



Enefit Green 

I kvartal 2025

Auditeerimata vahearuanne

Sisukord

Juhatuse esimehe pöördumine	3
Tootmisportfelli areng	5
IPOst alguse saanud investeerimisprogramm on jõudnud lõpusirgele	6
Majandustulemused I kvartal 2025	7
Tegevuskeskkond	8
Regulatiivne keskkond	10
Olulisemad sündmused	11
GRUPI MAJANDUSTULEMUSED	12
Majandustulemused segmentide kaupa	16
Tuuleenergia	17
Koostootmine	19
Päikeseenergia	21
Investeeringud	22
Finantseerimine	23
Riskijuhtimine	25
Lühendatud konsolideeritud auditeerimata raamatupidamise vahearuanne I kvartal 2025	26
Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuande lisad	32
Grupi struktuur	43

Juhatuse esimehe pöördumine

Hea lugeja!

2025. aasta alguses kujundasid energiaturu arengud meie piirkonnas uue reaalsuse. Balti riikide liitumine Mandri-Euroopa sagedusalaga tugevdas küll energiapuudust, kuid tõi üleminekuperioodil kaasa ajutise elektriühenduste läbilaskevõime vähenemise ning avas sagedusreservide turu.

Soome ja Eesti vahelise elektriühenduse rike ning ebasoodsad tuuleolud andsid kvartalile oma tooni. Selle tulemusel suurenes fossiilkütustel põhineva elektri osakaal ja tõusid elektrihinnad Baltikumis ja Poolas.

Tootmis- ja finantstulemused

Enefit Greeni elektritoodang kasvas võrreldes aastatagusega 25%, ulatudes 617 GWh-ni. Soojusenergiat tootsime 105 GWh, mis on 19% vähem kui eelmisel aastal. Kvartali kokkuvõttes ulatusid äritulud 66,9 miljoni euronit (kahanemine 3%), EBITDA 31 miljoni euronit (kahanemine 27%) ja puhaskasum 21,7 miljoni euronit (kahanemine 35%).

Elektritoodangu kasvu vedas eelkõige uute tuule- ja päikeseenergia tootangu lisandumine. Kuigi need varad suurendasid tootangumahtu, mõjutas kvartali üldtulemust erakordselt tuulevaikne veebruar. Jaanuari ja märtsi paremad tuuleolud ei suutnud veebruaris tekkinud mahajäämust tasakaalustada ja nii jäi tuuleolude tõttu tootmata 57,4 GWh.

Opereerivate tuuleparkide töökindluse mõju kvartali tootmistulemustele oli -10,4 GWh, eeskätt tuulikulabade jäätumise tõttu Leedus ja Soomes.

Soojusenergia tootmistulemust mõjutas esimeses kvartalis viimast korda 2023. aasta lõpus ja 2024. aasta alguses toimunud biomassipõhise koostootmis- ja pelletiiri müük. Iru koostootmisjaama töökindlus püsis kõrgel tasemel.

Vaatamata elektritoodangu kasvule ja piirkondlike turuhindade tõusule Baltikumis ja Poolas jäi Enefit Greeni arvutuslik teenitud elektrihind võrreldes aastatagusega madalamaks, mõjutades äritulusid ja EBITDA-d. Selle peamine põhjus oli tuuleenergia profiili allahindluste suurenemine olukordades, kus tootmine langes kokku väga madalate elektrihindadega tundidega. Digitaalsed lahendused võimaldavad meil tootmist paindlikult kohandada ja vältida ülimaldaste hindadega perioodidel ületootmist ning kahjumlikku müüki. Sellises volatiilses turuolukorras pakuvad ka pikaajalised elektrilepingud (PPA-d) stabiilset tulubaasi ning maandavad riske, mis kaasnevad hinna- ja profiilivõnkumistega.

Äritulude vähenemisele avaldas mõju ka biomassipõhise koostootmis- ja pelletiiri müük, mis tõi eelmisel aastal kaasa ühekordse positiivse tulumõju.

Kuigi tootmismahud on kasvanud, püsib investeeritud kapitali ja omakapitali tootlus veel madalamal tasemel. Suurem osa viimaste aastate investeeringutest on realiseerunud ning

toetavad juba rahavoogusid. Aktiivne ehitustegevus jätkub Kelmè II tuulepargis Leedus, kus on alanud tuulikute püstitamine ning algab Strzałkowo päikesepargis Poolas. Kokku on ehituses 132 megavati ulatuses tootmisvõimsusi. Esimeses kvartalis ulatus investeeritud kapitali tootlus (ROIC) 4,3% ja omakapitali tootlus (ROE) 7,5%.

Kohanemine muutunud turukeskkonnaga

Muutunud turuolukord on toonud kaasa vajaduse ümber hinnata strateegilisi suundi, kuid samal ajal loob see ka uusi võimalusi ettevõtte arendamiseks. Viimastel aastatel on Balti riikide elektriturule lisandunud märkimisväärselt uusi tuule- ja päikeseenergia tootmisvõimsusi ning neid on lisandumas veelgi. Nüüd kulub aega nende võimsuste turule sobitumiseks ning eeldatavasti kohandub ka elektri nõudlus järk-järgult kasvanud kohaliku pakkumisega.

Taastuenergia on pikaajaliselt üks tõhusamaid elektritootmise viisi, mis tagab konkurentsivõimelised elektrihinnad. Samas toob taastuenergia osakaalu suurenemine kaasa suurema tootmis- ja hinnavolatiilsuse, kuna tootmine sõltub ilmastikuoludest. See omakorda eeldab paindlikke süsteemilahendusi, nagu salvestusvõimsused ning tootmise ja tarbimise juhtimine, et tagada elektrisüsteemi töökindlus ka muutuvates oludes.

Ettevõtte edasine arendamine eeldab strateegilist täpsust – investeeringud tuleb suunata koduturgudele ja projektidesse, mis pakuvad kõrget tasuvust ja tugevdavad Enefit Greeni positsiooni pikemas perspektiivis. Seetõttu keskendume Balti riikidele ja Poolale ning kõrgema tasuvusega tuule- ja hübriidparkide projektidele. Täiendavaid arenguvõimalusi otsime ka strateegiliste partnerluste kaudu.

2025. aasta veebruaris allkirjastasime koostöölepingu maailma ühe juhtiva kaubandus- ja investeerimisettevõttega Sumitomo Corporation Liivi lahe meretuulepargi arendamiseks. Enefit Greeni põhjalikud turuteadmised ja Sumitomo Corporationi ülemaailmne ekspertiis võimaldavad Eesti energiaspektori arengus astuda järgmise sammu ja kiirendada projekti elluviimist. Arendusmeeskondade töö on saanud hea hoo sisse ning projekt edeneb tempokalt.

Märtsis tegime lõpliku investeerimisotsuse 45 MW Strzałkowo päikesepargi rajamiseks Poolas. Tegemist on Enefit Greeni ühe suurima päikesepargiga, mille oodatav aastane tootang ulatub ligikaudu 45 GWh-ni. Projekti koguinvesteering on ligikaudu 26 miljonit eurot. 75% tootangust on kaetud 15-aastase indekseeritud hinnavahelepinguga (CfD), mis aitab maandada hinnariske ja tagada stabiilse rahavoo. Strzałkowo tähistab olulist sammu meie Poola päikeseenergiaportfellis, kuhu kuulub juba täna 21 töötavat päikesepargi koguvõimsusega 33 MW.

Paralleelselt arendame koostöös RES Global Investmentiga maismaatuuleparke Poolas, mille kavandatud koguvõimsus võib ulatuda enam kui 360 MW-ni. Need projektid aitavad kaasa Enefit Greeni sihipärasele kasvule Poolas, kus tegutseme aktiivselt alates 2019. aastast.

Kohanemine turuga hõlmab lisaks investeeringute suunamisele ka ärimudeli uuendamist. Oluline on leida lahendus, mis vastab uue turuloogika nõudmistele. Suuraktsionär Eesti Energia näeb potentsiaali integreeritud energiakontserni kujundamises, kus elektri tootmise ja müügi portfellid on ühendatud. Märtsi lõpus teatas Eesti Energia kavatsusest teha Enefit Greeni väikeaktsionäridele vabatahtlik ülevõtmispakkumine, et tuua Enefit Green sajaprotsendiliselt tagasi Eesti Energia omandisse. Juhitavate elektrijaamade ja taastuvenergia toodangu kombineerimine võimaldab pakkuda konkurentsivõimelisema hinnaga elektrit ja tõsta kasumlikkust.

Meie meeskond on pühendunud ja jätkab tööd Enefit Greeni arendamise nimel, et tugevdada ettevõtte positsiooni muutavas turukeskkonnas ja toetada pikaajalist väärtuse kasvu.

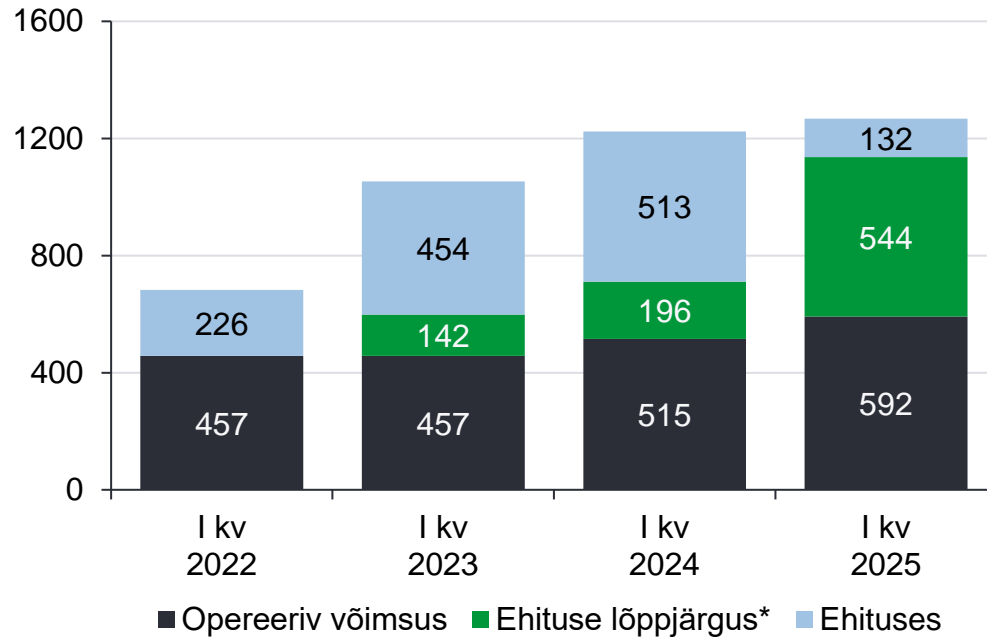


Tuhar Agurajaja

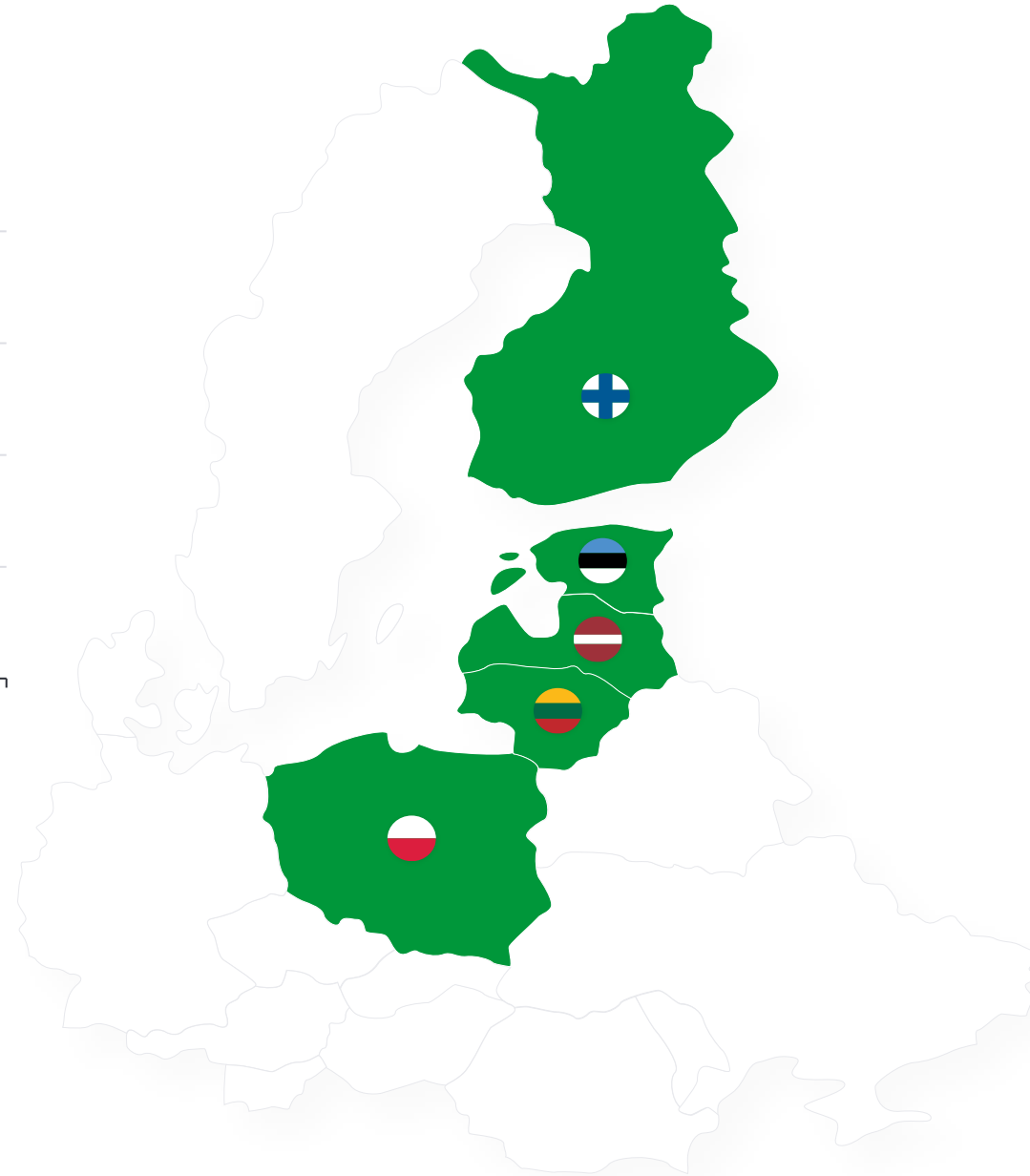
juhatuse esimees

Tootmisportfelli areng

Tootmisvõimsus, I kv 2022- I kv 2025, MW



* Varad, mille osas aktiivne ehitustegevus on lõppenud ja mis on alustanud tootmist, kuid käivad testimis- ja seadistustööd ja/või erinevad loamenetlused



IPOst alguse saanud investeerimisprogramm on jõudnud lõpusirgele

Enefit Greeni eesmärgiks on olnud turusignaalidele ja regulatiivsetele arengutele reageerides pakkuda nõudlusele vastavas mahus taastuenergiat.

