingimusi hakata täitma hiljemalt 15. juuliks 2009. a, mistõttu on tarvis juurutada põlevkivituha ladestamise uus tehnoloogia. See peab olema ka aluseelduseks täiendavate põlevkivil töötavate energiablokkide renoveerimiseks. Põlevkivituha nõuetekohase ja majanduslikult efektiivse ladestamise probleemide lahendamise mitteõnnestumise korral tuleb varustuskindluse tagamiseks analüüsida ja välja pakkuda strateegilisest eesmärgist lähtuvaid alternatiivseid lahendusi. Käesoleva arengukava väljatöötamise ajal on Narva Elektriijaamades käimas ettevalmistused põlevkivituha nõuetekohase ladestamise juurutamiseks. Elektrimajanduse arengukava uuendamisel 2008. aastal saab nimetatud temaatikat analüüsides anda arengusuunale lõpliku heakskiidu.

Juhul kui gaasiploki ehitamine ei osutu põhjendatuks, tuleb analüüsida I stsenaariumi rakendamise või kivisõel töötava elektriijaama perspektiive. Leedu tuumaenergeetika arendamise perspektiivide selginedes analüüsitakse koostöö võimalusi uue võimaliku tuumaelektriijaama projektis osalemiseks. Tuumajaama rajamine Eestisse pole lähiajal ei tehniliselt ega majanduslikult põhjendatud.

Eesti energiamajanduse seisukohast on kriitilise tähtsusega 2016. aasta, mil Eestil tuleb kogu elektritootmine harmoneerida ELi nõuetega. Seega peab 2016. aastaks rajama veel täiendavaid tootmisvõimsusi, mida käesolevas arengukavas ei käsitleta – puuduolevate tootmisvõimsuste vajadus ja planeerimine leiab detailset käsitlust elektrimajanduse arengukava uuendamisel 2008. aastal.

3.3. Elektriülekanne ja -jaotus

Strateegilise eesmärgi täitmisel on elektrivõrkude arendamisel peamiseks tarbijate elektrivarustuskindluse tõstmine ning elektri kvaliteedi parandamine. Sellise eesmärgi saavutamiseks tuleb 2015. aastaks tagada elektrivõrgu uuendamine ligikaudu 30-aastastes perioodides ülekandevõrgus ja ligikaudu 40-aastastes perioodides jaotusvõrgus.

3.3.1. Elektriülekandevõrgu arendamine

Elektriülekandevõrgu kadude vähendamiseks, elektrivõrgus struktuuri parandamiseks, varustuskindluse säilitamiseks, taastuvatel energiaallikatel põhinevate ning soojuse ja elektri koostootmise tootmistehnoloogiate osakaalu suurendamiseks elektritootmise bilansis:

- rajatakse uus suure läbilaskevõimega 330 kV ülekandeliin Balti Elektriijaamast Harku alajaamani 2007. aastaks;
- asendatakse Tartu alajaamas olemasolevad kaks 125 MVA-st autotrafot uute 200 MVA seadmetega 2006. aastaks;
- rajatakse 330 kV alajaam Rakverre 2005. aastaks;
- Aruküla alajaam viiakse pingele 330 kV orienteeruvalt 2013. aastaks;
- rajatakse täiendav 330 kV ühendus Tartu–Sindi 2013. aastaks;
- arendatakse jooksvalt 110 kV elektrivõrku tarbimiskeskuste läheduses, seejuures ei ole kavandatud suuremahulist 110 kV elektrivõrgu laiendamist ning toimub peamiselt

olemasolevate 110 kV liinide rekonstrueerimine või 35 kV liinide üleviimine 110 kV pingele;

- maapiirkondades kaalutakse põhjalikult kulude optimeerimiseks tarbimisprognosidest lähtuvalt olemasolevate 110 kV alajaamade säilitamise või 35 kV alajaamade pingele 110 kV üleviimise otstarbekust jne.
- tugevdatakse elektrivõrku Saaremaal, tõstes pingeastme strateegilistes võrguosades 110 kV.

Ülekandevõrgu arendamine ja selleks tehtavad investeeringud on vajalikud, lähtudes uute tootmisvõimsuste võrku lülitamisest, tingituna varustuskindluse parendamisest ja võrgu amortiseerumisest.

