

# Memo 2030 elektri hinnast ja taastuenergia tasu muudatustest.

Kliimaministeerium, energeetikaosakond

26.04.2024

## **KOKKUVÕTE:**

**Elektri hinna tulevik. Oleme lähtunud konservatiivsemast stsenaariumist, et kui astume sammud taastuva elektritootmise kasvatamisel, on elektri hind eelmise aasta 9 senti/KWh asemel 2030 ca 6.6 senti. Kui lisada siia Eleringi investeerimisplaan uutesse välisühendustesse ning salvestus, langeb hind veelgi, 4,9 senti/KWhle.**

**Investeeringud taastuenergia tootmise kasvatamiseks toovad läbi langeva elektri hinna kaasa lõpphinna languse. Seda ka juhul kui võrguoperaatorid teevad mistahes investeeringud, mida nad ceteris paribus puhul peaksid ka tegema, näiteks ilmastikukindlamad võrgud, ühendused jpm.**

**Oluline osa Eestis elektri hinna ja koguhinna langemisel on ka tarbimise kasvul, kus MKM ja EIS on võtmetegijad uute ettevõtete jaoks tee avamisel. Meil on samuti nimekiri neist, kes tahavad Eestis toota ja erinevaid ressursse siin kasutada, vajame koostööd ja tuge teistelt ministeeriumitelt ning toetame MKMi omakorda nendes sammudes.**

## **1. Elektri hinna prognoos**

Jälgides ajaloolist hinna kõikumist Eestimaal ja regioonis teame, et vahemikus 2013 – 2020 Keskmine aasta elektri hind ei tõusnud 48 EUR/MWh lävendi üle. Viimased 3 aastat keskmine aasta hind ei langenud 86 EUR/MWh lävendi alla. Aastal 2022 oleme näinud elektri hinna ekstreemumi 10 aasta sees, kus aasta keskmine elektri hind oli 193 EUR/MWh juures. Seega võime järeldada, et möödunud 10 aasta keskmine aastahind on ca 61 EUR/MWh juures.

Enne toodud hinnakõverate on võimalikult teha eeldused ja valikud tulevikku hinnasoovi osas. Hinnakõver kajastab suurimaid muudatusi elektrisüsteemis ja nende mõju elektri hinnale.

**Oleme valinud stsenaariumi enda jaoks alus stsenaariumiks stsenaariumi 2: RD mida oleme kasutanud tuleviku prognoosi kujundamise jaoks: aastakeskmine börsihind 2030 66 EUR/MWh.**

Eeldame et 2035 aastal, kuna selleks ajaks saab valmis suur osa tänasest Eleringi investeerimisplaanist ja tuleb juurde salvestus meretuulepargiga, saab aasta keskmine börsihind olla **49 EUR/MWh**.

## **2. Eeldused ja prognoosi põhimõtte**

Antud ülevaates on toodud 6.03.24 seisuga, Kliimaministeeriumi energeetikaosakonna parim teadmine ja prognoos tulevikku elektri hinna muutmisest. Prognoos baseerub 2022. a läbiviidud turuhinna modelleerimisel.

Arvutatud börsihinna põhiparameetriteks olid aastane ja tunnipõhine elektritootmine, tootmises kasutatud kütused ja muud opereerimis- ning hoolduskulud (O&M), muuhulgas kapitalikulud, kogukulud, investeerimiskulud, heitkogused, välisühenduste läbilaskevõime, pudelikaelad ning vesiniku nõudlus ja tootmine.

Mudeli geograafiline kohaldamisala hõlmas 18 Euroopa riiki: Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi, Norra, Taani, Poola, Saksamaa, Madalmaad, Belgia, Luksemburg Prantsusmaa, Itaalia, Šveits, Austria, Tšehhi Vabariik ja Suurbritannia.

Arvutamiseks oli kasutatud numbriline mudel "Balmorel". Tarbimisstsenaariumid olid võetud Eleringi varustuskindluse analüüsi järgi.

Hindade modelleerimisel on lähtutud keskmistest tuuletingimustest (nn kliima-aasta 2012).

2022. a mudeldatud stsenaariumid eristuvad peamiselt tootmisvõimsuste poole pealt kuid lisatud on ka erinevad variatsioonid salvestusest ning välisühendustest. Mudeldatud stsenaariumid olid järgmised:

CBE e „*Current Best Estimate*“ , hõlmab endas 2022. a prognoosina päikeseenergiat 1160MW, maismaatuult 476MW, biomassi 150MW, põlevkivi elektrijaama võimsust 660MW ja gaasi jaama võimsust mahus 300MW.

RD e „*Rapid development*“ , hõlmab endas 2022. a prognoosina päikeseenergiat 1160MW, maismaatuult 776MW, **1000MW Meretuult**, biomassi 150MW, põlevkivi elektrijaama võimsust 660MW ja gaasi jaama võimsust mahus 300MW.