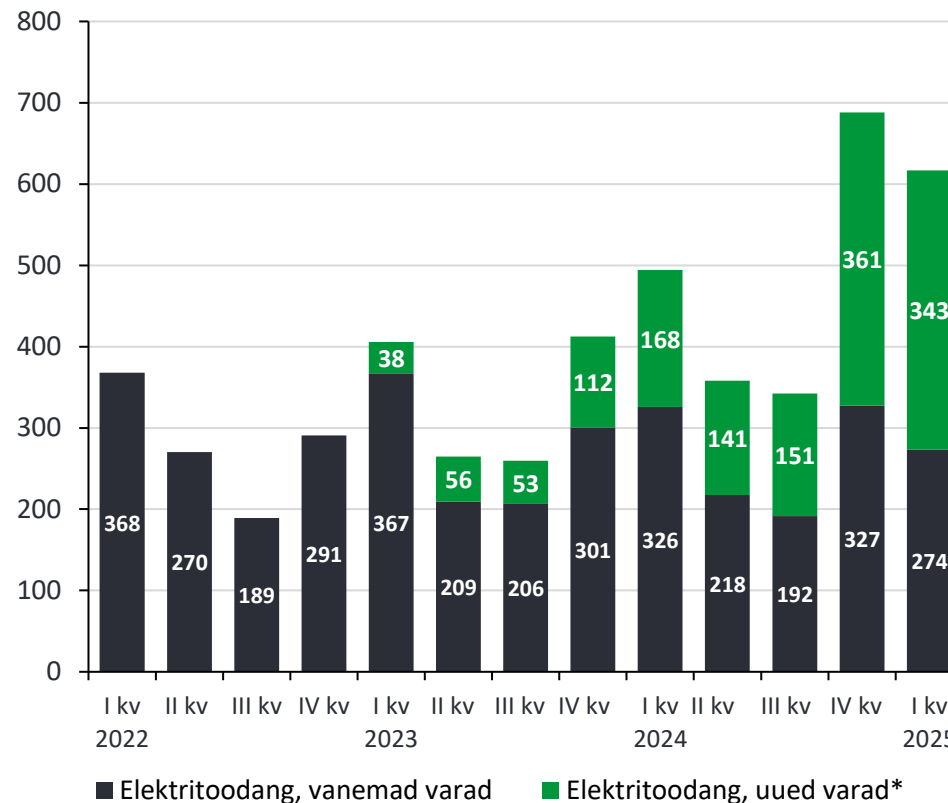
Meie käimasolev investeeringute programm uute tootmisvõimsuste rajamiseks sai alguse 2021. aastal enne aktsiate noteerimist börsil. Uute tootmisvõimsuste arendamine ja väljaehitamine võtab teadagi aega – alates lõpliku investeerimisotsuse tegemisest niioelda esimese elektri saamiseni kulub päikesepargi puhul vähemalt aasta ning maismaatuulepargi puhul kaks aastat. Sellele eelneb eelarenduse ning investeerimisotsuste ettevalmistamise periood. Oleme viimase kolme aasta jooksul investeerinud ca miljard eurot ning viimase kahe aasta jooksul on järjest valminud ning hakanud järk-järgult toodangut andma meie uued tuule- ja päikesepargid. Nende varade toodangut ja selle osakaalu kasvu meie kvartaalsetes elektritoodangu mahtudes iseloomustab kõrval olev graafik. Sellelt graafikult ilmneb lisaks uute tootmisvarade lisandumisele ka meie tootmisprofiili sesoonsus.

Allolevas tabelis on toodud nimekiri valminud ja veel ehituses olevatest ning tuule- ja päikeseparkidest koos ajaga, millest alates antud pargid elektrit tootma on asunud.

I kvartalis 2025 lisandusid uute tootvate varadena veel ehituses olevad Kelme I tuulepark Leedus ja kaks päikeseparki Lätis.

Tuule- või päikesepark	Riik	Tuul/päike	Staatus	Võimsus (MW)	Tootmise algus**
Šilale II	Leedu	Tuul	Ehituses	43	jaanuar 2023
Akmene***	Leedu	Tuul	Ehituses	75	märts 2023
Purtse	Eesti	Tuul	Opereeriv	21	märts 2023
Zambrow	Poola	Päike	Opereeriv	9	aprill 2023
Purtse	Eesti	Päike	Opereeriv	32	mai 2023
Estonia	Eesti	Päike	Opereeriv	3	oktoober 2023
Tolpanvaara	Soome	Tuul	Opereeriv	72	detsember 2023
Debnik	Poola	Päike	Opereeriv	6	veebruar 2024
Sopi-Tootsi	Eesti	Tuul	Ehituses	255	september 2024
Sopi	Eesti	Päike	Ehituses	74	detsember 2024
Kelme I	Leedu	Tuul	Ehituses	80	jaanuar 2025
Carnikava A+D	Läti	Päike	Ehituses	17	veebruar 2025
Kokku				687	

Elektritoodang, GWh

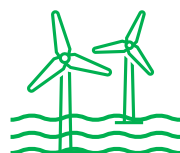
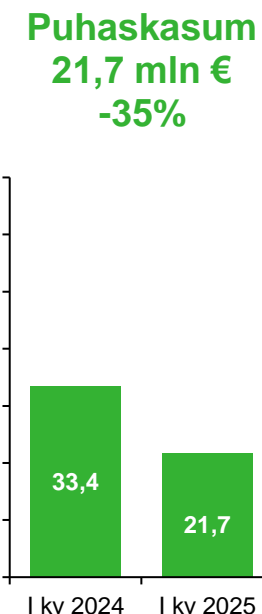
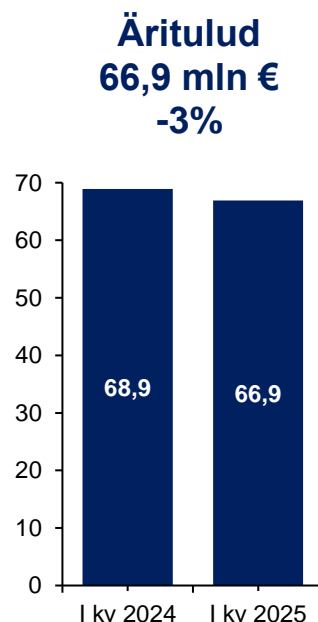
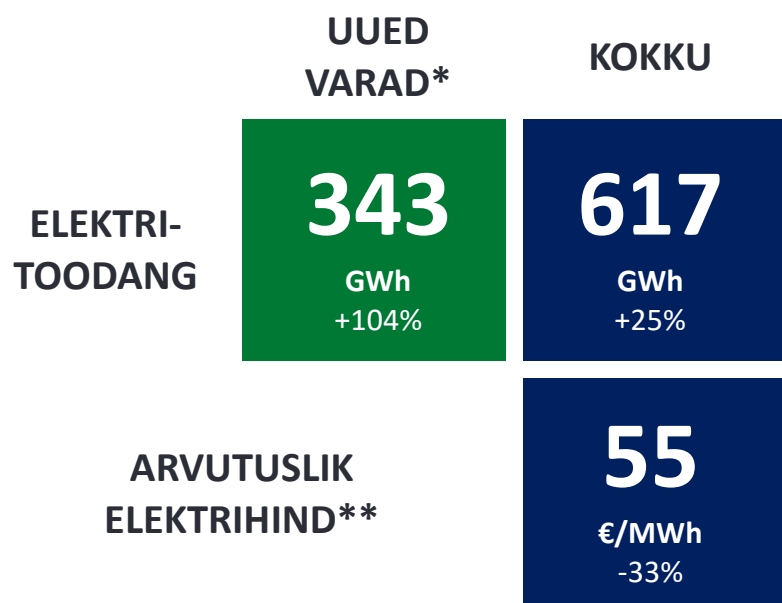


* Uute varade all peame silmas tootmisvarasid, mis on valminud 2023. aastal või hiljem või mis on alles ehituses, kuid toodavad elektrit – see tähendab sisuliselt kõiki varasid, mis on valmis ehitatud või ehitamisel 2021. alguse saanud investeeringute programmi käigus.

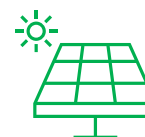
** kuu, mille jooksul antud vara andis esimese märkimisväärse panuse Enefit Greeni tootmistulemusse.

*** Akmene park seisis suurema osa perioodist mai-oktoober 2023.

Majandustulemused I kvartal 2025



Liivi
Koostööleping
Sumitomo Corporationiga
Liivi meretuulepargi
arendamiseks



45 MW
Strzalkowo päikesepargi
lõplik investeerimisotsus

* Uued varad – tootmisvarad (tuule- ja päikesepargid), mis on valminud 2023 või hiljem

**Arvutuslik teenitud elektri hind = (Elektrimüügi tulud + taastuvenergia tasu ja töhüsa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost Nord Pooli päev-ette ja päevasisel turul – bilansienergia ost- määratud tarne ost) / toodang

Tegevuskeskkond

Tegevuskeskkonda mõjutavad olulised tegurid

Enefit Greeni tegevust mõjutavad oluliselt sesoonsus, ilmastikuolud ja elektriinnad, samas omavad mõju ka energeetikasektorit puudutavad regulatsioonid ja poliitilised otsused. Lisaks eelmainitutele mõjutavad arendusprojekte ka konkurentsituatsioon, taastuvenergia tehnoloogiate areng ja maksumus, kapitali hind ja kättesaadavus, klientide valmidus sõlmida pikaajalisi roheenergia lepinguid ja taastuvenergia toetuskeemid.

Enamik Enefit Greeni tootmisvaradest on kas osaliselt või täielikult elektriinna tururiskile avatud. Elektriinna riski maandamiseks kasutame peamiselt pikaajalisi elektrimüügilepinguid (PPA). Erinevate riiklike taastuvenergia toetuskeemide osakaal tuludes on võrreldes varasemate aastatega oluliselt vähenenud. Täpsem ülevaade lähiaastate oodatava elektritoodangu kaetusest PPA-de ja muude riskimaandusmeetmetega on antud tegevusaruande lõpus.

Elektriturg

Enefit Greeni tegevuspiirkonna elektriturud on ülekandekaablitega tihedalt ühendatud. Seetõttu mõjutavad elektritootmist ja -hindu väga mitmesugused tegurid nii koduturgudel kui kaugemal.

Nord Pooli päevasisene elektriinna volatiilsus on olnud viimastel aastatel väga suur. Tavapärast määrab tiputundidel elektriinna kallim CO₂-intensiivne tootmine ja muul ajal taastuvenergia.

2025. aasta I kvartalis avaldas Enefit Greeni olulisemate koduturgude elektriinnadele olulist mõju Balti riikide lahkumine ühisest elektrivõrgust Venemaaga. Balti riikide elektrivõrgu ühendamine Mandri-Euroopa võrguga tõi kaasa ajutise elektriühenduste ülekandevõimsuste vähendamise ja sagedusreservide turu avamise. Lisaks sellele mõjutab Balti riikide elektriindu Soome ja Eesti vahelise elektriühenduse katkestus, mille parandustööd algavad alles maikuu. Rikke tõttu jõuab Balti riikidesse tavapärast vähem Põhjamaades toodetud madalama hinnaga elektrit.

Hoolimata asjaolust, et võrreldes eelmise aasta I kvartaliga on Balti turgudele lisandunud taastuvenergia tootmisüksusi, oli 2025. aasta I kvartal taastuvenergia toodangu vaates võrdlemisi tagasihoidlik - ebasoodsad tuuleolud olid peamine põhjus, miks taastuvenergia osakaal langes ja fossiilkütustel põhinev elektritootmine suurenes. Balti riikide eeldatust väiksemad toodangumahud aitasid samuti kaasa piirkonna elektriinnade tõusule.

Keskmine elektri hind (€/MWh)	I kv 2025	I kv 2024	Muutus
Eesti	110,0	90,4	21,7%
Läti	110,6	87,0	27,1%
Leedu	109,9	87,1	26,3%
Poola	115,1	81,7	40,9%
Soome	49,3	72,8	-32,4%
Norra	43,0	58,1	-26,0%
Taani	98,8	64,9	52,1%
Rootsi	39,2	53,3	-26,3%

2025. aasta I kvartalis oli kaubeldava maagaasi keskmine hind 46,8 €/MWh (+16,3 €/MWh, +53,4% võrreldes 2024. aasta I kvartaliga). Aasta alguses oli Kesk-Euroopas tavapärasest külmem ilm, mis suurendas küttevajadust ja tõi kaasa suuremad gaasitarbimise mahud ning suhteliselt kiire varude kahanemise. Lisaks avaldasid I kvartalil hinnakasvule mõju tuulevaikne ilm, suurenenud LNG nõudlus ja vene gaasi transiidi lõppemine läbi Ukraina Euroopasse. Euroopa suurenev sõltuvus LNG tarnetest toetas omakorda hinnatõusu, kuna Euroopa peab konkureerima Aasia turgudega, kus nõudlus oli samuti kõrge. Täiendavat ebakindlust tekitasid maagaasi hindadele poliitilised ja geopoliitilised tegurid, sealhulgas võimalikud sanktsioonid vene LNG-le.