Uute tootmisvõimsuste võrku lülitamine. Lähtudes rajatavate elektrijaamade võimsuste ja paiknemise parimatest stsenaariumidest, jääb elektritootmine suures osas samasse asukohta ning seetõttu olukord põhimõtteliselt ei muutu. Arengukava perioodi lõpus on plaanis rajada elektrijaam Tallinna piirkonda, see on aga Eesti peamisele tarbimiskeskusele (Tallinnale) lähedal ja väga mahukaid investeeringuid elektrijaama ühendamiseks ei nõua. Kahtlemata vajab elektrijaam ühendusi kas Aruküla 330 kV või Harku 330 kV alajaamaga.

Kohalike tootjate liitumine sõltub tootmisvõimsustest. Umbes üle 10 MW elektrijaamade puhul tuleks need ühendada ülekandevõrguga ning see nõuab investeeringuid ülekandevõrku. Kuna aga elektrijaamad on plaanitud ehitada tarbimiskeskustesse (Tallinn, Pärnu, Tartu), ei ole mahud suured. Väiksemad tootmisvõimsused ühendatakse jaotusvõrku.

Suuremad investeeringud on vajalikud tuuleparkide ühendamiseks. Elektriülikute liitumisvõimaluste laiendamiseks tuleb tugevdada saarte elektrivarustust ja 110 kV võrku tuulerikastes piirkondades.

Varustuskindluse parendamine. Elektrisüsteemi põhifunktsiooniks on rahuldada tarbijate võimsuse ja energia vajadus madalaimate võimalike kulude juures, säilitades seejuures elektrivarustuse nõutava töökindluse ja kvaliteedi. Seega on elektrivõrgu arengu planeerimisel ja investeeringute kavandamisel töökindlus koormuste kasvu ja objektide tehnilise seisundi kõrval üheks olulisemaks kriteeriumiks. Elektrivõrgu saajaprotsendilist töökindlust pole seadmete juhuslike tõrgete ja vigastuste, personali väärtõimimise jms tõttu võimalik saavutada. Siiski, tehes investeeringuid reservseadmetesse ja -süsteemidesse ning õigeaegselt asendades või renoveerides ammendunud tehnilise ressursiga objektid ja seadmed, võib töökindlust tunduvalt tõsta.

Elektrivõrgu kui terviku töökindlus on määratud ühelt poolt tema üksikute objektide (elektriliinid, alajaamad) ja nende elementide töökindlusega, teiselt poolt aga võrgu konfiguratsiooniga, reserveerimise võimalustega ja talitluse iseloomuga, s.t võrgu kui terviku häiringukindlusega.

Põhivõrgu konfiguratsiooni analüüsist ilmneb selgesti vajadus suurendada elektrivarustuskindlust Narva–Tallinna ja Tartu–Sindi suunal. On tõstatatud ka töökindluse tõstmiseks 330 kV liini Sindi–Salaspils rajamine. Samas ei oma see liin olulist tähtsust, kuni pole rajatud liin Tartu–Sindi.

Põhja-, Kesk- ja Lääne-Eesti varustuskindlust hädaolukordades tõstab Soome ja Eesti vaheline ühendus Estlink.

Kuna elektrivarustuskindlus sõltub suurel määral elektrivõrgu objektide tehnilisest seisundist ning nende vastavusest koormuste kasvule, siis teistel eesmärkidel tehtavad investeeringud tõstavad oluliselt ka põhivõrgu töökindlust ning seega ka tarbijate elektrivarustuskindlust.

Põhivõrgu rikete esinemissageduse ja kestuse vähendamiseks ning seega talitluskindluse tõstmiseks on vajalikud energiasüsteemi dispetšijuhtimissüsteemi uuendamine ning süsteemi varustamine nüüdisaegsete diagnostikaseadmetega ja lühisekoha määrajatega.

Eesti elektrisüsteem koos teiste Balti riikide elektrisüsteemidega moodustab Balti Ühendenergiasüsteemi, mis on ühendatud integreeritud SRÜ riikide ühendenergiasüsteemiga.

Võrgu amortiseerumine. Elektrivõrku investeerimise üheks põhjuseks on olemasoleva põhivara kõlbmatuks muutumine vananemise tõttu ja selle uuendamine. Elektriliinide ja alajaamade tehnilise jääkressursi hindamine on raske, kuna puuduvad objektiivsed tehnilist seisundit iseloomustavad näitajad. Üheks oluliseks näitajaks on objekti ehitusaasta. Siiski ei anna liinide rajamise aasta sageli õiget pilti, sest vastavalt vajadustele ja finantsvõimalustele on vahetatud või remonditud maste ja kaablimuhve, vahetatud isolaatoreid ja juhet. Ka alajaamade vanus ei pruugi anda nende jääkressursist objektiivset ettekujutust, sest nende seadmeid on samuti jooksvalt remonditud ja asendatud.