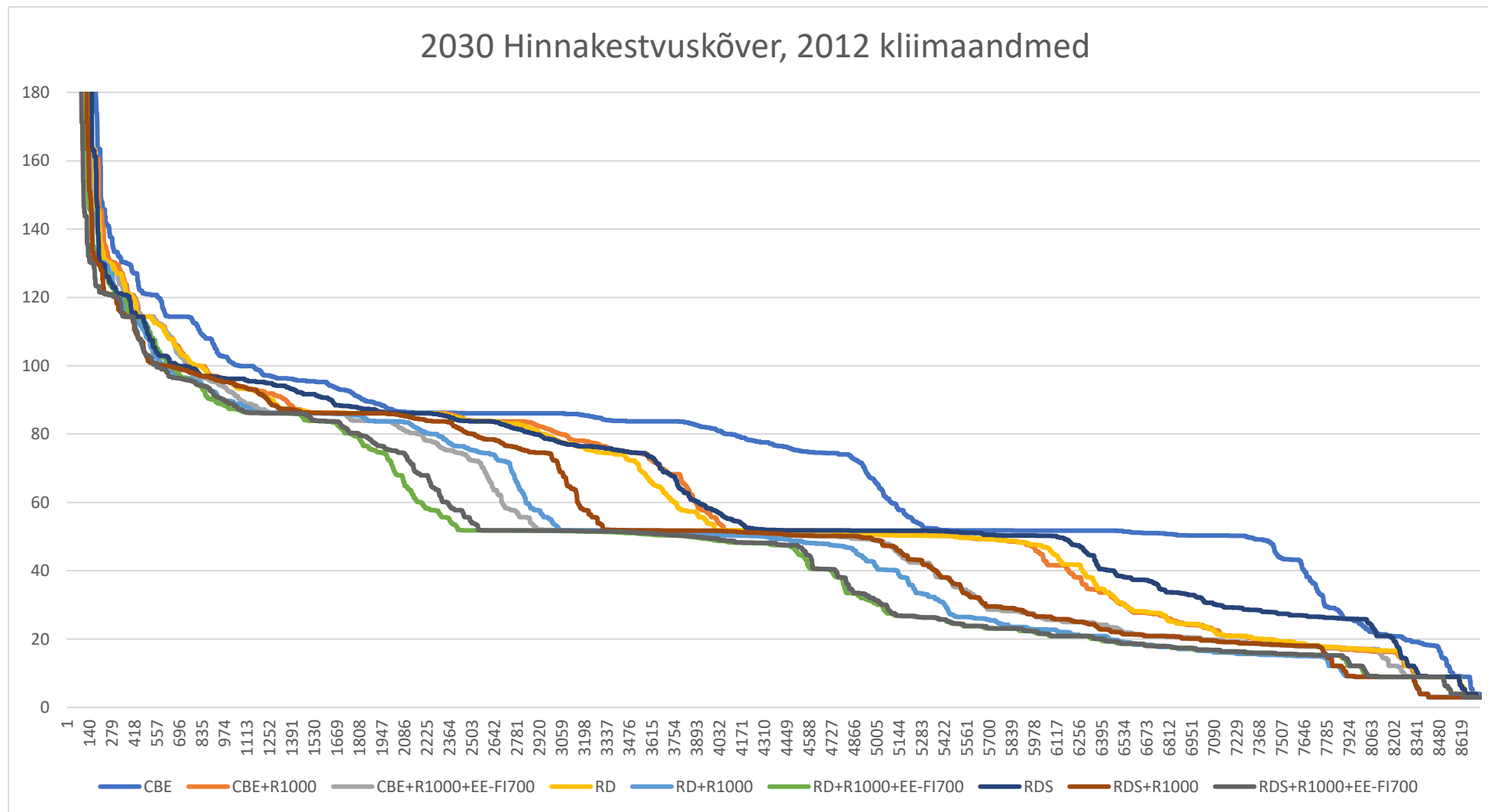
RDS e „*Rapid development storage*“, hõlmab endas 2022. a prognoosina päikeseenergiat 1160MW, maismaatuult 776MW, 1000MW Meretuult, biomassi 150MW, põlevkivi elektrijaama võimsust 660MW ja gaasi jaama võimsust mahus 300MW. **Lisandub ka pump-hüdro põhimõttel töötav salvesti mahus 500MW.**

Lisamärgistus:

+ R1000- tähendab stsenaariumile lisaks veel 1000MW meretuult.

+ EE-FI700 – Tähendab olemasolevatele täiendava välisühenduse lisandumist Eesti ja Soome vahel (Estlink 3 700 MW). Pole seotud Eleringi investeerimisotsustega, kajastatud essmäärgiga näidata mõju süsteemile.