CO₂ heitekvootide keskmine hind oli 2025. aasta I kvartalis 75,1 €/t ehk viiendiku kõrgem kui mullu. Alates 2026. aastast oodatakse CO₂ kvootide pakkumise vähenemist, mis tuleneb EL kliimapaketist „Fit for 55“ ning REPowerEU raames ajutiselt turule toodud lisakvootide pakkumise lõpetamisest. Kõrgemad heitekvootide hinnad tõstavad süsinikuintensiivse elektritootmise omahinda ning parandavad seeläbi taastuvenergia konkurentsivõimet.

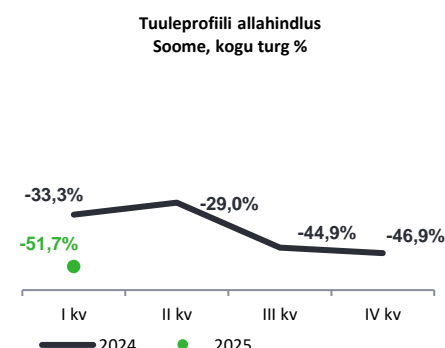
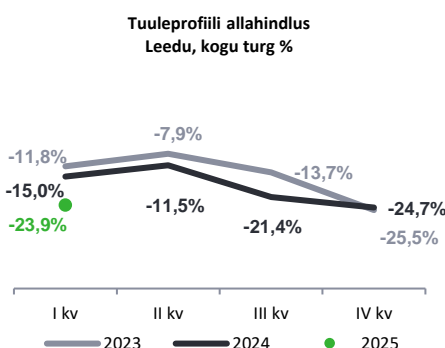
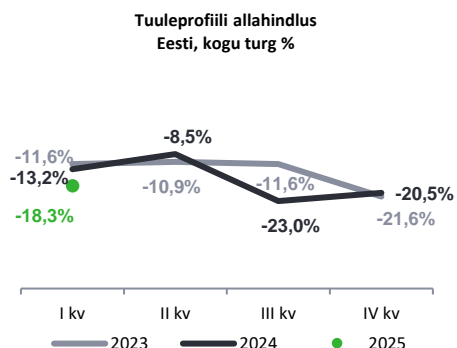
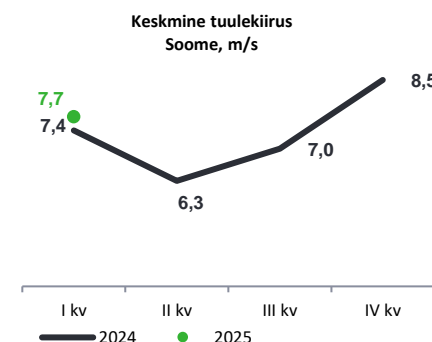
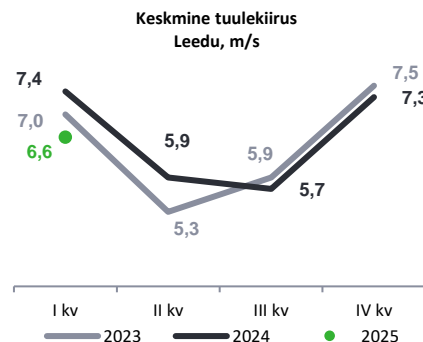
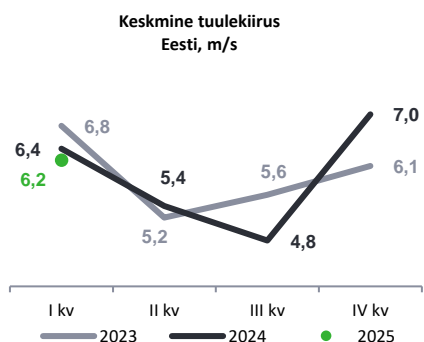
Taastuvenergia allahindlused

Taastuvenergia teenitud hind on tunnitoodanguga kaalutud keskmine turuhind. Tulenevalt taastuvenergia toodangu kõikumast iseloomust erineb taastuvenergia teenitud hind turuhinnast (tunnihindade aritmeetilisest keskmisest). Taastuvenergia kõrge toodangu ajal kalduvad turuhinnad olema madalamad ja vastupidi, mille tõttu on üldjuhul taastuvenergia teenitud hind turuhinnast madalam. Taastuvenergia allahindlus mõõdab erinevust taastuvenergia toodangu teenitud hinna ja turuhinna vahel protsentides. Taastuvenergia pakkumise kasvades ja nõudluse samaks jäädes kasvavad ka vastava taastuvenergia profiili allahindlused. Allolevatelt graafikutelt nähtub tuuleprofiilide allahindluse järsk suurenemine I kvartalis võrreldes aastataguste tasemetega.

Sesoonsuse ja ilmastiku mõjud

Esimene ja neljas kvartal on sesoonselt tugevamate tuultega osa aastast. Käesoleva aasta esimene kvartal oli aga meie põhiturgudel Eestis ja Leedus tavapärasest tuulevaiksem – keskmine mõõdetud tuulekiirus Eestis 6,2 (-0,2 võrreldes mullusega) m/s ja Leedus 6,6 (-0,8) m/s. Tolpanvaaras (Soome) olid samas suhteliselt head tuuleolud – keskmine tuulekiirus 7,7 (+0,3) m/s. Kuna enamus Enefit Greeni tuuleenergia tootmisvõimsusi asuvad siiski Eestis ja Leedus, oli tuuleolude mõju I kvartali elektritoodangule negatiivne.

Allolevatel graafikutel on kuvatud Enefit Greeni tuuleparkides mõõdetud tuulekiirused ning vastavate koduturgude tuuleprofiilide allahindlused. Viimased iseloomustavad olukorda kogu vastaval turul, mitte tingimata Enefit Greeni tootmisportfellis. Suuremaid profiili allahindlusi põhjustavad negatiivsete või väga madalate hindadega tunnid, mille vastu tootja saab end kaitsta tootmisseadmete aktiivse allakoormamisega. Samuti võivad tootjat aidata turukeskmisest madalamaid profiili allahindlusi saavutada turuga vähem korreleeruvad varad.



Regulatiivne keskkond

EL

Veebruari lõpus avalikustas Euroopa Komisjon nn puhta tööstuse kokkuleppe, mis keskendub Euroopa energiamahuka tööstuse ning rohetehnoloogiate arengu toetamisele ning kasvuhoonegaaside emissioonide piiramisele. Kavas on leevendada elektrienergia maksustamist. Tööstusettevõtete energiakasutuse muutmise finantseerimiseks luuakse 100 miljardi euro suurune Industrial Decarbonisation Bank, uuendatakse riigiabi reegleid, avalike hangete reegleid, sätestatakse investeringutes kohalikku päritolu komponentide kasutamise kohustus, lihtsustatakse kestlikkuse raporteerimise kohustust jne. Puhta tööstuse kokkulepe eeldab 2024. a vastu võetud uute elektrituru reeglite (pikaajaliste elektrilepingute sõlmimise soodustamine, elektrienergia ostulepingute riskide vähendamise meede, riskimaandamise reeglite muudatused, jms) elluviimist ning planeeringute lihtsustamist. Uus poliitika vähendab taastuvelektri tootmisesse investeerimise pikaajalisi riske Euroopas, kuid suurendab lühiajalist ebakindlust ajal, kui muudatuste detailid ei ole veel teada.

Eesti

Eesti uus valitsus otsustas märtsis, et loobub käesolevaks aastaks planeeritud meretuulepargi ehitamise vähempakkumise väljakuulutamisest.

Turuosalistega konsulteerimise järel muutis uus valitsus varasemat plaani ning lükkas edasi sagedusreservide hankimise tasu kehtestamise elektri tootjatele ja tarbijatele. Eelmine kava oli kehtestada Eestis sagedusreservide hankimise tasu 5,31 EUR/MWh eest alates 1. juulist 2025. a. Uue kava järgi kehtestatakse uus tasu alates 1. jaanuarist 2026. a. Läti ja Leedu on otsustanud uue tasu kehtestada ainult elektri tarbijatele.

Õiguskantsler saatis veebruaris Riigikogule märgukirja, juhtides tähelepanu, et elektrituruseaduses sätestatud elektritootjate võrguteenuse alakasutustasu regulatsioon on osaliselt vastuolus põhiseadusega, kuna ei võimalda tootjast sõltumatuid asjaolusid nagu turuolukord. Õiguskantsleri seisukoht toetab võrguettevõtja kaalutulusõigust alakasutustasu esmakordsel rakendamisel olemasolevatele elektrijaamadele 2025. aastal.

Kliimaministerium esitas Riigikogule Elektrituruseaduse muudatuse ettepaneku, millega tagatakse aasta alguses peatatud taastuvenergia- ja tõhusa koostootmise toetuste maksmine lru jäätmepõletuse käigus toodetud elektrienergiale tagantjärgi. Seaduse muudatus on kavas vastu võtta 2025. a teises kvartalis.

Kliimaministerium avaldas märtsis jäätmereformi uuendatud eelnõu. Eelnõus on loobutud lru jäätmepõletuse liitmisest Euroopa Liidu heitkogustega kauplemise süsteemiga. Alates 1. jaanuarist 2026. a. kehtestatakse jäätmete energiakasutuseks vastuvõetud segaolmejäätmete eest energiakasutuse tasu 60 eurot/t ja ülejäänud tavajäätmetele 50 eurot/t. Puidujäätmete ja ohtlike jäätmete energiakasutuseks vastuvõtmisele uut tasu ei kehtestata. Enefit Greeni

tegevust mõjutab jäätmete energiakasutuse maksustamine, mis peaks hakkama vähendama põletatavate jäätmete kogust ning seeläbi hakkab vähenema ka jäätmetest toodetud energia müügitulu.

Läti

Märtsis võttis Läti Seim vastu elektrituruseaduse muudatuse, millega muu hulgas kehtestati mitme erineva tehnoloogiaga nn hübriidelektrijaamade loomise reeglid ning uued põhimõtted elektrijaamade võrguühenduste loomise ja broneeritud võrguühenduste vabastamise kohta. Läti põhivõrguettevõtja peab avaldama informatsiooni vabade võrguühenduse võimsuste kohta juuni alguses. Muudatustel ei ole hetkel otsest mõju Enefit Greeni arendusprojektidele Lätis.

Leedu

Leedu energeetikaministerium peatas jaanuaris teise meretuulepargi enampakkumise. Algselt mullu novembris välja kuulutatud avamere tuuleenergia 700 MW hanke uutes tingimustes kavatsetakse nõuda vähemalt kahe pakkuja osalemist, muuta pakutud hinna inflatsiooniga indekseerimise perioodi, kõrvaldada meretuulepargi toodangu turule pääsu eelis maismaatuuleparkide ja päikesest elektri tootmise ees ning suurendada tuulepargist kasu saavate omavalitsuste arvu. Muudatuste eesmärk on tagada, et meretuulepark tooks tarbijatele võimalikult suurt kasu ning ei mõjutaks negatiivselt teisi taastuvelektri tootjaid.

Poola

2025. aasta lõpuks peab iga Poola omavalitsus välja töötama üldplaneeringud (uued planeeringudokumentid). Valitsuses valmistab ette seaduste muudatusi, millega pikendatakse üldplaneeringute väljatöötamise tähtaega kuue kuu võrra ehk 2026. aasta keskpaigani. See vähendab ajalist survet kohalike planeeringute kehtestamisel.

Ettevalmistamisel on EL elektrituru määrusest tulenevad muudatused, mis mõjutavad Poola elektriturgu põhjalikult. Regulatsioonide muudatused on kavas vastu võtta 2025. aasta teises kvartalis.

Küberturvalisuse 2. direktiivi rakendamine kehtestab elektri tootjatele uued küberturvalisuse kohustused, sealhulgas mitmete küberturvalisust reguleerivate põhimõtete ja muude dokumentide vastuvõtmine ettevõttes.

Olulisemad sündmused

Alustasime Strzałkowo (45 MW) päikesepargi rajamist

Tegime investeerimisotsuse ja alustasime Enefit Greeni ühe suurima päikesepargi rajamist Poolas. 45-megavatine Strzałkowo päikesepark on planeeritud valmima 2026. aasta suvel ning selle oodatav tootmismahd saab olema ca 45 GWh aastas. 75% oodatavast toodangust on kaetud 15-aastase indekseeritud hinnavahelepinguga (CfD).

Investeeringe päikesepargi rajamiseks ligi 26 miljonit eurot.

Alustasime Sumitomo Corporationiga koostööd Liivi lahe meretuulepargi arendamiseks

Sõlmisime lepingu maailma juhtiva kaubandus- ja investeerimisfirmaga Sumitomo Corporation, mis kuulub Fortune Global 500 ettevõtete hulka. Lepingu kohaselt müüb Enefit Green 50%-lise osaluse Liivi lahe meretuuleenergia projektiettevõttes Liivi Offshore OÜ.

Enefit Greeni põhjalikud turuteadmised ja Sumitomo Corporationi ülemaailmne ekspertiis võimaldavad Eesti energiasektori arengus astuda järgmise sammu teel varustuskindluse suurendamise poole. Meretuulepargi rajamine loob eeldused uue kompetentsikeskuse kujunemiseks Eestis ning kõrgelt kvalifitseeritud pikaajaliste töökohtade tekkeks energeetika-, transpordi- ja logistikasektoris.

Eesti Energia vabatahtlik ülevõtmispakkumine Enefit Greeni aktsionäridele

Enefit Greeni enamusaktsionär Eesti Energia andis 27. märtsil teada kavatsusest teha Enefit Greeni väikeaktsionäridele turuhinnast kõrgema hinnaga vabatahtliku ülevõtmispakkumise, et tuua Enefit Green sajaprotsendiliselt tagasi Eesti Energia omandisse. Tehingu eesmärk on kujundada Eesti Energiast integreeritud energiakontsern, kus elektri tootmis- ja müügiportfellid on ühendatud.

Vabatahtlik ülevõtmispakkumine algas 8. aprillil ja kestab kuni 12. maini 2025 ja pakkumise eduka lõpuleviimise korral tasub Eesti Energia aktsiate eest eelduslikult 16. mail 2025.

GRUPI MAJANDUSTULEMUSED

Enefit Greeni grupi 2025. aasta I kvartali äritulud vähenesid 3% ja ärikulud (ilma kulumita) kasvasid 35% võrreldes eelmise aastaga, mille tulemusena vähenes intressi-, maksu- ja amortisatsioonieelne kasum (EBITDA) 27% võrra 31,0 miljoni euro tasemele. 2025. aasta I kvartali puhaskasum vähenes 11,8 miljoni euro võrra 21,7 miljoni euroni.