Objektiivsema pildi saamiseks tuleb kindlasti arvestada eksperthinnanguid. Esmaste ekspertidena tuleks eelkõige arvesse vastavate seadmete käiduspetsialistid või meistrid, kellelt on võimalik saada andmeid, hinnanguid ja ettepanekuid vastava küsimustiku vahendusel.

Olulist lisainfot tehnilisest seisundist annab rikete ja tõrgete statistika. Seadme oluliselt suurem rikete sagedus sama tüüpi seadmete keskmisega võrreldes viitab tema ressursi tõenäolisele peatsele ammendumisele.

Kui puuduvad eksperdid või pole võimalusi eksperthinnanguid korraldada, siis tuleb lähtuda elektrivõrgu seadmete vanusest, mis siiski annab objekti tehnilisest ressursist ettekujutuse. Eriti veel olukorras kui vaadeldakse väga suurt põhivara kogumit.

Eesti põhielektrivõrk on suures osas rajatud aastatel 1960–1985, millest on tingitud seadmete kõrge keskmine vanus. Aastatel 1985–1995 elektrivõrku praktiliselt ei arendatud ega rekonstrueeritud. Seega võib lugeda Eesti elektrivõrku vanaks elektrivõrguks, mis vajab kiireid ja suuremahulisi investeeringuid olemasoleva tehnilise seisundi säilitamiseks ja parandamiseks. Vananenud elektrivõrgu asendamine uuega võimaldab samaaegselt suurendada elektrivõrgu läbilaskevõimet ja tõsta elektrisüsteemi töökindlust.

Kui lugeda õhuliinide kasutuseaks 45 aastat, siis 2015. aastaks peaksid olema uuendatud kõik liinid, mis on ehitatud 1970. aastal ja varem.

Kui lähtuda eksperthinnangust, et alajaamade vanus ei tohiks ületada 35 aastat, siis 330 kV ülempingega alajaamadest tuleks kümnest alajaamast rekonstrueerida seitse.

Oluliseks osaks põhivõrgus on 110 kV ülempingega alajaamad. Aastatel 1990–1999 ei rekonstrueeritud 110 kV alajaamu üldse. Järgmisel kümnel aastal on ette nähtud paljude alajaamade rekonstrueerimine ning suur mahajäämus, mis oli aastatel 2000–2004, möödub. Alajaamade rekonstrueerimisega vähenevad võimalikud katkestused, samuti tegevuskulud alajaamades.

3.3.2. Elektri jaotusvõrgu arendamine

Elektri jaotusvõrgus:

- võrguseadmete keskmine tööiga ei suurene;
- tagada kõikidel madalpingetarbijatel pingestandardile vastav pinge 230/400 V standardis lubatud hälbega 2013. aastaks;
- jätkatakse nimipingete arvu vähendamiskava, likvideerides linnades ja asulates pingeastme 6 kV ning asendades maapiirkondades ja asulates nimipinged 10 kV ja 15 kV pingega 20 kV, pidades vastavate investeeringute ajastamisel silmas majanduslikku otstarbekust;
- arendatakse jaotusvõrku taastuvatel energiaallikatel põhinevate ning soojuste ja elektri koostootmise tootmistehnoloogiate osakaalu suurendamiseks elektritootmise bilansis;
- saavutatakse kadude tase mitte üle 8 % jaotusvõrku sisenevast energiast 2009. aastaks ning hoitakse kadude maht vähemalt samal tasemel 2015. aastani.

Kui ülekandevõrgu arendamisele on pühendatud mitmeid töid, siis elektri jaotusvõrgu investeeringutele märksa vähem, kuigi investeeringu kogumaht on suurem. Samal ajal on üksikute objektide investeeringud väiksemad, kuid neid on oluliselt rohkem. Seetõttu ei saa rääkida investeeringute kavas üksikutest liinidest ja alajaamadest, vaid tuleb piirduda tendentside ja investeeringute gruppidega.