Modelleerimise hinnakestvusköverad aasta 2022. prognooside ja 2012. kliimaandmete alusel kujunesid järgnevalt:



Aasta keskmised hinnad stsenaariumite raames esinevad järgmisena (vaata lühendite nimetused MEMO algusest):

Stsenaarium 1	EUR/MWh	Stsenaarium 2	EUR/MWh	Stsenaarium 1	EUR/MWh
CBE	80	RD	66	RDS	65
CBE+R1000	66	RD+R1000	55	RDS+R1000	55
CBE+R1000+EE-FI700	58	RD+R1000+EE-FI700	51	RDS+R1000+EE-FI700	49

### 3. 100% taastuvelektri eesmärgi täitmine ja teekond eesmärgini.

Võttes arvesse olemasolevaid eeldusi ja taastuenergia eesmärgi aastaks 2030 katta taastuenergiaga elektri tarbimist summaarses lõpptarbimises 100% ulatuses, saame jagada eraldi ka olemasoleva arusaamu prognoosist ja lisanduvatest võimsustest (prognoos ei sea eesmäärke ega ei kajasta 100% tõen. tehnoloogiate realiseerumist):

Elekter taastuvatest energiaallikatest (RES-E) (GWh)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Hüdro (GWh)	23	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Tuul (maismaa MW)	326	337	447	713	1200	1600	1900	2350	2850	2900	2900	2900	2900	3000
Tuul (maismaa GWh)	668	779	1054	1548	3067	4314	5250	6653	8548	8704	8989	8989	9045	9357
Tuul (meri MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000
Tuul (meri GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4039	4039	4039
Päike (MW)	370	510	850	900	950	1000	1200	1400	1480	1500	1500	1500	1600	1600
Päike (GWh)	596	693	820	920	900	1000	1100	1500	1669	1668	1668	1668	1802	1802
Biomass(MW)	130	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Biomass(GWh)	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205	1205
TE100 eesmärgi saavutamine %	26%	28%	31%	36%	50%	62%	70%	85%	100%	101%	102%	133%	131%	131%
<b>KOKKU</b>	<b>2,5</b>	<b>2,7</b>	<b>3,1</b>	<b>3,7</b>	<b>5,2</b>	<b>6,5</b>	<b>7,6</b>	<b>9,4</b>	<b>11,4</b>	<b>11,6</b>	<b>11,9</b>	<b>15,9</b>	<b>16,1</b>	<b>16,4</b>
Tarbimine (TWh) (Elering)	8,2	8,6	9,0	9,2	9,3	9,5	9,7	9,9	10,3	10,3	10,5	10,8	11,1	11,3
Tarbimine (TWh) (8% 24-35)	8,2	8,6	8,2	8,8	9,5	10,3	11,1	12,0	12,9	14,0	15,1	16,3	17,6	19,0
Tarbimine (TWh) (11% 24-35)	8,2	8,6	8,2	9,1	10,1	11,2	12,4	13,7	15,3	16,9	18,8	20,9	23,2	25,7
Salvestus					300,0				500,0			1000,0		1300,0

#### 4. Taastuenergia tasu kujundamine, elektrienergia lõpphind.

Oleme läbiviinud meretuuleenergia ja maismaatuule energia LCOE analüüsi, mille raames vaatasime eraldi Läänemere regiooni, ning kogu Euroopa vältel toimunud oksjonite sulgemishindu, tehnoloogia arengu trende ning maailma konsulteerimisvaldkonna tipptegijate prognoose (nt MorganStanley, BloombergNEF jt).

Nende andmete põhjal oleme hinnanud tulevaste plaanitud suuremahuliste vähempakkumiste (nn 4+4) referentshindadeks maismaal 65 EUR/MWh ja meretuuleenergia jaoks 100EUR/MWh.

Võttes arvesse ülaltoodud eeldusi oleme arvutanud tulevate oksjonite kulud ja prognoosinud taastuenergia tasu muutmist ajas. Alltoodud graafikus oleme kajastanud nn vana skeemide peal olijate kulutused, viimased vähempakkumised ja uus skeem (4+4) koos viimaste prognoositud vähempakkumiste tulemustega.

Toome elektrienergia allikate toetamismahtude prognoosi tarbimiskasvu vastu:

		2023	2030	2035
<b>Toetuste prognoos</b>				
Vanad toetused	mInEUR	76,9	55,2	15,4
Enne 2024 Vähempakkumised	mInEUR		11	11
Peale 2025 Vähempakkumised	mInEUR		30	114
<b>Kokku summa</b>	mInEUR	<b>76,9</b>	<b>96,4</b>	<b>141,1</b>
Toetuste rahastus kulu kokku	tuh EUR	76 850	96 370	141 106
<b>Tariif</b>	<b>EURs/kWh</b>	<b>1,2</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>

#### Elektrienergia lõpphind – teekond madalama hinnani.

Elektrienergia lõpphind koosneb mitmest komponendist: Nendeks on elektri turuhind e börs, taastuenergia tasu, võrgutasu, mis koosneb omakorda Eleringi võrgutasust (sh arenduskohustuse muutus fikseeritud liitumistasu 50% lisandumine), Elektrilevi võrgutasu, sagedusreservide kulud, mis avalduvad tarbija jaoks eeskätt elektrimüüjate pakettides (läbi bilansihaldurite poolt makstavate bilansienergia kulude), strateegiline reserv ning maksud.