Müüdnud varade mõju grupi majandustulemustele

2025. aasta I kvartali majandustulemuste võrdlust võrdlusperioodiga mõjutab 2024. aasta märtsis realiseerunud Paide ja Valka koostootmisjaamade müük (edaspidi: müüdnud varad). Allpool kasutame terminit *jätkuv äri* nende tulemuste ja näitajate kohta, millest on elimineeritud müüdnud varade mõju.

2024. aasta I kvartali tulemustes kajastub 8,0 miljonit eurot äritulusid, 1,5 miljonit eurot ärikulusid ja 6,5 miljonit eurot EBITDA mõju, mis on seotud müüdnud varadega.

Elektri- ja soojusenergia toodang ja elektrienergia müük

Grupi I kvartali elektritoodang kasvas aastaga 123 GWh ehk 25% võrra 617 GWh-ni ning uute valminud ja ehituses päikese- ja tuuleparkide toodang kasvas aastaga 175 GWh võrra. Soojusenergia toodang kahanes aastaga 24 GWh ehk 19% võrra. Soojusenergia toodangu langus oli peamiselt seotud mullu esimeses kvartalis müüdnud varadega. Müüdnud varade mõju elektri- ja soojusenergia toodangule on näidatud allolevas tabelis.

GWh	I kv 2025	I kv 2024	Muutus	Muutus %
Elektri netotoodang	617	494	123	25%
s.h. uutest tuule- ja päikesepeakidest	343	168	175	104%
s.h. müüdnud varad	0	4	-4	-100%
Elektri müük	763	627	136	22%
Soojusenergia toodang	105	129	-24	-19%
s.h. müüdnud varad	0	21	-21	-100%

Äritulud

Äritulud kokku kahanesid 2025. aasta I kvartalis 2,0 miljoni euro võrra, sh müügitulud kasvasid 6,3 miljoni euro võrra ning taastuenergia toetused ja muud äritulud vähenesid 8,3 miljoni euro võrra. Jätkuva äri äritulud kasvasid 6,0 miljoni euro võrra, sh kasvasid müügitulud 8,3 miljoni euro ja muud äritulud vähenesid 2,4 miljoni euro võrra.

mln €	I kv 2025	I kv 2024	Muutus	Muutus %
Äritulud kokku	66,9	68,9	-2,0	-3%
Müügitulu	62,4	56,2	6,3	11%
Taastuenergia toetus jm äritulud	4,4	12,7	-8,3	-65%
Ärikulud kokku (v.a. kulum)	35,9	26,5	9,4	35%
Elektrienergia	21,6	14,8	6,8	46%
Muud muutuvkulud	3,5	2,2	1,3	57%
Püsikulud	10,8	9,5	1,4	15%
EBITDA*	31,0	42,4	-11,4	-27%
Põhivara kulum ja väärtuse langus	10,0	9,3	0,7	7%
Ärikasum	21,0	33,1	-12,1	-37%
Netofinantstulud (-kulud)	0,01	0,3	-0,3	-98%
Kasum kapitaliosaluse meetodil	0,02	-0,01	0,03	-320%
Tulumaksu tulu (-kulu)	0,7	0,1	0,6	516%
Puhaskasum	21,7	33,4	-11,8	-35%

Müüdnud varade mõju kasumiaruandele				
Äritulud kokku	0,0	8,0	-8,0	-100%
Ärikulud kokku (va kulum)	0,0	1,5	-1,5	-100%
EBITDA*	0,0	6,5	-6,5	-100%
Põhivara kulum ja väärtuse langus	0,0	0,0	0,0	-100%

Müügitulu

Jätkuva äri müügitulude 8,3 miljoni euro suurusest kasvust tulenes 6,7 miljonit eurot elektri müügist, mille peamiseks mõjuriks oli jätkuva äri toodangu kasv (+127 GWh, +26%). Grupi koduturgude keskmine elektrihind** oli 2025. aasta I kvartalis 107,4 €/MWh (2024 I kvartal: 87,0 €/MWh). Grupi keskmine arvutuslik teenitud elektrihind*** oli 2025. aasta I kvartalis 54,5 €/MWh (2024 I kvartal: 81,4€/MWh).

Arvutuslik teenitud elektrihind erineb koduturgude keskmisest elektri turuhinnast, kuna selle arvutus võtab arvesse fikseeritud hinnaga pikaajalisi elektrimüügi lepinguid (PPA-sid), taastuenergiatoetusi, bilansienergia ostu, elektri ostu Nord Pooli päev-ette- ja päevasisesel turul ning asjaolu, et taastuenergia toodangu profiil on väga erinev baaskoormuse profiilist.

* EBITDA – kasum enne neto finantstulusid ja -kulusid, kasumit või kahumit kapitaliosaluse meetodil kajastatavatelt investeringutelt sidusettevõtetesse ning maksu-, kulumi- ja väärtuse languse kulusid.

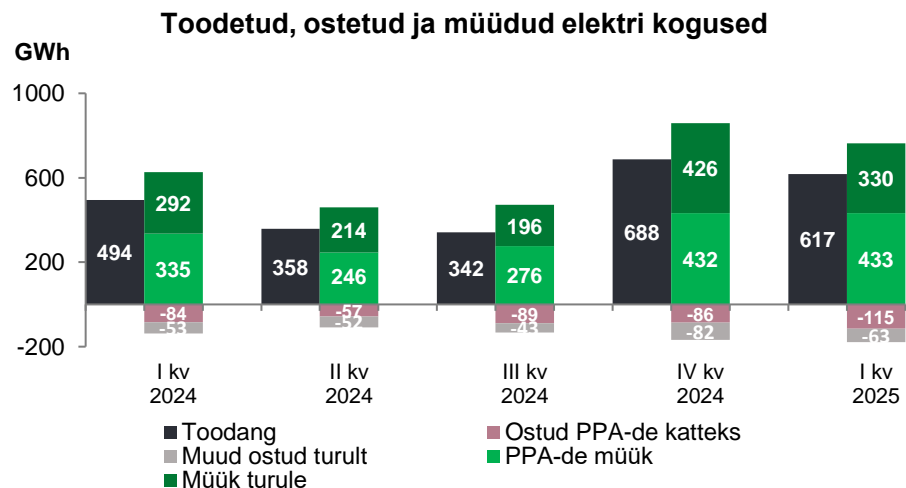
** Grupi koduturgude toodanguga kaalutud keskmine börsihind. Tegemist on aritmeetiliselt arvatud hinnaga, mille grupp saavutaks, kui kogu toodang oleks müüdnud börsile ilma profiili alahindlusega ning pargid ei saaks toetusi, prognoosimise tulemit ei tekiks bilansikulu ning sõlmitud ei oleks PPA lepinguid.

*** (Elektrimüügi tulud + taastuenergia tasu ja tõhusa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost börsilt – bilansienergia ost) /

Grupi keskmine turule müüdud elektri hind oli 2025. aasta I kvartalis 74,6 €/MWh (2024. a I kv: 77,6 €/MWh). 2025. aasta I kvartalis müüdi turule 330 GWh elektrit, 2024. aasta I kvartalis 292 GWh.

PPA-dega oli 2025. aasta I kvartalis kaetud 433 GWh elektritoodangut keskmise hinnaga 65,2 €/MWh, aasta varem müüdi elektrit PPA-de kaudu 335 GWh keskmise hinnaga 75,0 €/MWh. Võrreldes 2024. aasta I kvartaliga on PPA-de kogus kasvanud ning keskmine hind langenud, kuna mullu juulikuus algas madalama hinnaga PPA arveldusperiood.

Toodetud, ostetud ja müüdud elektrikoguste vastavate realiseerunud hindade võrdlusest ning nende tehingute koondina kujunenud arvutuslikust teenitud elektri hinnast viimase viie kvartali jooksul annavad ülevaate järgnevad joonis ja tabel.



Esimeses kvartalis ostime turult elektrit 178 GWh keskmise hinnaga 123,4 €/MWh, aasta varem 137 GWh keskmise hinnaga 106,1 €/MWh. Ostetud elektri mahu kasv (+41 GWh) tuleneb nii PPA-dega seotud ostudest (+31 GWh) kui ka kasvanud toodangumahust, millega on kaasnenud muude ostude koguse kasv (+10 GWh). PPA-kohustuste täitmisega seotud elektriostude kogus esimeses kvartalis oli suurem ilmast tingitud madala tuuletoodangu tõttu ning suurenenud PPA koguse tõttu.

Keskised elektri hinnad

Hinnad €/MWh	I kv 2024	II kv 2024	III kv 2024	IV kv 2024	I kv 2025
Grupi koduturgude keskmine elektri hind*	87,0	72,2	87,5	91,3	107,4
Turule müüdud elektri müügihind	77,6	52,5	50,1	58,5	74,6
PPA-de müügihind	75,0	68,2	60,7	66,4	65,2
Realiseerunud ostuhind	106,1	80,4	107,0	98,8	123,4
Arvutuslik teenitud elektri hind**	81,4	69,7	50,3	63,8	54,5

* Grupi koduturgude toodangutega kaalutud keskmine börsihind. Tegemist on aritmeetiliselt arvatud hinnaga, mille grupp saavutaks, kui kogu toodang oleks müüdud börsile ilma profiili alahindluseta ning pargid ei saaks toetusi, prognoosimise tulemil ei tekiks bilansikulu ning sõlmitud ei oleks PPA lepinguid.

** (Elektrimüügi tulud + taastuvenergia tasu ja tühusa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost börsilt – bilansienergia ost) / toodang

Realiseerunud ostuhind tõusis võrreldes 2024. aasta esimese kvartaliga koos üldise turuhinna kasvuga, kuid turule müüdud elektri hind langes suurenenud profiili allahindluse tõttu. Enefit Greeni tuuleprofiili allahindlused Eestis ja Leedus olid üldise turutasemega võrreldes sarnased, kasvades aastaga 5,4 ja 8,7 protsendipunkti võrra vastavalt Eestis ja Leedus.

Toodangu vähenemine korreleerub teiste Soome tuuleparkidega ning tootmisvõimsuse allakoormamine liigmadalate elektri hindadega tundidel aitas Enefit Greenil oluliselt vähendada Soome tuuleenergia allahindlust võrreldes turu keskmisega.

Jätkuva äri soojusenergia müügitulu kasvas 1,2 miljoni euro võrra 2,1 miljoni euro tasemele. Soojusenergia müügitulu kasv tulenes soojusenergia hinna kasvust 11,6 €/MWh võrreldes mullusega, samas vähenes jätkuva äri soojusenergia toodang aastaga 3 GWh võrra tasemele 105 GWh (2024 I kvartal: 108 GWh).

Taastuvenergia toetused jm äritulud

Jätkuva äri muud äritulud vähenesid 2,4 miljoni euro võrra 4,4 miljoni euro tasemele (2024 I kvartal: 6,8 mln eurot). Jätkuva äri taastuvenergia toetused vähenesid 2,0 miljoni euro võrra 4,3 miljoni euro tasemele. Taastuvenergia tasu on seotud toetust saavate Eesti tuule- ja päikeseparkide, Iru koostootmisjaama, Poola päikeseparkide toodetud elektrikogusega.

Eestis asuvate toetust saavate tootmisvarade taastuvenergia tasu vähenes 2,2 miljoni euro võrra. Iru koostootmisjaama saadav toetus vähenes võrreldes 2024. aasta I kvartaliga 1,2 mln eurot. Eestis asuvate tuuleparkide toetus vähenes 1,0 mln euro võrra.

2024. aasta I kvartalis sai Iru koostootmisjaam lisaks elektri turuhinnale taastuenergia tasu 53,7 €/MWh kohta taastuvatest allikatest toodetud elektri eest ning mitte-taastuvast kütusest tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektri eest 32 €/MWh kohta. Alates 2025. aasta algusest lõpetati ennetähtaegselt toetuste maksmine Iru koostootmisjaamale, seoses elektrituruseaduse § 59 lõike 1 punkti 2 alapunkti 8 jõustumisega. 2025. aasta detsembris algatati kehtestatud seaduse muutmise seadus, mille alusel Iru koostootmisjaama toetus taastatakse toetuse andmise tingimustes määratletud toetusperioodi lõpuni.

Eesti tuuleparkide osas algas 2024. aasta teises kvartalis Purtse tuulepargi taastuenergia tasu periood, mis kasvatas võrdlusbaasiga saadud toetuste tulu 0,6 miljoni euro võrra. 2024. aasta oktoobris lõppes Aseriaru tuulepargi taastuenergia tasu periood, mis aastavõrdluses vähendas 2025. aasta I kvartalis toetustest saadud tulu 0,9 miljoni euro võrra.

Ärikulud

Elektrienergia ostukulud

Elektrienergia ostukulud hõlmavad elektribörsilt ja bilansiturult tehtud oste ning nendega otseselt seotud administratiivtasusid. Elektrienergia ostukulud on võrreldes 2024. aasta I kvartaliga kasvanud 6,8 miljoni euro võrra. Ostetud elektri mahu kasv (+41 GWh) tuleneb nii PPA-dega seotud ostedest (+31 GWh) kui ka kasvanud toodangumahust, millega on kaasnenud muude ostate koguse kasv (+10 GWh). Elektrienergia ostukulude koguste ning hindade ülevaade on antud eelnevas müügitulust kajastavas alampeatükis. Ostetud elektri hinna ning koguse mõju grupi EBITDA-le on toodud järgnevas alampeatükis.

Püsikulud

Püsikulud hõlmavad kulusid, mis ei ole otseselt seotud tootmismahudega. 2025. aasta I kvartalis kasvasid püsikulud 1,4 miljoni euro ehk 15% võrra 10,8 miljonit eurole. Müüdüd varade vähendasid püsikulusid 0,5 miljonit eurot. Jätkuva äri püsikulud kasvasid 1,9 miljoni euro ehk 21% võrra 10,8 miljoni euro tasemele, millest 0,6 miljonit eurot on seotud uuringute- ja konsultatsioonikulude kasvuga, 0,5 miljonit eurot moodustasid tootmisvaradega seotud hoolduskulude kasv, 0,3 miljonit eurot kindlustuskulude kasv seoses kindlustuskaitsete laiendamise ning ehituses olevate varade kindlustuskulude lisandumisega.