Jaotusvõrkude puhul on tegemist koormuste suure ümberpaiknemisega. Maapiirkondades on tarbimine otsustavalt vähenenud ja paljude alajaamade trafovõimsused osutunud ülemäära suureks. Samas on kasvanud oluliselt koormus reas piirkondades, eriti Tallinnas, Tartus ja Pärnus ning lähiumbruskondades. Seega üheks suuremaks investeeringuks on mitmesugused liitumised madal- ja keskpingel ning elektrivõrgu arendused. Mahukaks investeeringuteks on uute rajatavate 110 kV alajaamade keskpingejaotusseadmete ehitus. Suure osa elektrivõrgu alajaamade ja elektriliinide tööiga ületab 30–40 aastat ja on nii tehniliselt kui moraalselt vananenud. Nii on praegu üle 30-aastaseid liine 39%. Seega tuleb lähema 10 aasta jooksul rekonstrueerida ligikaudu pool praegustest elektriliinidest. Võib siiski arvata, et kõigi võrkude rekonstrueerimiseks ei jätku ressursse ja Eesti äärealadel võib olukord isegi halveneda.

Keskpingevõrgus tuleb jätkata suunda nimipingete arvu vähendamisele, likvideerides linnades ja asulates pingeastme 6 kV ning asendades maapiirkondades ja asulates nimipinged 10 kV ja 15 kV pingega 20 kV, pidades vastavate investeeringute ajastamisel silmas majanduslikku otstarbekust.

Tuleb viia lõpule Tallinna 0,23 kV madalpingevõrgu üleviimine pingele 0,4 kV. Tallinnas on praegu veel vana pingesüsteemiga seotud ligi 23 000 klienti. Töökindluse tõstmiseks kasutatakse metsas ja võsastuvatel aladel maa- või õhukaableid, vältides metsatrasse, linnades ja asulates kasutatakse võimalikult maakaableid, uued madalpingeliinid ehitatakse maa- või õhukaabliga.

Jaotusvõrkudes on palju vajakajäämisi ka töökindluse tagamiseks. Sektsioneerimise võimaluste ja rikkeavastamisautomaatika vähesus ning kohati ülemäära pikad fiidrid teevad rikete avastamise ja kõrvaldamise aeganõudvaks, põhjustades pikki katkestuskestusi. Enamikus jaotusvõrkudes on andmehõive- ja -töötlussüsteemid puudulikud, moderniseerimist vajavad mõttesüsteemid, telejuhtimine ja -mõõtmine toimub ainult osades põhivõrguga seotud alajaamades, puududes täielikult lülituspunktides ja liinide lahtuskohtadel. Kõik see takistab jaotusvõrkude optimaaljuhtimist ja vähendab tarbijate toitekindlust. Avatuna kujundatud ja õhukaablite väikese osakaaluga madalpingevõrgu töökindlus on kohati madal. Kaablivõrgud on tehniliselt ja moraalselt vananenud. Vananenud seadmete, juhtmete ebapiisava ristlõike, pikkade liinide, mitteoptimaalse

talitluse ja puuduliku mõõtesüsteemi tõttu on tehnilised ja kommertskaod paljudes jaotusvõrkudes ülemäära suured.

Võrkude töökindluse ja operatiivjuhtimise efektiivsuse tõstmiseks ning rikete kiiremaks avastamiseks ja kõrvaldamiseks tuleb täiustada dispetšjuhtimis- ja sidesüsteemide riist- ja tarkvara. Keskpinge võrkudes tuleb rakendada ulatuslikumalt rikkekoha määrajaid, võrkude sektsioneerimist ja kaugjuhtimist, sh lahkülitite kaugjuhtimist. Täiustada tuleb elektri kommerts- ja kontrollmõõtesüsteeme, parandamaks radikaalselt arveldust klientidega ja vähendamaks kommertskaodusid võrgus.

Suurte elektrijaamade rajamine ei mõjuta jaotusvõrkude rajamist. Kohaliku tootmise puhul sõltub kõik sellest, kui palju kohalik tootja ise tarbib. Tavaliselt on tootja tarbimiskeskuste lähedal ja seega suuri investeeringuid ei vajata. Tuuleparkide puhul on aga enamikul juhtudel vaja investeeringuid elektrivõrkudesse.

Eestis on ligi 40 jaotusvõrguettevõtjat.

3.4. Elektrisüsteem ja rahvusvaheline koostöö

Elektrikaubandus, s.t eksport ja import, on lubatav määral ja moel, et sellega ei kahjustata Eesti elektrisüsteemi ega elektritarbijate huvisid.