##### 2023 aasta keskmiseks hinnaks oli:

Börsihind 90,8 EUR/MWh eest, ehk **9,08 senti/kWh** eest.

Taastuenergia tasu **1,24 senti/kWh** eest. (sõltub toetamise mahust ja tarbimisest)

Elektrilevi võrgutasu **4,5 senti/kWh** eest.<sup>1</sup> (Ennustame 3,5% tõusu aastas periood 24-35)

KM +Aktsiis ca **2,98 senti/kWh** eest.

Kokku see teeb **17,9 senti/kWh** või 179,04 EUR/MWh eest.

##### 2030 perspektiivi vastu:

Börsihind 66 EUR/MWh eest, ehk **6,6 senti/kWh** eest.

<sup>1</sup> Ärikliendi võrgutasu keskmiselt 3,93 s/kWh ja kodukliendi võrgutasu keskmiselt 5,59 s/kWh.

Sagedusreserv alates 2025, **0,5 senti/kWh** juurde.

Võimsusmehhanism **0,4 senti/kWh** juurde.

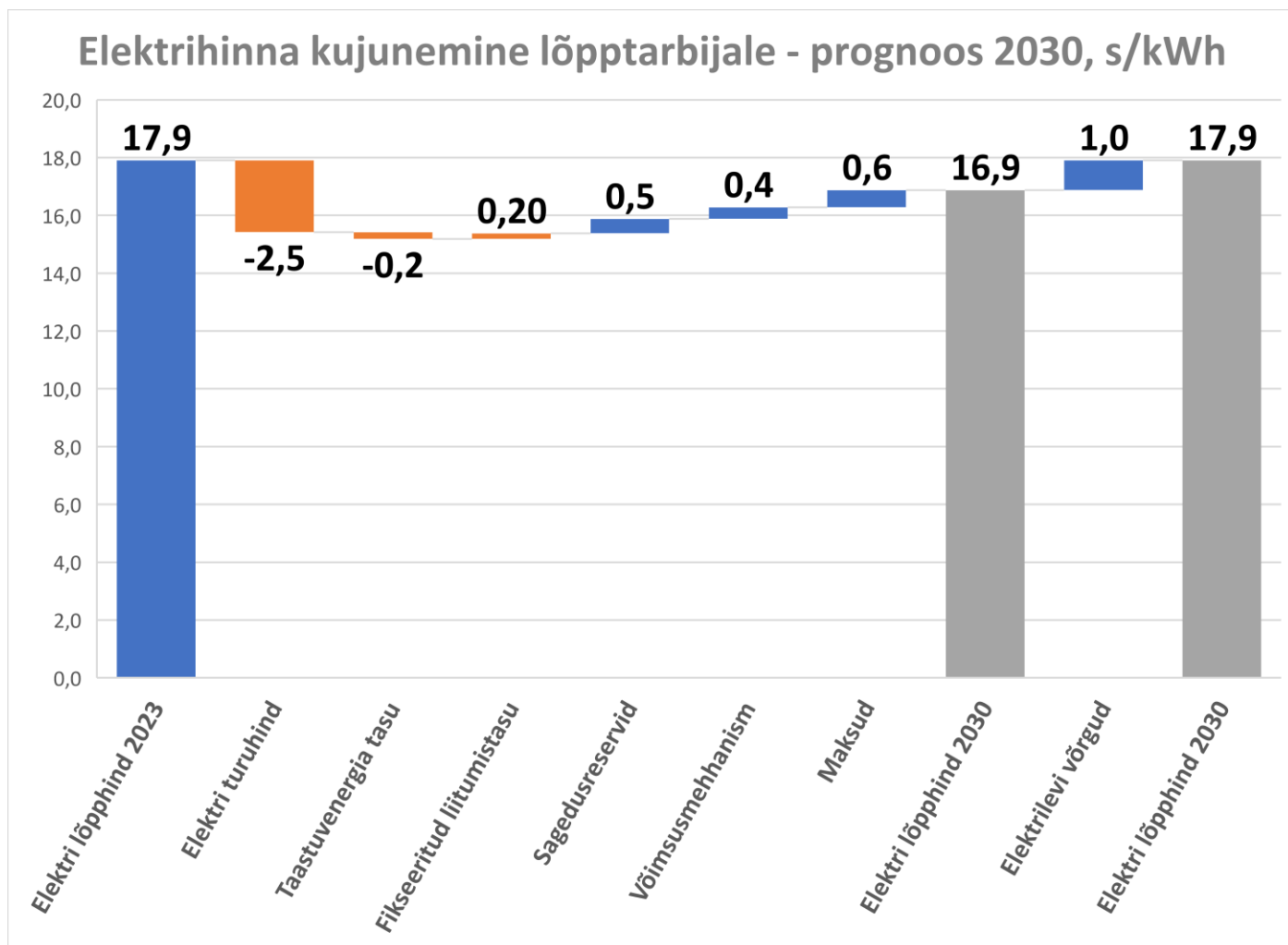
Põhivõrgu (Elering) võrgutasu muutus tulenevalt arenduskohustuse muutusest ja fikseeritud liitumistasust **0,2 senti /kWh** juurde.