Püsikulude kujunemine

mln €	Kokku			Jätkuv äri		
	I kv 2025	I kv 2024	Muutus	I kv 2025	I kv 2024	Muutus
Püsikulud	10,8	9,5	1,4 (+15%)	10,8	8,9	1,9 (+21%)
sh hoolduskulud	4,2	3,8	0,5 (+13%)	4,2	3,7	0,5 (+15%)
maakulud	1,0	1,0	0,0 (+2%)	1,0	1,0	0,1 (+5%)
tööjõukulud	2,3	2,2	0,1 (+5%)	2,3	2,1	0,3 (+13%)
muud püsikulud	3,2	2,5	0,7 (+30%)	3,2	2,2	1,1 (+49%)

Muud muutuvkulud

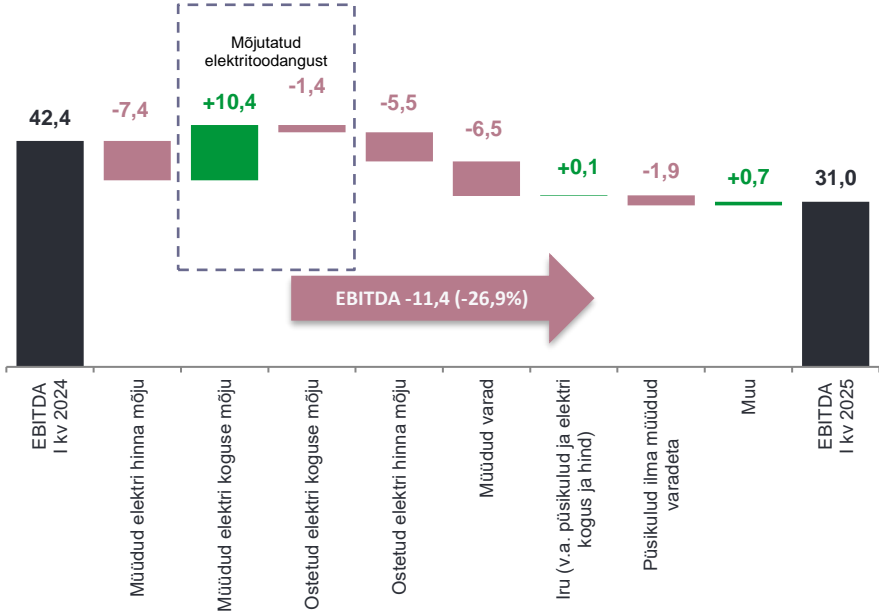
Muud muutuvkulud on tootmismahudega seotud kulud, mille suurus muutub vastavalt tootmise intensiivsusele. Nende kulude hulka kuuluvad tootmisprotsessis tekkivad otsesed ja kaudsed kulutused, välja arvatud elektrienergia ostukulud ning püsikulud.

2025. aasta I kvartalis kasvasid muutuvkulud 1,3 miljoni euro ehk 57% võrra. Jätkuva äri muutuvkulud kasvasid 2,2 miljoni euro võrra, millest 0,9 miljonit eurot oli seotud Iru koostootmisjaama muutuvkulude kasvuga. Iru muutuvkulude suurim kasvutegur oli saastetasude kasv (0,6 mln eurot), mis on seotud alates 1. juulist 2024 soojusenergia tootjatele kehtima hakanud uus varasemast 12 korda kõrgem tasu CO₂ emissioonilt (25 €/t). Kuna soojusenergia hinnad on Eestis reguleeritud, siis kajastus nimetatud tasumäära tõus samaaegselt Enefit Greeni müüdava soojusenergia hinnas. Täiendavalt on Iru koostootmisjaama muutuvkulude kasv välja toodud koostootmise segmendi peatükis.

EBITDA

Müüdüd elektri hinnalanguse mõju EBITDA-le oli 2025. aasta I kvartalis -7,4 miljonit eurot. Seoses tootmismahu kasvuga on võrreldes eelmise aastaga on oluliselt kasvanud müüdüd elektri kogus (EBITDA mõju +10,4 mln eurot). Samuti on oluliselt kasvanud PPA-dega müüdava toodangu maht, millega kaasnevalt on suurenenud ka elektriportfelli tasakaalustamiseks tehtavate elektri ostate maht (EBITDA mõju -1,4 mln eurot) ning turuhinna kasvust ostetud elektri hinna mõju (EBITDA mõju -5,5 mln eurot). Nimetatud mõjude koondtulemust EBITDA-le mõjutab nii vastava perioodi elektritoodangu maht kui ka -profiil.

Grupi EBITDA muutus mõjurite lõikes, mln €



Müüdü varade mõju EBITDA-le oli -6,5 miljonit eurot.

Iru koostootmisjaam ilma püsikulude ning elektrihinna ja -koguse mõjudeta suurendas EBITDA-d 0,1 miljoni euro võrra. Arvesse on võetud soojuseenergia, jäätmete vastuvõtu müügitulud ning tehnoloogilise kütuse (peamiselt maagaas) mõju. Detailsemalt on Iru koostootmisjaama tulemusi kirjeldatud koostootmise segmendi peatükis.

Jätkuva äri püsikulude kasvu mõju EBITDA-le oli -1,9 miljonit eurot, millest tervikuna on antud ülevaade eelnevas ärikulusid kajastavas alampeatükis ning segmentide kaupa vastavaid segmente kajastavates alampeatükides.

Põhivara kulum

Jätkuvas äris kasvas põhivara kulum 7% (0,7 mln euro võrra). 2024. aasta I kvartaliga võrreldes oleme põhivarana arvele võtnud Tolpanvaara tuulepargi 2024. aasta III kvartalis (2025. aasta I kvartali kulum 0,7 mln eurot) ning Debniku päikesepargi Poolas (2025. aasta I kvartali kulum 34 tuhat eurot).



Neto finantstulud ja -kulud

Neto finantstulud vähenesid 0,3 mln euro võrra eelmise aasta sama kvartaliga võrreldes. Intressikulud pangalaenuidelt on kvartalite võrdluses 1,6 mln euro võrra tõusnud, kuid 96% laenuintressidest kapitaliseeriti tuule- ja päikeseparkide ehitusperioodi tõttu.

Tulumaksutulu ja -kulu

Tulumaksu tulu kasvas 0,6 mln euro võrra võrreldes eelmise aasta sama kvartaliga.

Investeeritud kapital ja omakapitali tootlus

Investeeritud kapitali tootlus (ROIC) on aastaga langenud 0,2 protsendipunkti võrra investeeritud kapitali mahu kasvu tõttu - suur osa aasta jooksul tehtud investeeringutest on tehtud ehitusjärgus varadesse, mis samas veel ei ole alustanud täismahus tootmist. Puhaskasumi langus võrreldes 2024.aasta I kvartaliga on vähendanud omakapitali tootlust.

Äritulud	EBITDA	Puhaskasum
66,9 mln € -3%	31,0 mln € -27%	21,7 mln € -35%

ROIC
4,3% -0,2pp

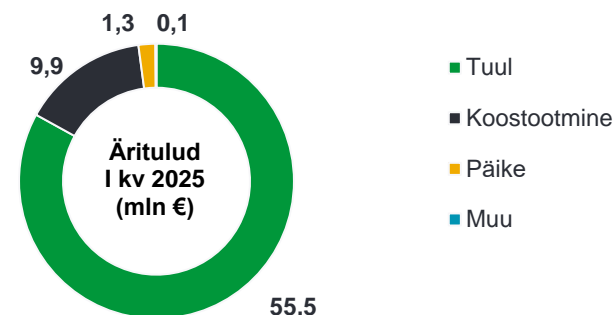
ROE
7,5% -0,1pp

Majandustulemused segmentide kaupa

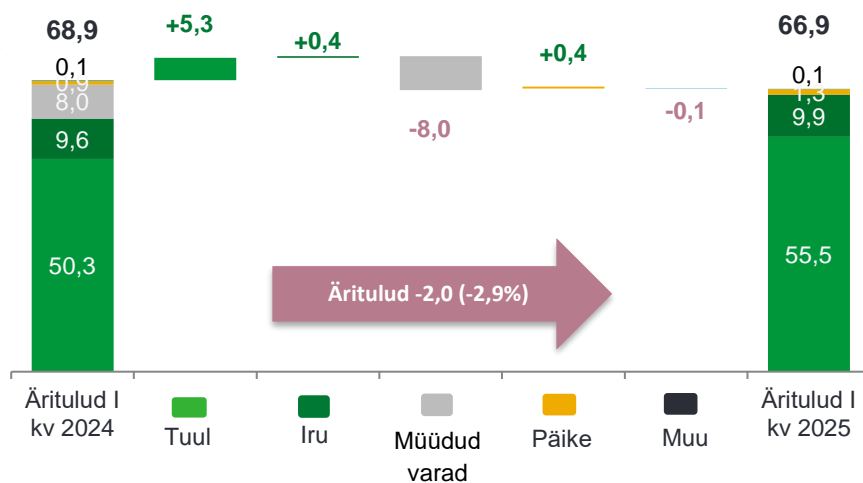
Aruandeperioodi põhjal on nii EBITDA kui äritulude vaatest grupi suurim tuulenergia segment (83% ärituludest ja 93% EBITDA-st). Koostootmise segment panustas ärituludesse 15% ja moodustas 20% EBITDA-st. Aruandeperioodi väikseim raporteeritav segment on päikeseenergia, mille äritulud ulatusid 2% kogu grupi ärituludest ja EBITDA 2% kogu grupi EBITDA-st.

Raporteeritavatest segmentidest kasvas vaid päikese segmenti EBITDA. Täpsem analüüs raporteeritavate segmentide kaupa on esitatud allpool.

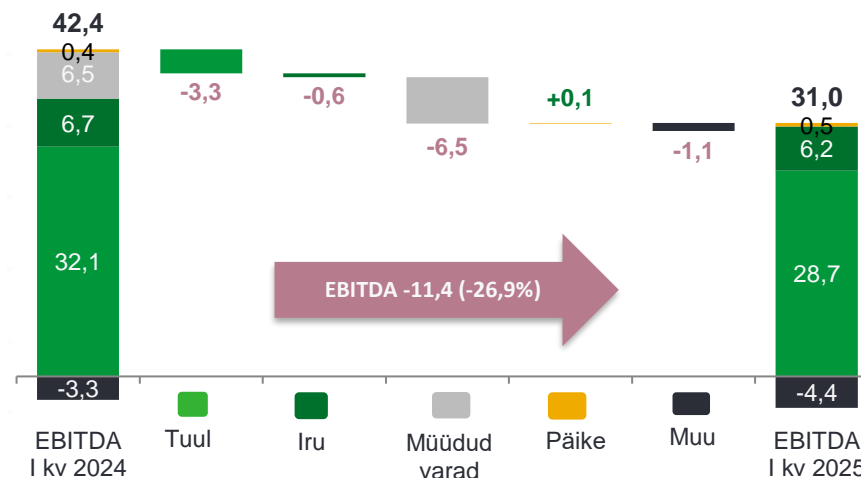
Muu segmenti EBITDA koosneb peamiselt üldjuhtimiskuludest, tuule- ja päikesevaldkondade töötajatega seotud kuludest ning investeerimisotsusteta arendusprojektide kuludest. Lisaks on muus segmentis Keila-Joa hüdroelektrijaam ning Ruhnu taastuvenergia lahendus. Muu segmenti kahjum suurenes 1,1 mln euro võrra.



Äritulud segmentide kaupa, mln €

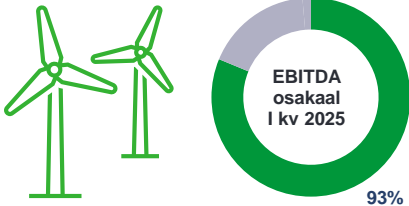


Grupi EBITDA jagunemine ja muutus, mln €



Tuuleenergia

Tuuleenergia segment koosneb opereerivatest tuuleparkidest ja investeerimisotsusega tuuleparkide arendustest.



Töökindlus ja toodangud

I kvartalis 2025 oli tuuleenergia toodang 564,3 GWh, mis on 112,9 GWh võrra kõrgem kui võrdlusperioodil tingituna uute tuuleparkide tootma hakkamisest. Uute ja ehitusjärgus tuuleparkide panus kvartali tuuleenergia toodangusse ulatus 327,6 GWh-ni (+164,3 GWh võrreldes 2024. aasta I kvartaliga).

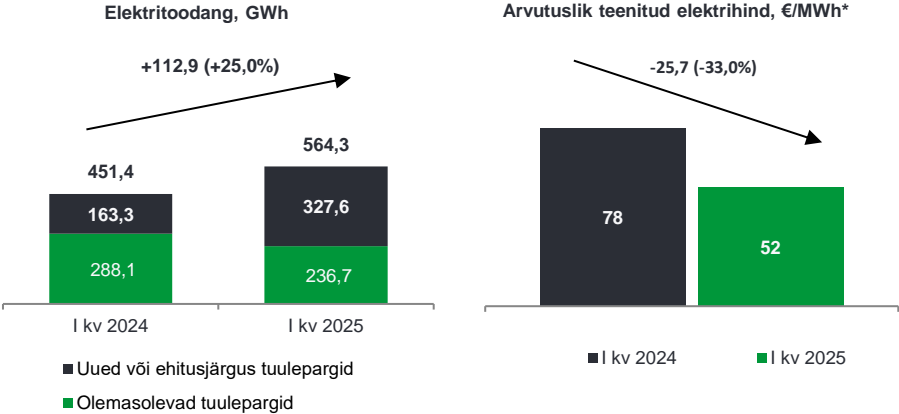
Tuuleenergia toodangule avaldasid esimeses kvartalis negatiivset mõju tuuleolud – keskmised tuulekiirused Eestis ja Leedus jäid ootustele alla ja mõjutasid toodangut -57,4 GWh võrra. Eesti ja Leedu opereerivate tuuleparkide töökindlused olid ootuspärasel tasemel – vastavalt 94,3% ja 97,2% (95,2% ja 95,7% võrdlusperioodil). Töökindlus Tolpanvaara (Soome) tuulepargis oli I kvartalis 87,8% tasemel. Opereerivate parkide töökindlusest tulenev mõju toodangule oli kvartali kokkuvõttes -10,4 GWh.