2006. aastal valmib Eesti ja Soome vaheline alalisvoolu kaabelühendus Estlink, millega ühendatakse Balti elektrisüsteem Põhjamaade elektrisüsteemiga, võimaldades vastastikust kauplemist regioonide elektriturgudel. Eesti ja Soome vaheline alalisvoolu kaabelühendus võimaldab samuti paremini tagada Eesti ja Balti riikide elektrisüsteemide bilanssi ehk loob alternatiivse võimaluse bilansienergia ostuks ja vähendab sõltuvust Venemaa bilansihoidmisest.

Elektrivarustuse kvaliteedi tõstmiseks ning osalemiseks Euroopa elektriturul on Eesti huvitatud ühenduse loomisest Kesk-Euroopa Ühendenergiasüsteemiga (UCTE). Valdav seisukoht on, et Loode-Venemaa ühendenergiasüsteemi, sh Balti ühendenergiasüsteemi liitumine UCTEga ei toimu enne 2008. aastat. 2004. aastal kiideti Euroopa Komisjoni üle-euroopaliste energiaühenduste programmi all heaks kahe energiasüsteemi sünkroonühendamise võimaluste tehnilise uuringu rahastamine, mis peaks andma hinnangu, kas energiasüsteemid peaksid olema sünkroon- või asünkroonühendusega.

Elektritarbimise suurenedes Balti riikides on regiooni elektrivarustuskindluse osas kriitilise tähtsusega 2009. aasta, mil suletakse Ignalina tuumaelektrijaam. Seejuures on prognoositav maagaasi ja kivisöe osakaalu suurenemine regiooni elektritootmise bilansis, aga ka surve põlevkivist toodetud elektri ekspordiks.

Alates 1. juulist 2004. a on Läti ja Leedu elektriturud avatud kõikidele äritarbijatele, kuid tulenevalt erinevustest elektrituru regulatsioonis ei ole ühtset elektriturgu Balti riikides tekkinud. Baltimaade elektrituru tõhusa toimimise eelduseks on elektrituru regulatsioonide ühtlustamine. Eelkõige tuleb ühtlustada elektri müüjatele esitatavad nõudmised, rakendatavad ostukohustused ning bilansivastutuse põhimõtted. Samuti tuleb ühtlustada elektrisektori keskkonnamaksustamise põhimõtted. Ühiselt tuleb lahendada ka Venemaalt Balti riikide kaudu Euroopa Liitu imporditavale elektrile ja gaasile rakendatavad meetmed. Elektrisüsteemi toimimise tõhusust suurendaks ka ühtse süsteemiteenuste turu loomine Balti riikides.

3.5. Elektrimajanduse oskusteave, teadus ja innovatsioon

Elektrimajanduse pikaajalise arengu strateegiliseks aluseks on lisaks tõhusale tehnoloogiasirdele ka riigisisene energiatehnoloogia arendus. Energiatehnoloogia valdkonnas on lähema 30 aasta jooksul globaalses perspektiivis ette näha mahukaid muudatusi, samuti nõuab energeetika riigisisene arendamine pidevalt kvalifitseeritud tööjõudu. Riiklik eesmärk on kaasaegse ja uuendusmeelse energeetikaalase teadus- ja õppetöö kujunemise tagamine Eesti ülikoolide ja kutseõppeasutuste juures¹⁶, sügava spetsialiseerumistasemega.

Energeetika arenduse riigisisesteks prioriteetideks on:

- põlevkivitehnoloogiad
- energiasäästlikud tarbimislahendused
- taastuvenergia-, soojuse ja elektri koostootmise ning vesinikuenergeetika tehnoloogiad, eeskätt mikroenergeetilisel tasandil
- energoküberneetika-elektrijaamade, -võrkude ja energiasüsteemide optimaaljuhtimine ja arengu optimaalne planeerimine pikaajalises perspektiivis (kuni 30–40 aastat ette) ning selleks vajalike teaduslike mudelite, meetodite ja tarkvarasüsteemide loomine

Vastavatest prioriteetidest lähtudes peab kujundama energeetikavaldkonna õppe- ja teaduskavad riiklikes haridus- ja teadusasutustes ning arvestama nimetatud suuniseid teadusarendustegevuse suunamisel ja toetamisel.