Jaotusvõrgu (Elektrilevi) võrgutasu muutus **1,03 senti/kWh** juurde, tulenevalt võrgu investeeringute vajaduse kasvust (Elektrilevi 10-aastase arengukava vajadustest lähtuvalt).

Taastuenergia tasu - **0,24 senti /kWh** vähem kui täna.

Maksude kasv **0,59 senti/kWh** juurde, tulenevalt teadaolevatest muutustest elektriaktsiisis.

**Kokku teeb see 17,9 senti/kWh või 179 EUR MWh eest.**



**2035 perspektiivi vastu:**

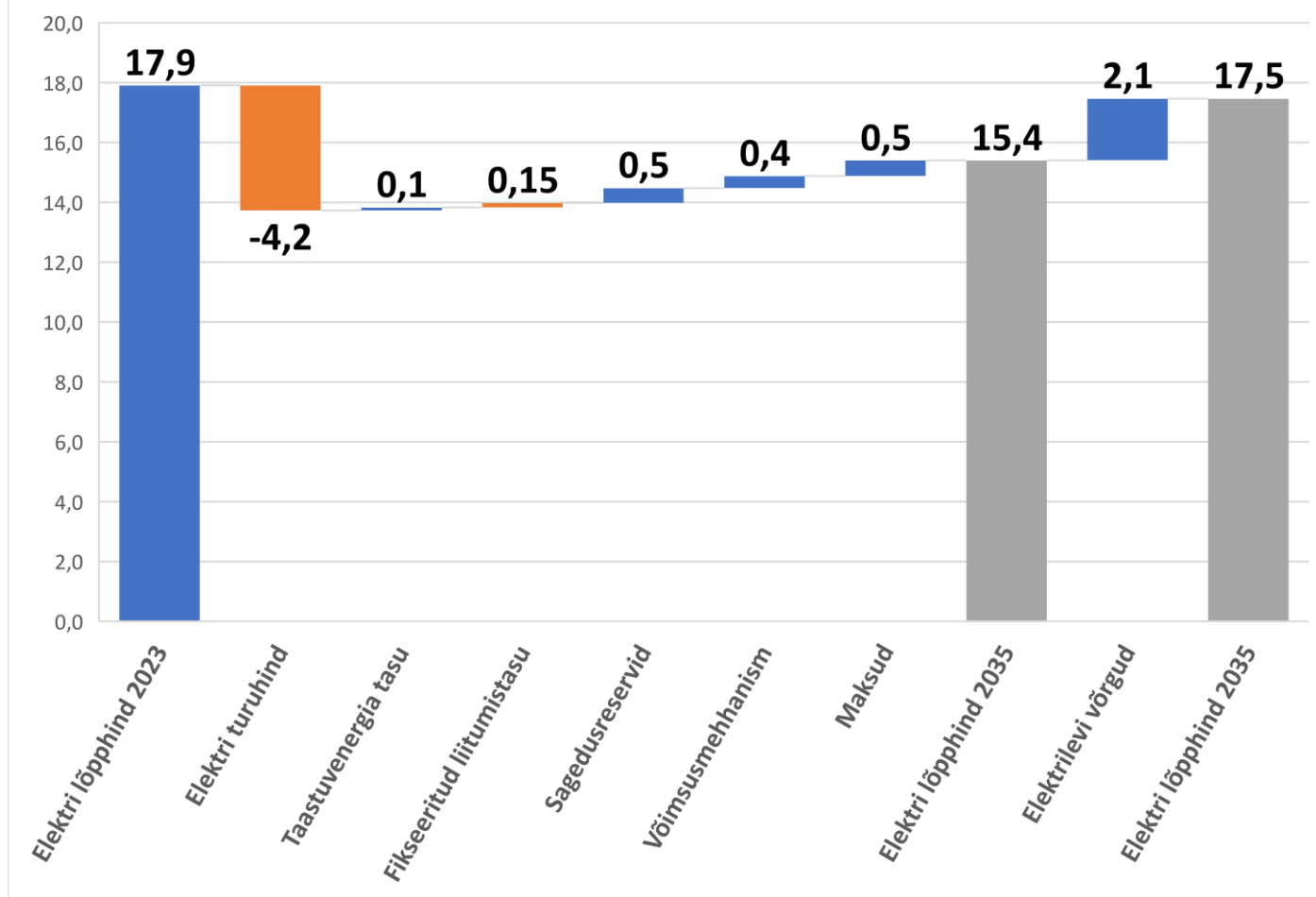
Börsihind 49 EUR/MWh eest, ehk **4,9 senti/kWh** eest.

Taastuenergia tasu **1,3 senti /kWh**.