Süsteemiteenuste ja elektrihindadest tulenevate allakoormamiste mõjul jäi esimese kvartali jooksul tootmata kokku -69,6 GWh. Madalatest hindadest tulenevad allakoormamised olid peamiselt seotud Tolpanvaara tuulepargiga Soomes (-32,2 GWh).

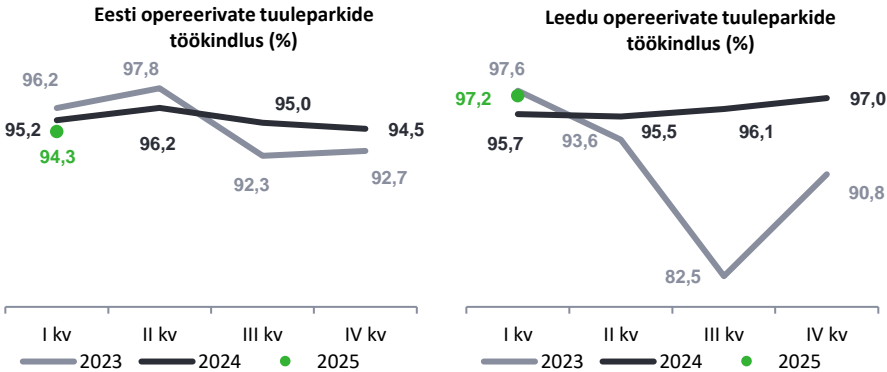
Elektrihinnad

Kogu tuuleenergia segmendi arvutuslik teenitud elektri hind sõltub turuhindade ja PPA-de kombinatsioonist. Tuule segmendi arvutuslik teenitud elektri hind* koos toetusega oli 2025. aasta I kvartalis 52,2 €/MWh (-33,0% võrreldes 2024. aasta I kvartaliga). Arvutuslikku teenitud elektri hinda mõjutab madalam keskmine PPA lepinguline hind, mis vähendas selle 7,9 €/MWh võrra. Kõrgemale turuhinnale vaatamata oli turule müüdud elektri hind eelmise aastaga võrreldes madalam tänu oluliselt süvenenud profiili allahindlusele. Kõrgem turuhind ja sügavam profiili allahindlus suurendasid PPA-portfelli tasakaalustamiseks tehtud ostude hinda.

Eesti tuulepargid, mille toetuslune periood ei ole lõppenud, saavad lisaks elektri turuhinnale taastuvenergia tasu 53,7 €/MWh kohta (ingl. k. Feed-in Premium, FiP). Käesoleva aasta teisest kvartalist lõpeb toetus Viru-Nigula (21MW), Paldiski I ja II (2 x 22,5MW) ja Narva (39,1MW) tuuleparkidel. Võrdlusperioodil sai toetust Aseriaru tuulepark (24MW) ning ei olnud veel alanud Purtse (21MW) tuulepargi toetus.



*(Elektrimüügi tulud + taastuvenergia tasu ja töhüsa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost Nord Pooli päevette ja päevasisel turul – bilansienergia ost- määratud tarne ost) / toodang



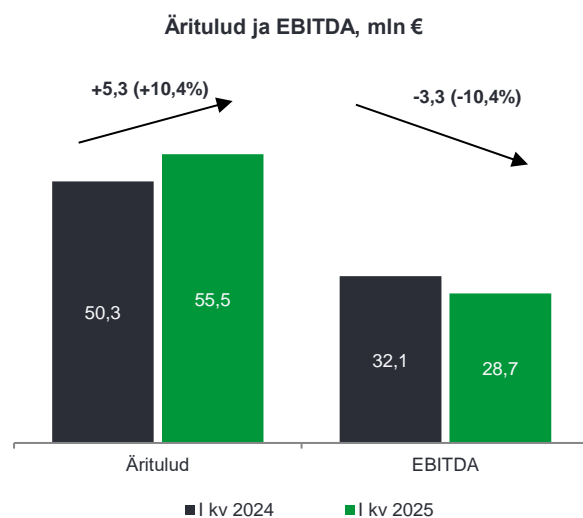
Äritulud

Äritulud 2025 I kvartalis kasvasid +5,3 mln euro (+10,4%) võrra, tänu suurenenud uute (sh. ehitusjärgus) tuuleparkide toodangule.

Täiendavat mõju avaldas ka 2024 II kvartalist alates saadav Puritse tuulepargi taastuenergia tasu, mis 2025 I kvartalis oli 0,6 mln eurot. Muude Eesti tuuleparkide taastuenergia tasu vähenes võrdlusperioodiga -1,4 mln euro võrra tulenevalt Aseriaru tuulepargi toetuse lõppemisest (-0,9 mln eurot) ning muude tuuleparkide vähenenud toodangust.

Ärikulud

Tuule segmendi ärikulud (ilma kulumita) kasvasid 8,6 mln euro võrra 26,8 mln euroni. Kulude kasv on valdavalt seotud madala tuulega tundidel PPA portfelli tasakaalustamiseks tehtavate elektrienergia ostudega. Elektriostu kulud kokku koos bilansienergia ostu, PPA tasakaalustamiseks tehtavate ostudega on kasvanud 20,6 mln euro tasemini (+6,8 mln eurot võrdlusperioodiga). Samal ajal on süsteemiteenuste pakkumine vähendanud elektriostukulude gruppi.



Muud ärikulud (ilma elektrienergia ostu, bilansienergia kulude ning kulumi kasvuta) tõusid kvartalite võrdluses 0,8 mln euro võrra. Suurimat mõju muude ärikuludele avaldasid hooldus- ja remondikulud ning maakulud tuuleparkides (+0,6 mln eurot). Nendest suurima võrdlusbaasis kasvuga on Akmene ja Šilale 2 tuuleparkide hoolduskulud (+0,4 mln eurot).

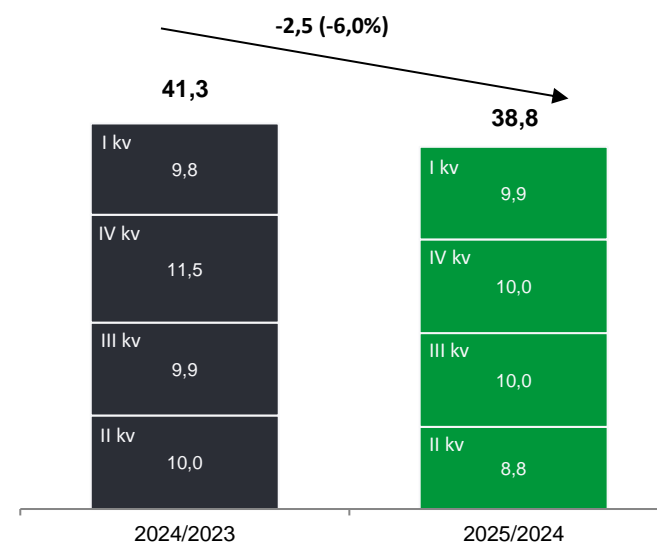
EBITDA

Kokkuvõtvalt langes tuule segmendi EBITDA 28,7 mln euroni (võrdlusbaasis 32,1 mln eurot). EBITDA langus tuleneb peamiselt suurenenud bilansienergia ostukulust, PPA-portfelli tasakaalustamiseks tehtud elektrienergia ostu kuludest ja realiseerunud kõrgemast elektri ostuhinnast (+17,4 €/MWh kohta).

Opereerimiskulud MW kohta

Segmendi kuuluvate opereerivate tuuleparkide üksuste (Enefit Wind OÜ, Enefit Wind UAB ja Puritse tuulepark) kulude põhjal on tuuleparkide opereerimiskulud (ärikulud ilma kulumi, bilansienergia ostuta ja PPA teenindamise ostukuludeta) installeeritud megavati kohta I kvartalis 2025 suurenenud 1,5% võrdlusperioodiga, mis on tingitud suurematest hooldus- ja remondikuludest ning maakuludest.

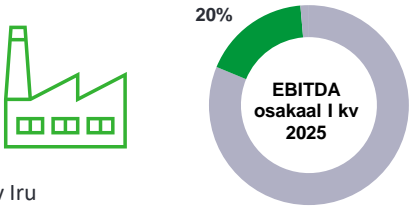
Opereerimiskulud MW kohta Enefit Wind OÜ, Enefit Wind UAB ning Puritse tuulepark, tuh €/MW viimased 4 kvartalit*



* (Ärikulud - bilansienergia ost - kulum) / opereeriv võimsus. Arvutuses on arvesse võetud ainult opereerivad tuulevarad: Enefit Wind OÜ, Enefit Wind UAB, alates III kvartalist 2023 Enefit Wind Puritse AS-s olev Puritse tuulepark.

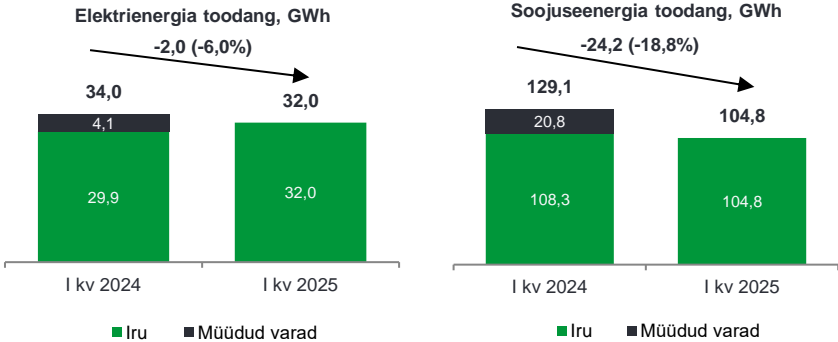
Koostootmine

Koostootmise segment koosnes kuni 2023. aasta lõpuni Iru, Paide, Valka ja Brocēni koostootmisjaamadest ning pelletitehasest. Pärast biomassivarade müüki 2023. aasta lõpus ja 2024. aasta alguses moodustab koostootmise segmenti segaolmejäätmeid kütusena kasutatav Iru koostootmisjaam.

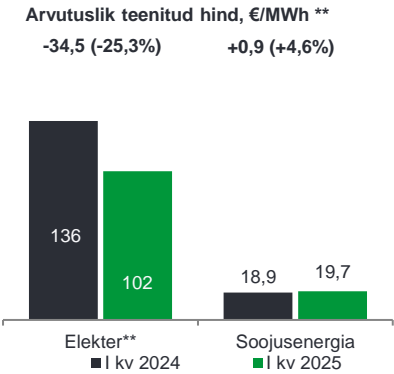
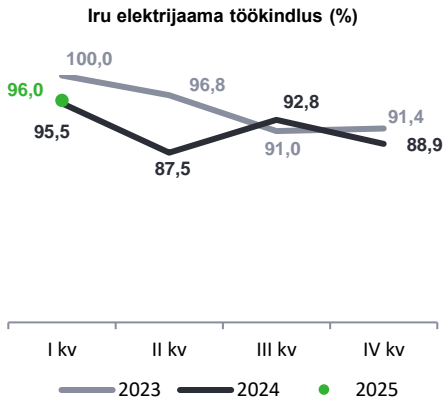


Elektritoodangud ja -hinnad

2025. aasta I kvartalis oli segmenti elektritoodang 32 GWh, mis on peamiselt biomassivarade müügi tõttu aastate võrdluses vähenenud 6% võrra (2024 I kvartal: 34 GWh). Iru koostootmisjaama elektritoodang kasvas 2025. aasta I kvartalis 2 GWh (+6%) võrra. Iru jaama töökindlus oli 96,0% (95,5%).



2024. aasta I kvartalis sai Iru koostootmisjaam lisaks elektri turuhinnale taastuvenergia tasu 53,7 €/MWh kohta taastuvatest allikatest toodetud elektri eest ning mitte-taastuvast kütusest tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektri eest 32 €/MWh kohta. Alates 2025. aasta algusest lõpetati ennetähtaegselt toetuste maksmine Iru koostootmisjaamale, seoses elektrituruseaduse § 59 lõike 1 punkti 2 alapunkti 8 jõustumisega. Pärast seaduse jõustumist tegi õiguskantsler Riigikogule ettepaneku viia kehtestatud seadus kooskõlla põhiseadusega. Õiguskantsleri hinnangul rikkus uus seadus Iru koostootmisjaama õiguspärasust, kuna toetus oli määratud enne selle sätte jõustumist ning riik oli toetuse määramisel kinnitanud, et selle kehtivus kestab kogu 12-aastase toetusperioodi vältel. Eesti Vabariigi Valitsus algatas 16.



* Seoses teiste koostootmisjaamade müügiga on kõik andmed näidatud ainult Iru elektrijaama kohta
 **(Elektrimüügi tulud + taastuvenergia tasu ja tõhusa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost Nord Pooli päev-ette ja päevasisel turul – bilansienergia ost- määratud tarne ost) / toodang

detsembril elektrituruseaduse muutmise seaduse eelnõu. Muutmise seaduse eelnõu alusel põhiseadusega vastuolu korrigeeritakse ning taastatakse Iru koostootmisjaamale toetuste väljamaksed kuni varasemalt kinnitatud toetusperioodi lõpuni.

Segmenti arvutuslik teenitud elektrihind on vähenenud Nord Pooli Eesti hinnapiirkonna turuhinna tõttu 25% ja oli 2025.aasta I kvartalis 102 €/MWh.

Soojusenergia toodangud ja hinnad

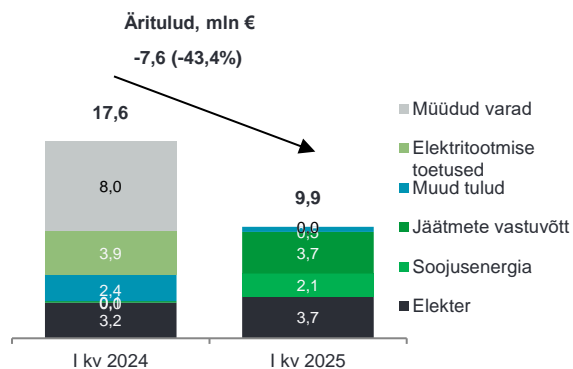
Soojusenergia toodang vähenes 19% 105 GWh-ni. Müüdnud varade arvult vähenes soojusenergia toodang 21 GWh võrra. Iru soojusenergia toodang langes 3 GWh (-3%) võrreldes võrdlusperioodiga (108 GWh) 105 GWh tasemele.