4. Elektrimajanduse arendamise riiklikud meetmed ja tegevused

4.1. Elektrimajanduse arendamise riiklikud meetmed

Elektrimajanduse suunamisel rakendab riik kolme järgmist vahendit:

1. Seadusandlus
2. Maksusüsteem
3. Riiklikud programmid ja toetused

Elektrimajanduse suunamine toimub käesolevas kavas esile toodud eesmärkide realiseerimiseks. Toetus- ja suunamisskeemide kujundamisel välditakse dubleerivate toetuskeemide olemasolu, rakendatavad meetmed on järjepidevad, läbipaistvad ja pikaajaliselt jätkusuutlikud.

4.1.1. Seadusandlus

Elektrimajanduse suunamise peamiseks seadusandlikuks vahendiks on “Elektrituruseadus”. Nimetatud seaduse ja selle rakendusaktidega soodustatakse taastuvatest allikatest toodetud elektri ning elektri ja soojuse koostootmise arendamist, investeringute tegemist elektrisüsteemi, tõhusamat energiakasutust, mõjutatakse elektrilise tootmisstruktuuri kujunemist jne.

Soodustamiseks taastuvatest allikatest toodetud elektri suurema osakaalu saavutamist riigisisese brutotarbimises, on arengukava koostamise ajal väljatöötamisel täiustatud mehhanism, et tagada

¹⁶ Juba praegu tegelevad kõik Eesti suuremad teadusasutused (TTÜ, TÜ, EPMÜ, KBFI) energiatehnoloogia arendusega erinevates suundades ning erineva spetsialiseerumistasemega

vähemalt arengukavas fikseeritud osakaalude saavutamiseks taastuvatest allikatest elektri tootjatele nende poolt toodetud elektrile turuhinnast kõrgem hind.

Elektri ja soojuse koostootmisjaamade evitamise soodustamine toimub taastuvatest energiaallikatest ja muudest “Elektriturseaduses” nimetatud energiaressurssidest elektri ja soojuse koostootmise režiimis toodetud elektrile turuhinnast kõrgema hinna fikseerimisega. Seejuures toetatakse nii vaid ELi mõistes efektiivse koostootmise alla käivaid tootmiseseadmeid rakendavaid ettevõtteid.

Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium töötab “Elektriturseaduse” raames välja vajalikud meetmed kiiresti reguleeritavate võimsuste rajamise soodustamiseks ning elektrituru avamisel konkurentsi soodustamiseks, sh rahvusvahelise energiakaubanduse kontekstis.

Energiasäästu meetmete juurutamiseks harmoneeritakse ELi energiamärgistamise direktiivi ning ökodisaini direktiivi alamastme aktid Eesti seadusandlusega. Samuti kehtestatakse riigihangete läbiviimisel seadmete ostuks energiatõhususe arvestamise kriteerium ning vastavatele seadmetele tõhususe miinimumnõuded.

Viimaks kooskõlla riigi keskkonna- ja majanduspoliitikat, muudetakse “Maapõuuseadust” nii, et kaevandamislubade eraldamine toimub Keskkonnaministeeriumi ning Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi koostöös. Seejuures arvestatakse uute maavara kaevandamise lubade väljastamisel otsuse mõju elektri hinnale. Põlevkiviressursi otstarbekama kasutamise tagamiseks väljastatakse uusi maavara kaevandamise lubasid alles olemasolevate mäeeraldiste ressursi ammendumisel või kui olemasolevad mäeeraldised ei suuda rahuldada nõudlust.

Heitmelubade eraldamine energiaettevõtetele toimub Keskkonnaministeeriumi, Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi ning Rahandusministeeriumi koostöös. Heitmelubasid eraldatakse energiaettevõtetele nii, et oleks tagatud riigi pikaajaline varustuskindlus ning vajalikud investeeringud uute elektriliste võimsuste ehitamiseks.

4.1.2. Maksupoliitika

Rahandusministeerium, Keskkonnaministeerium ning Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium koostavad ning rakendavad hiljemalt 2008. aastaks ökoloogilise maksureformi. Reformi tulemused on toeks käesolevas kavas kirjeldatud eesmärkide saavutamisel.

Energiasäästualaste investeeringute tegemiseks säilitatakse renoveerimis- ja rekonstrueerimislaenu intresside mahaarvamise võimalus füüsilise isiku tulust.