Maksude muutus võrreldes 2030 aastaga on tingitud prognoositud börsihinna langusest.

**Kokku teeb see 15,4 senti/kWh või 154 EUR MWh eest.**

## Elektrihinna kujunemine lõpptarbijale - prognoos 2035, s/kWh



Seega alates vähempakkumiste jõustumist ja taastuenergia ulatuslikku peale võttu hakkab elektrihind lõpptarbijajaoks langema.

### Täiendavate sagedusreservide juurde tulek alates 2025

Alates 2025 aastast BRELL võrgust desünkroniseerimise pärast, vajame täiendavaid kiireid sagedusreserve (aFRR ja FCR).

### Strateegiline reserv või muu reservvõimsuse mehhanism alates 2027

Hinnanguliselt 18-40 MEUR aastas, vastavalt juhitavate võimsuse reservi vajadusele ja vähempakkumise tulemustele.

**Jaotusvõrgu ulatuslikud investeeringud**, tulenevalt võrgu kehvast olukorrast, vajadusest ühendada suuremahuliselt hajatootmist, tõsta võrgu kliimakindlust ja vähendada rikkelisust.

### Tuleviku võrgutasu kujundamine.

Energiasüsteem on kiires muutuses ja toimub tempokas detsentraliseeritud ja süsinikuneutraalsele energiavarustusele üleminek, hajatootmise kasv on hüppeliselt kasvanud, perioodil 2016-2022 on toimunud 17 kordne tootmismahude kasv jaotusvõrgus ja võrgu topoloogiast on see oluliselt muutnud. Lähiajal suurenevad hüppeliselt ka elektritranspordi vajadused ning võrguühenduse tagamisega seotud kulude struktuur peab suutma nende muutustega kaasas käia.

Hinnakujundus järgneva kümne aasta jooksul muutub veelgi paindlikumaks – aidates seeläbi hajutada võrgu tipukoormust ning võimaldades vältida kapitalimahukaid investeeringuid juhul kui peaks olema vajadus võrgu

läbilaskevõimet suurendada. Elering on oma klientidele juba rakendanud uusi ülekandeteenuse hinnapakette, mille eesmärgiks on pakkuda klientidele paindlikku hinnamudelit ning jaotada ülekandevõrgu ülalpidamise kulusid õiglasemalt erinevate kliendigruppide vahel. Elektrilevi prognoosi järgi suureneb võrgutasu nominaalhindades, kuid tarbija ostujõu suhtes jätkub võrguteenus reaalhindades odavnemist. Tarbijaid saab suunata oma vajadusi paremini läbi mõtlema ning otsustama, millise läbilaskevõimega võrguühendust tegelikult on otstarbekas omada ja hoida. Ühiskondlikult vajab kokku leppimist võrguteenuse hinna ja kvaliteedi mõistlik suhe pidades silmas riigi konkurentsivõimet ning kulude jaotust eri kliendigruppide vahel.

### **Põhivõrgu fikseeritud liitumistasu ja arenduskohustuse laiendus alates 2025**

Ülekandevõrgu võrguteenuse tasu osas on ette näha hinnatõusu, mis on seotud võrgu arendamise põhimõtete muutumisega (ülekandevõrgu ette arendamine ehk nn. arenduskohustuse laiendus). Samas jääb võrgutasu tõus märgatavalt alla plaanitud võidule madalamast elektri hinnast (praeguse arvutuse kohaselt tõuseks keskmise eratarbija võrguteenuse kulu aastases vaates suurusjärgus viis eurot). Fikseeritud liitumistasu tutvustamine ja selle osaliselt arenduskohustuse alla panek võimaldab põhivõrguettevõtjal võrku suuremahulise taastuenergia tootmisvõimsuste võrku lisamiseks ette planeerida ja ette ehitada. Ilma sellise põhimõttelise muutuseta oleks keeruline võrgu vaatest 2030 taastuenergia eesmärki ära tuua. Lisaks annab fikseeritud liitumistasu tutvustamine tootjatele ka suurema investeerimiskindluse võrgukulude osas, mis varasema lähenemisega on sageli olnud ennustamatud ja mingites piirkondades ka äärmiselt suured.