Iru koostootmisjaamas segaolmejäätmetest toodetud soojuste piirhind tõusis võrreldes 2024.a võrdlusperioodil kehtinud soojusenergia piirhinnaga, mil see oli 7,98 €/MWh ja on püsinud muutumatu alates 2021. aasta märtsist. Vaatamata aset leidnud olulisele tõusule on Iru segaolmejäätmetest toodetud soojusenergia piirhind muudest allikatest toodetud ning Tallinna keskküttevõrku antud soojusenergia piirhindadest umbes kaks korda madalam. Iru müüdnud soojuseenergia keskmine hind on 2025.aasta I kvartalis 19,7 €/MWh (võrdlusbaasil 8,1 €/MWh). Kogu segmenti aastakeskmine müüdnud soojusenergia hind kasvas aastaga 5%, olles 2025. aasta I kvartalis 19,7 €/MWh (2024 I kvartal: 18,9 €/MWh).

Äritulud

Segmendi äritulud vähenesid aastate võrdluses 7,6 miljoni euro võrra (-43%) tasemeni 9,9 miljonit eurot. 8,0 miljonit eurot äritulude langusest on seotud müüdüd varadega.

Iru koostootmisjaama äritulud olid 2025. aasta I kvartalis 9,9 miljonit eurot ehk 4% võrra kõrgemad kui aasta varem (2024 I kvartal: 9,6 mln eurot). Äritulusid mõjutasid peamiselt kõrgem soojuseenergia piirhind ning taastuvenergia toetuste lõppemine 2025.aasta jaanuarist.

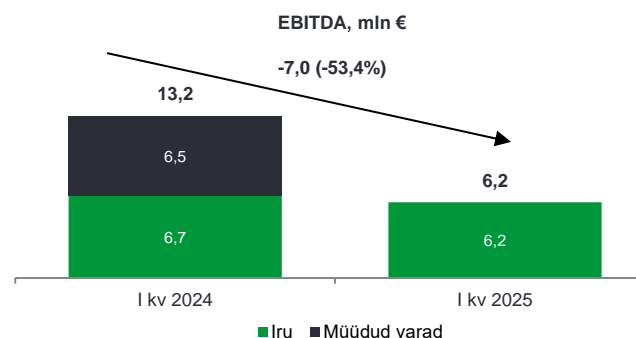


Ärikulud

Segmendi ärikulud (v.a. kulum) langesid 3,8 miljoni euro tasemele (2024 I kvartal: 4,4 mln eurot). 2024. aasta I kvartalil moodustasid segmendi ärikuludest 1,5 miljonit eurot müüdüd varade kulud. Segmendi muutuvkulud langesid 0,3 mln eurot (-11%, millest müüdüd varade muutuvkulud langesid 1,0 mln eurot. Segmendi püsikulud langesid 0,3 mln eurot (-18%), millest müüdüd varade püsikulude langus moodustas 0,5 mln eurot.

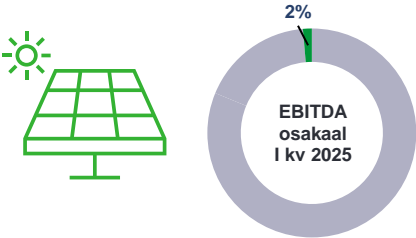
EBITDA

Segmendi EBITDA langes 7,0 miljoni euro ehk 53% võrra võrreldes eelmise aasta sama perioodiga, olles 2025. aasta I kvartalis 6,2 miljonit eurot. Segmendi EBITDA langusest moodustas müüdüd varade EBITDA langus 6,5 miljonit eurot ning ülejäänud Iru koostootmisjaama EBITDA langus 0,6 miljoni euro võrra 6,2 miljonile eurole.



Päikeseenergia

Päikeseenergia segment sisaldab lisaks opereerivatele päikeseelektrijaamadele ka investeerimisotsusega kinnitatud päikeseparkide arendusi ja päikese-teenust.



Elektritoodangud ja -hinnad

I kvartalis 2025 oli päikeseenergia toodang 20,0 GWh, mis on 11,6 GWh (136%) kõrgem kui võrdlusperioodil tingituna kolme uue päikesepargi toodangute lisandumisest võrreldes võrdlusbaasiga. 2024. aasta IV kvartalis andis esimese toodangu Sopi päikeseпарк Eestis ning I kvartalis 2025 hakkasid tootma 2 uut Läti päikeseparki. Uute varade toodang oli I kvartalis 2025 15,7 MWh. Päikeseparkide töökindlus oli tavapärasest pisut madalam (98,9%, mullu 99,9%).

Eesti päikesepargid on osaliselt avatud elektri turuhinna muutustele, Estonia päikeseпарк müüb elektrit fikseeritud hinnaga 69 €/MWh. Enamikul Poola päikeseparkidel on iga-aastaselt inflatsiooniga indekseeritav fikseeritud hind, mis 2025. aastal on 135-144 €/MWh (2024.aastal 125-134 €/MWh), uuel Zambrowi päikesepargil on selleks hinnaks aga 65 €/MWh.

PPA lepingute alusel müüdi päikese segmentis 2025. aasta I kvartalis 8,6 GWh elektrit keskmise hinnaga 75,0 €/MWh (2024. aastal 77,8 €/MWh), mis on 3,8 GWh rohkem kui 2024. aasta I kvartalis.

Segmenti arvutuslik teenitud elektrihind oli 39,2 €/MWh, mis oli 50% madalam võrreldes mullusega. Eesti arvutuslik teenitud elektrihind langes 11,3 €/MWh-ni (2024.aasta I kvartalis 80,0 €/MWh), kuna lisandusid uue Sopi päikesepargi PPA lepingu teenindamiseks tehtavad elektriostu kulud. Poola arvutuslik elektrihind on tõusnud 88,4 €/MWh-ni (2024.aasta I kvartalis 75,7 €/MWh) tänu iga-aastasele fikseeritud hinna tõusule.

Äritulud

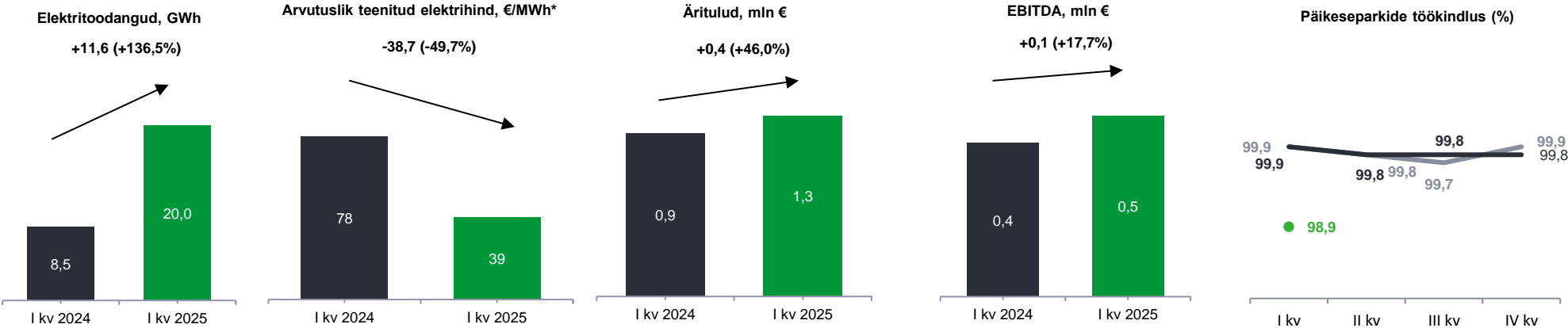
Päikese segmenti äritulud kasvasid 0,4 mln euro võrra. Elektritulud kasvasid Poolas 0,2 mln euro võrra tänu suuremale toodetud kogusele ning kõrgemale arvutuslikule hinnale. Lätis kasvasid elektritulud samuti 0,2 mln euro võrra, kuna 2 uut parki hakkasid tootma. Eesti elektritulud jäi samale tasemele võrreldes mullusega.

Ärikulud

Segmenti ärikulud ilma kulumita on kasvanud 0,3 mln euro võrra. Enamus kasv tuleb opereerivate parkide muutuvkuludest, mida suurendasid Sopi päikesepargi PPA lepingu teenindamiseks tehtavad elektriostukulud. Segmenti püsikulud on samal tasemel mullusega.

EBITDA

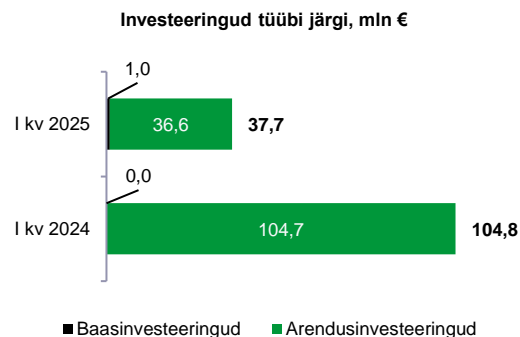
Päikese segmenti EBITDA oli 2025. aasta I kvartalis 0,5 mln eurot, mis on 0,1 mln euro võrra kõrgem võrdlusperioodist. EBITDA-d on positiivselt mõjutanud 137% kõrgem toodang (+11,6 MWh), kuid langenud on arvutuslik teenitud hind (-38,7 €/MWh).



* (Elektrimüügi tulud + taastuenergia tasu ja töhüsa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost Nord Pooli päev-ette ja päevasisel turul – bilansienergia ost- määratud tarne ost) / toodang

Investeeringud

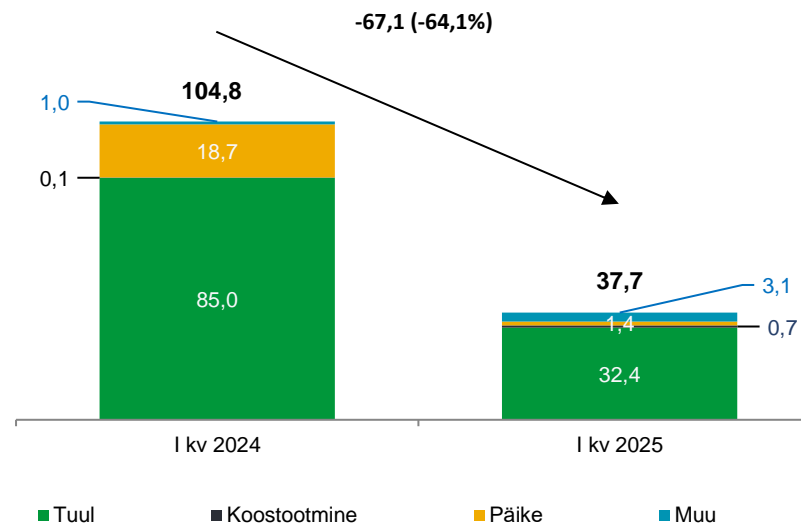
Grupi investeeringud olid 2025. aasta I kvartalis 37,7 mln eurot, mida on 67,1 mln eurot vähem kui võrdlusperioodil. Langus tulenes arendusinvesteeringutest, mis ulatusid 36,6 mln euroni. Sellest 24,6 mln eurot oli seotud kolme tuulepargi rajamisega: 6,8 mln eurot investeeriti Sopi-Tootsi tuuleparki ning 17,8 mln eurot Kelme I ja II tuuleparkidesse (vastavalt 3,1 ning 14,7 mln eurot). Päikeseпаркide arendustest investeeriti enim Dzervese päikeseparki Lätis 0,4 mln eurot. Baasinvesteeringud olid 2025. aasta I kvartalis peamiselt seotud Iru koostootmisjaamaga (0,7 mln eurot) ning Eesti tuuleparkidega (0,3 mln eurot).



Seisuga 31. märts 2025 oli tuuleenergia segmendi põhivarade (s.h. firmaväärtuse) saldo 1 188,3 mln eurot (sh ehituses olevate varade osakaal 61%), koostootmise segmendi saldo 176,3 mln eurot (sh ehituses 1%), päikeseenergia segmendi põhivarade saldo 107,3 mln eurot (sh ehituses 42%) ja segmendi „Muu“ põhivara saldo 63,5 mln eurot (sh ehituses 88%).

Hetkel ehituses olevate varade lõpuni välja ehitamise hinnanguline maksumus on 100 mln eurot, millest enamuse moodustavad planeeritud investeeringud Kelme II tuuleparki ning Strzalkowo päikeseparki.

Investeeringud segmentide lõikes, mln €



Finantseerimine

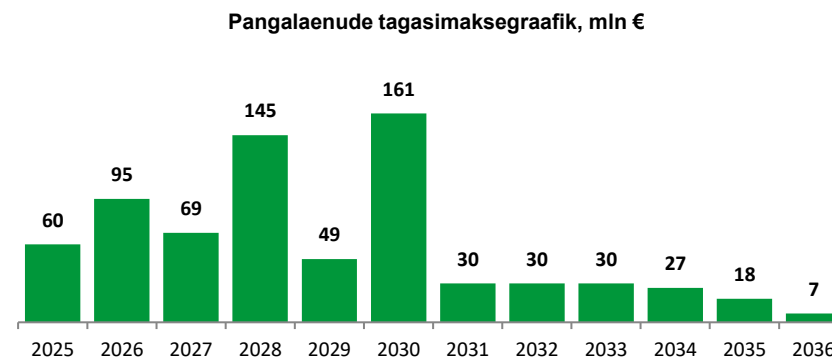
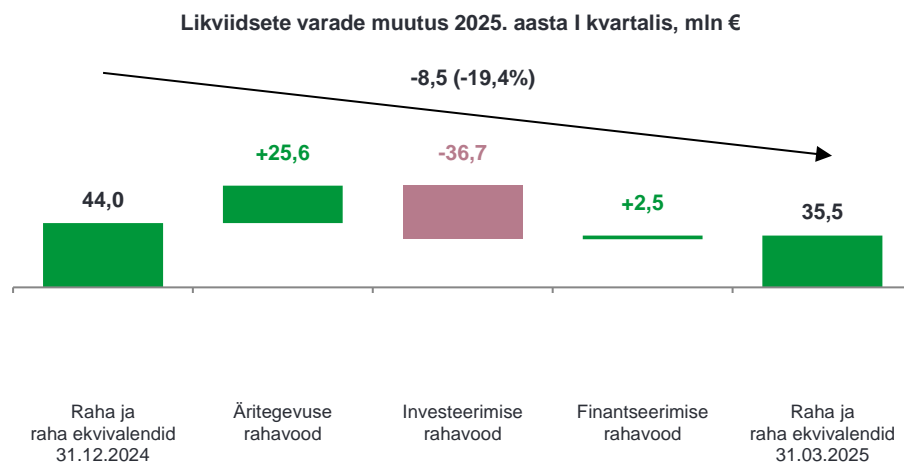
Grupi peamised võõrkapitali allikad on investeerimis- ja likviidsuslaenu regiooni kommertsbankadelt, Põhjamaade Investeerimispangalt (NIB), Euroopa Investeerimispangalt (EIB) ning Euroopa Rekonstruktsiooni- ja Arengupangalt (EBRD).