4.1.3. Riiklikud programmid

Riiklike programmide eesmärk elektrimajanduse suunamisel on seadusandlusega soodustatavate tehnoloogiate ning põhimõtete praktiliste rakenduste juurutamine ning saadud tulemuste propageerimine ehk riikliku eeskju näitamine.

Olulisimaks riiklikuks programmiks elektrimajanduses on Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi koordineeritav energiasäästu sihtprogramm. Võimaldamaks programmi raames ellu viia pilootprojekte energiatarbijate säästuharjumuste kinnistamiseks ning rakendamaks näidisprojekte uute energiatehnoloogiate ning energiasäästu lahenduste

rakendamiseks avaliku sektori hoonetes ning paigaldistel suurendatakse 2010. aastaks programmi rahalist mahtu vähemalt 80 miljoni kroonini.

Energiasäästu sihtprogrammi raames rakendatakse muu hulgas järgmist:

- otsese tarbimise juhtimise juurutamise pilootprogrammi kujundamine ja rakendamine korterelamus (koostöös teadusasutustega kestusega vähemalt 3 aastat);
- müüdavate ja kasutuses olevate elektritarvitite energiatarbe ja efektiivsuse kohta statistilise vaatluse teostamine;
- kaudse tarbimise juhtimise mõju prognoosimine ja tarbijate hinnaelastsuste hindamine erinevate tarbimissektorite lõikes;
- koolitusprogramm elektritarbimise juhtimise võimalikkuse kohta;
- elektrijaamade, -võrkude, energiasüsteemide ja ühendenergiasüsteemide talitluse ja arengu optimeerimise alaste alus- ja rakendusuringute läbiviimine ning vastava tarkvara arendamine ja juurutamine;
- näidisprojektide elluviimine avaliku sektori hoonetes uute energiatehnoloogiate rakendamiseks (näiteks sooja vee tootmine päikesepaneelidega, soojuspumpadega rakendused, energiatootmine puidugraanulitel jne) saadud tulemuste monitoorimiseks ning avalikustamiseks;
- tingimuste loomine elektrile alternatiivsetele soojusallikatele üleminekuks (biokütused, soojuspumbad jm) jne.

Lisaks on energiasäästu ja taastuvenergiaga seonduvate probleemide lahendamiseks võimalik taotleda toetust Keskkonnainvesteeringute Keskusest, KredExist ja mujalt ning samuti rakendada heitmekaubanduse meetmeid.

4.2. Investeeringud

Investeeringud elektriliste tootmisvõimsuste arendamiseks 2015. aastani on hinnanguliselt 1000–1500 miljonit krooni aastas.

Investeeringud elektri ülekandevõrku aastatel 2005–2015 on keskmiselt 500–600 miljonit krooni aastas ja jaotusvõrgu rekonstrueerimiseks keskmiselt 800–1000 miljonit krooni aastas, kokku ligikaudu 1300–1600 miljonit krooni aastas. See arv ületab kütuse- ja energiamajanduse pikaajalises riiklikus arengukavas toodud investeeringute vajadust elektrivõrkudesse (1100–1200 miljonit krooni aastas) seoses alusuuringute ülesandepüstituse täpsustumisega.

	Tootmine	Põhivõrk	Jaotusvõrk	Kokku elektrisüsteem
Investeeringute kogumaht, miljonit krooni	10 000 – 15 000	5 500 – 6 600	9 000 – 11 000	24 500 – 32 600

Tabel 12. Investeeringute kogumaht Eesti elektrivõrkudesse aastatel 2005–2015

4.3. Vabariigi Valitsuse ülesanded lähiaastatel

Ülesanne	Vastutaja	Kaastäitjad	Tähtaeg
Heitmelubade jagamise põhimõtete väljatöötamine aastateks 2008-2028	Keskonnaministeerium	Majandus- ja Kommunikatsiooni-ministeerium	01.05.2006
Elektritarbimise paindlikkuse ning energiasäästupotentsiaali analüüs tarbijagruppide lõikes	Majandus- ja Kommunikatsiooni-ministeerium	Keskonnaministeerium	01.01.2007
Baltimaade ühise turukorralduse ettevalmistamine	Majandus- ja Kommunikatsiooni-ministeerium		01.01.2008
Meetmete väljatöötamine kodumaise võimsusbilansi tagamiseks	Majandus- ja Kommunikatsiooni-ministeerium	Rahandusministeerium, Keskonnaministeerium	01.01.2008

Tabel 13. Vabariigi Valitsuse ülesanded