Efektiivisemaks võrgu kasutust tutvustati Elektrituruseaduses 2023 aasta kevadel võrguga liitumisel tagatise maksmise põhimõtet ja võrgu mitteefektiivsel kasutusel võrguühenduse mittekasutuse tasu maksime lähenemist, eesmärk võidelda võrgus nn „fantoomidega“, kes võrgu võimsust kinni hoiavad. Pärast nn. „fantoomidele“ ehk kõigile neile, kes teatud mõistliku aja jooksul temale välja ehitatud liitumispunkti kasutusele ei võta, võrguühenduse mittekasutuse tasu rakendamist kukkus liitumistaotluste esitamine drastiliselt ja mitmest käimasolevast liitumisprotsessist loobuti. Lisaks võeti kasutusele liitumisele tagatise kehtestamise regulatsioon, samuti selleks et motiveerida vaid kindla äriplaaniga liitujaid liitumisprotsessi algatama. Võrguga liitumine muutus taas kiiremaks ja taskukohasemaks, kuid Eesti taastuenergia 2030. aasta ambitsioonikat eesmärki arvestades ja asjaolu, et tõenäoliselt võib olemasolev liitumiste korraldus n-ö. pudelikaelaks saada, teeb süsteemihaldur Elering ettevalmistusi Eesti elektri ülekandevõrgu tugevdamiseks ennaktempos, et võrku vastu võtta uued elektrijaamad, mille lisandumine alles kogub hoogu ja saavutab haripunkti tõenäoliselt vaid mõned napid aastad enne 2030. aasta saabumist (nt. paljude maismaatuuleparkide planeerimisprotsessid on nii algusjärgus, et eelduslikult jõuaksid nad tõesti alles veidi enne 2030.a. liitumise faasi). Kuna pelgalt mõne aasta jooksul ei ole võimalik suures mahus liitumisi välja ehitada ning võrgutugevduste ehitamisega tuleks alustada juba hiljemalt 2025. aastal ehk elektrivõrku tuleks hakata n-ö ette ehitama juba enne konkreetse liituja liitumistaotluse saamist.

Nii on võimalik vältida ohtu, et aja- ja ressursimahukas elektrijaamade liitmise protsess ei saaks selle kümnendi lõpul uute tootmisvõimsuste käivitamisel takistuseks. Taoline arenduskohustus tuleb kirjutada seadusesse - see kontseptsioon on välja töötatud, eelnõu on koostatud ning selle esimene avalik tutvustus ja turuosaliste kaasamine on kavas teha 8. mail.

Elektrivõrguga liitumise protsessi peamiseks puuduseks ning arendusi takistavaks asjaoluks on seni turuosaliste tagasiside põhjal olnud investeeringute valmimise ajakulu ja eelnev teadmatus liitumistasu suurusest ja protsessi ajakulust. Seega on põhjendatud elektrivõrguga liitumise protsessi kiiremaks ja selgemaks muutmiseks praegu kehtiva põhivõrguettevõtja arenduskohustuse regulatsiooni täiendamine ja põhivõrguga liitumise protsessi ning võrgutasu ja sealhulgas liitumistasu ülesehituse ümberkujundamine.

Kui täna on võimalik taastuvelektritootmisvõimsust kasutusele võtta 36-48 kuu möödudes I osamakse tasumisest, siis arenduskohustuse ulatuse laiendamise järel on võimalik taastuenergia arendajal ülekandevõrku elektrienergiat toota juba 18-24 kuu möödudes I osamakse tasumisest, sest võrgutugevdusi ehitatakse ettevaatavalt tuginedes planeeritud ja Konkurentsiameti heaks kiidetud investeeringute kavale. Seega lüheneb liitumisprotsess ülekandevõrku kuni nelja aasta võrra. Juhul kui ülekandevõrgu ehitus ei ole lõpuni valmis ning tootja elektritoodangut on vajalik mingil perioodil piirata, on ette nähtud tootjale turuhinna kompenseerimine või kulu kompenseerimine läbi ülekandetasu.

Lühidalt on kavas kehtestada uue tootmisvõimsusega liitumisel või tootmisvõimsuse suurendamise korral olemasolevas põhivõrgus (selliseks loetakse olemasolevat põhivõrku ning sellist uut põhivõrku, mis on võrguettevõtja



planeeritud investeeringute kavas. Liitumiseks vajalik uus ehitatav alajaam loetakse olemasolevas võrgus asuvaks, kui see asub olemasoleva võrgu vahetus läheduses, s.o piiritletud maksimaalselt õhuliini ühe visangu pikkusega) fikseeritud tasu ühikuhind. Väljaspool olemasolevat põhivõrku liitumisel jääb kehtima kulupõhisel hinnal tuginev korraldus. Samuti kehtestatakse fikseeritud hinnakiri liitumispunktide väljaehitamiseks. Fikseeritud liitumistasu maksumus on kujundatud kasutades hinnangut, mis arvestab uute taastuenergia võimsuste ühendamiseks vajalikeks võrgutugevdusteks tehtavate täiendavate investeeringute maksumust, mis lisanduks 2024. aasta põhivõrguettevõtja investeeringute eelarves toodud mahule. Selle järgi on hinnanguline investeeringute lisamaht 322 miljonit eurot ja hinnanguline täiendavate tootmisvõimsuste maht 3650 MVA. Keskmise täiendavate investeeringute maksumus ühe megavoltampri kohta on hinnanguliselt 88 000 eurot. Kuna investeeringute raames tugevdatakse osaliselt ka põhivõrku, mida on vaja piisava tarbimisvõimsuse tagamiseks ja kaasneb sünergia ning positiivne mõju ka tarbijatele, siis on eelduslik saadav kasu jagatud pooleks. Tarbijad panustavad investeeringutesse läbi tarbimise tariifi (ülekandetasu) ning tootjad läbi liitumistasu. Kui eeldada, et 50 protsenti investeeringu maksumusest katab tootja, siis saab liitumistasuks ühe megavoltampri kohta arvestada 44 000 eurot.

Oluline on mainida, et välja töötatud kontseptsiooni järgi välditakse võrguinvesteeringute sotsialiseerimist näiteks juhul, kus potentsiaalne kliendi liitumispunkt asuks olemasolevast võrgust kaugemal ning ühendusliinid liituva kliendi ja olemasoleva põhivõrgu vahel on vajalikud vaid üksiku liituja huvides. Samuti ei ole põhjendatud olemasolevas võrgus selliste võrguinvesteeringute sotsialiseerimine, mille rajamisega ei suurene olemasoleva elektrivõrgu läbilaskevõimsus vaid ainult olemasolevate klientide toitekindlus ehk tegemist on reserveerivate ühendustega. Sellist põhivõrgu laiendust ei saa käsitleda ühiskondliku huvi objektina ega finantseerida seda läbi tarbijate poolt tasutava võrgutasu.

### **Täiendavad reservid elektrisüsteemis**

2025 aasta veebruaris on realiseerumas meie regiooni suurim energeetikaprojekt, millel on ka äärmiselt suur poliitiline ja julgeoleku vaateline olulisus – Balti riigid liiguvad Venemaa elektri sagedusalast Mandri-Euroopa sagedusalasse. Selle muutuse tulemusel hakkavad Baltikumis kehtima mitmed uued nõuded elektrisüsteemi juhtimisele, muuhulgas tekib meile kohustus ise hoida oma süsteemide sagedust ja seega vajame ka kiireid sagedusreserve, mille järgi varasemalt vajadust polnud, kuna BRELL sagedusalas hoidis Venemaa ise sagedust. 2025 aastast vajame täiendavalt 30 sekundiga maksimaalse võimsuse saavutatavat sagedus hoidmise reservi (*frequency containment reserv-FCR*), mille vajadus Baltikumi peale on ca 25 MW ja viie minutiga võimsuse saavutatavat automaatset sageduse taastamise reservi (*automatic frequency restoration reserv – aFRR*), mille vajadus on Baltikumi peale ca 135 MW. Lisaks on meil jätkuvalt vaja ka käsitsi juhitavat sageduse taastamise reservi (*manual frequency restoration reserv – mFRR*), mille turg juba Baltikumis toimib. Lisaks energiaturule tutvustatakse reservide turul ka võimsusturu kontseptsiooni, et tagada energiaturule vajalik mahus reservide olemasolu. Kokkuvõtte on sageduse juhtimise reserve kolme Balti riigi peale vaja kokku ca 1000 MW. Kui taastuenergia osakaal tulevikus kasvab, muutub suuremaks ka vajalik reservide maht. Selliseid sagedusreserve saavad eeskätt pakkuda juhitavad elektrijaamad (põlevkivi, gaas, hüdroenergia), aga ka tarbimise juhtimine ja salvestus. Seoses reservivajaduse kasvu ja samal ajal põlevkivi elektrijaamade sulgemisega on Elering hinnanud, et 2030 aastal võib tekkida reservide hankimisel puudujääk. Seetõttu plaanib Elering viia läbi 2024 aasta lõpus vähempakkumise täiendavate sagedusreservide võimsuse hankimiseks mahus 150-400 MW. Vastavad reservid peavad suutma turule pakkuda alates 2028.aastast. Elering on hinnanud, et reservide hankimise kulu on 2025 aasta algusest alates hinnanguliselt 29-71 miljonit eurot aastas. Keskmiselt tähendaks see siis tarbija jaoks 2030 vaates ligikaudu 0,5 senti/kWh kohta. Sagedusreservide hankimise kulu ehk võimsuskulu on plaanis lisada bilansiteenuse püsikomponendi alla ja energiakulu jääb eabilansi hinda. Mõlemal juhul maksab kulu bilansihaldur ja see jõuab tarbijani läbi elektripaketi marginaalkulu.

2027 aastast alates, kui lõppeb omaniku ootus Eesti Energiale, hoida üleval vähemalt 1000 MW jagu põlevkivi tootmisvõimsusi. Võib tekkida oht varustuskindluse standardi (9 tundi/aastas) ületamiseks. See tingib vajaduse rajada täiendav riiklik reservvõimsuse mehhanism kas strateegilise reservi (vajab riigiabi luba) või muut tüüpi reservi näol, mida oleks võimalik kasutada nõ viimase võimalusena, vältimaks tarbijate piiramist, juhtudel kui tootmisvõimsusi turult jääb puudu. Sellist tüüpi reservi kulu on hinnanguliselt ca 40 miljonit eurot aastas, tuginedes Eesti Energia antud hinnangule, kuid täpne kulu sõltub hangitavast mahust ja Eleringi poolt korraldatava vähempakkumise tulemustest.