31. märtsi 2025 seisuga oli grupi intressikandvate kohustuste maht korrigeeritud soetusmaksumuses 734,0 mln eurot (31. detsember 2024: 734,5 mln eurot). Sellest moodustasid enamuse pangalaenu summas 724,4 mln eurot, sealhulgas Poola zlottides võetud laen 5,7 mln euro väärtuses.

I kvartali jooksul võttis Enefit Green kasutusse 20 miljonit eurot pangalaene. Uusi laenulepinguid kvartali jooksul ei sõlmitud.

Investeerimislaenudele kogujäägiga 137,2 miljonit eurot on sõlmitud intressimäära vahetuslepingud, fikseerides nende intressimäärad vahemikus 1,049% kuni 1,125% (pluss marginaal) kuni vastavate laenu lõpptähtajani. Keskmine välja võetud pangalaenu intressimäär 31. märtsi 2025 seisuga oli 3,72% (31. detsember 2024: 3,90%).

31. märtsi 2025 seisuga oli sõlmitud kuid kasutusele võtmata laenu jääk 195 miljonit eurot, sellest 165 miljonit eurot moodustavad investeerimislaenu ja 30 miljonit likviidsuslaenu.



Laenulepingute eritingimused

Grupi laenulepingud sisaldavad mõningaid eritingimusi, mis seavad grupi konsolideeritud majandusnäitajatele teatud piirmäärad. Seisuga 31. märts 2025 täitis grupp kõiki laenulepingutes sätestatud nõudeid.

Finantseerimise suhtarvud

Laenukohustuste maksimaalse taseme määramisel arvestab juhtkond finantsvõimenduse suhtarve ning netovõla/EBITDA kordajat.

<i>mln €</i>	31.03.2025	31.12.2024
Võlakohustused	734,0	734,4
Miinus: raha	-35,5	-44,0
Netovõlg	698,5	690,4
Omakapital	782,8	760,3
Investeeritud kapital	1 481,4	1 450,7
EBITDA (viimased 12 kuud)	103,4	105,9
Ärikasum (viimased 12 kuud)	63,6	65,3
Puhaskasum (viimased 12 kuud)	58,5	55,8
Finantsvõimendus (1)	47%	48%
Netovõlg/EBITDA	6,8	6,5
Intressikatte kordaja (2)	3,8	4,5

(1) Finantsvõimendus = netovõlg / (netovõlg + omakapital)

(2) Intressikatte kordaja= viimase 12 kuu EBITDA/ intressikulu

Riskijuhtimine

Enefit Greeni kaks peamist aktiivselt juhitavat turu- ja finantsriski on elektrienergia müügi hinnarisk ja intressimäära risk.

Elektrienergia müügi hinnarisk

Elektrihinna riski maandatakse kombinatsiooniga

- erinevate riiklike taastuvenergia toetustest (FiP, CfD jm toetuskeemid), mida saavad grupi erinevad olemasolevad tootmisvarad ning
- elektrimüügilepingutest (ingl. k. Power Purchase Agreement, PPA).

Pikaajalised elektrimüügilepingud

Varasema praktika kohaselt on Enefit Green arendusprojekti lõpliku investeerimisotsuse tegemise hetkeks reeglina fikseerinud elektrienergia müügihinna 60%-le vastava arendusprojekti esimese viie aasta prognoositavast toodangust. Samuti on Enefit Green kasutanud PPAsid opereeriva elektritootmisportfelli hinnariski maandamiseks.

2024. aasta kolmandas kvartalis oleme uuendanud oma investeerimiskriteeriume loobudes ülaltoodud fikseeritud hinnaga toodangu osakaalu eesmärgist ning sihime edaspidi pigem minimaalset garanteeritud tulu taset, mis on vajalik püsikulude ja laenude teenindamise katteks.

2025. aasta esimeses kvartalis uusi pikaajalisi PPA lepinguid ei sõlmitud. Seisuga 31. märts 2025 on Enefit Green sõlminud PPA lepinguid (k.a. finantsswapid) perioodile aprill 2025 kuni detsember 2033 7 861 GWh ulatuses keskmise hinnaga 71,9 EUR/MWh.

Enamiku sõlmitud PPA lepingute vastaspooleks on Eesti Energia AS (7 056 GWh ulatuses). Enefit Greeni eeldatavast elektritoodangust aastatel 2025-2028 on PPA lepingutega kaetud 50,8% keskmise hinnaga 67,8 €/MWh.

Aastateks 2029 kuni 2033 on Enefit Green sõlmitud PPA lepinguid kokku 2 458 GWh ulatuses keskmise hinnaga 79 EUR/MWh.

Riiklikud toetusmeetmed

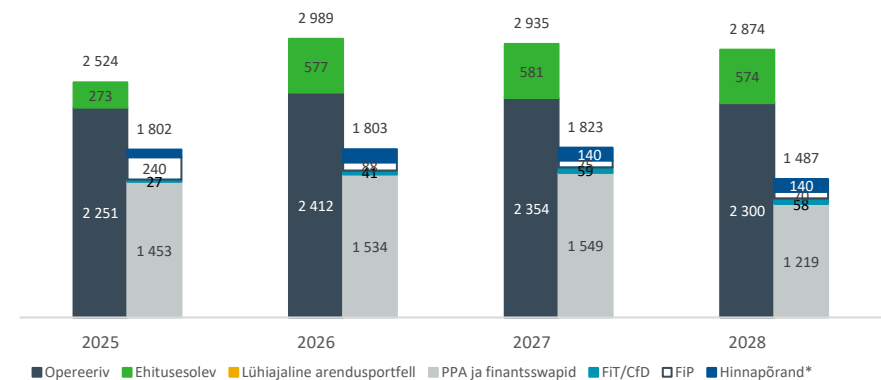
Osa Enefit Greeni Eesti elektritoodangust saab jätkuvalt taastuvenergia toetust, mida makstakse lisaks elektrienergia müügihinnale (ingl. k. Feed-in-Premium, FiP). Enefit Greeni eeldatavast elektritoodangust aastatel 2025 – 2028 on FiP toetusmeetmetega kaetud 4% keskmise FiP määraga 51,8 EUR/MWh.

Fikseeritud hinnaga toetusmeetmete osakaal on võrreldes eelmise aastaga veidi kasvanud tulevalt uuest sõlmitud Poola hinnavahelepingust. Enefit Greeni eeldatavast elektritoodangust

aastatel 2025 – 2028 on vaid 2% kaetud fikseeritud hinnaga toetusmeetmetega (Poola hinnavahelepingud, Contract for Difference, CfD) keskmise hinnaga 103,1 EUR/MWh.

	2025	2026	2027	2028	Periood 2025- 2028 kokku
FiT/CfD meede**	1%	1%	2%	2%	2%
Kogus (GWh)	27	41	59	58	185
Hind***, EUR/MWh	120,1	105,2	97,9	99,1	103,1
FiP toetus**	10%	3%	3%	2%	4%
Kogus (GWh)	240	88	75	70	474
Hind***, EUR/MWh (lisandub elektri turuhinnale)	50,0	53,7	53,7	53,7	51,8
PPA ja finantsswapid**	58%	51%	53%	42%	50,8%
Kogus (GWh)	1 453	1 534	1 549	1 219	5 755
Hind***, EUR/MWh	62,6	64,8	69,0	76,4	67,8

Prognoositavad tootmismahud opereerivatelt ja ehitatavatelt tootmisvaradelt ning nende kaetus PPA-de ja erinevate taastuvenergia toetusmeetmetega, GWh



* Hinnapõrand – vähempakkumise käigus saadud riigi toetus hinnapõranda näol tasemega 34,9 EUR/MWh (maksimaalselt 20 EUR/MWh) ning pikkusega 12 aastat

** Vastava meetmega kaetud eeldatava toodangu osakaal. Eeldatav toodang sisaldab opereerivate ning ehituses olevate varade prognoositud toodangut

*** Vastava meetmega kaetud toodangu kaalutud keskmine müügihind või toetus.

Lühendatud konsolideeritud auditeerimata raamatupidamise vahearuanne I kvartal 2025

Lühendatud konsolideeritud kasumiaruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2025	I kv 2024
Müügitulu	9	62 447	56 192
Taastuenergia toetus ja muud äritulud	10	4 449	12 729
Kaubad, toore, materjal ja teenused	11	-28 226	-20 674
Tööjõukulud		-2 333	-2 225
Põhivara kulum, amortisatsioon ja allahindlus		-10 021	-9 342
Muud tegevuskulud		-5 331	-3 595
ÄRIKASUM		20 985	33 085
Finantstulud		536	570
Finantskulud		-530	-306
Neto finantstulud		6	264
Kasum/ -kahjum kapitaliosaluse meetodil investeringutelt sidusettevõtjatesse		22	-10
KASUM ENNE TULUMAKSUSTAMIST		21 013	33 339
Tulumaksutulu		657	107
ARUANDEPERIOODI KASUM		21 670	33 446
Tava ja lahustunud puhaskasum aktsia kohta			
Kaalutud keskmine aktsiate arv, tuh	6	264 276	264 276
Tava puhaskasum aktsia kohta, EUR	6	0,082	0,13
Lahustunud puhaskasum aktsia kohta, EUR	6	0,082	0,13

Lühendatud konsolideeritud koondkasumiaruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2025	I kv 2024
ARUANDEPERIOODI KASUM		21 670	33 446
Muu koondkasum			
Kirjed, mida võib edaspidi ümber klassifitseerida kasumiaruandesse:			
Rahavoo riskimaandamisinstrumentide ümberhindlus (s.h. ümberklassifitseerimised kasumiaruandesse)	5, 7	675	1 115
Välismaiste tütarettevõtjate ümberarvestusel tekkinud valuutakursivahed	7	210	54
Aruandeperioodi muu koondkasum		885	1 169
ARUANDEPERIOODI KOONDKASUM KOKKU		22 555	34 615

Lühendatud konsolideeritud finantsseisundi aruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	31.03.2025	31.12.2024
VARAD			
Põhivara			
Materiaalne põhivara	4	1 422 653	1 394 343
Immateriaalne põhivara		59 696	59 727
Varade kasutusõigus		8 522	8 525
Ettemaksud põhivara eest	4	37 493	37 536
Edasilükkunud tulumaksuvara		1 774	1 211
Investeeritud sidusettevõtjatesse		570	548
Tuletisinstrumentid	5, 7	3 372	3 400
Pikaajalised nõuded		1 330	1 330
Kokku põhivara		1 535 409	1 506 620
Käibevara			
Varud		1 827	2 011
Nõuded ostjate vastu		6 934	10 151
Muud nõuded		10 999	13 291
Ettemaksud		8 862	7 814
Tuletisinstrumentid	5,7	2 216	3 274
Raha ja raha ekvivalendid		35 481	44 023
Kokku käibevara		66 319	80 564
Kokku varad		1 601 728	1 587 184

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	31.03.2025	31.12.2024
OMAKAPITAL			
Emaettevõtja aktsionäridele kuuluv kapital ja reservid			
Aktiivkapital		264 276	264 276
Ülekurs	6	60 351	60 351
Kohustuslik reservkapital		8 291	8 291
Muud reservid	5, 7	164 349	163 674
Realiseerimata kursivahed	7	392	182
Jaotamata kasum		285 172	263 502
Kokku omakapital		782 831	760 276
KOHUSTUSED			
Pikaajalised kohustused			
Võlakohustused	8	670 872	669 313
Sihtfinantseerimine		2 761	2 809
Lepingulised kohustused	5	6 345	6 345
Edasilükkunud tulumaksukohustused		12 412	12 484
Muud pikaajalised võlad		9 042	8 059
Eraldised		193	194
Kokku pikaajalised kohustused		701 626	699 204
Lühiajalised kohustused			
Võlakohustused	8	63 137	65 160
Võlad hankijatele		38 021	36 926
Muud lühiajalised võlad		11 653	19 450
Eraldised		2	8
Lepingulised kohustused	5	4 459	6 161
Kokku lühiajalised kohustused		117 272	127 704
Kokku kohustused		818 897	826 908
Kokku omakapital ja kohustused		1 601 728	1 587 184

Lühendatud konsolideeritud rahavoogude aruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2025	I kv 2024
Rahavood äritegevusest			
Äritegevusest saadud raha	12	35 518	35 164
Makstud intressid ja laenukulud		-9 975	-8 497
Laekunud intressid		208	458
Kokku rahavood äritegevusest		25 751	27 125
Rahavood investeerimistegevusest			
Tasutud materiaalse ja immateriaalse põhivara soetamisel		-36 721	-97 283
Laekunud kapitalirendi nõuded		6	0
Laekunud äri müügist (miinus loovutatud raha ja raha ekvivalendid)		0	16 879
Neto rahavood investeerimistegevusest		-36 715	-80 403
Rahavood finantseerimistegevusest			
Saadud pangalaenu	8	20 000	30 000
Tagasi makstud pangalaenu	8	-18 668	-9 012
Tagasi makstud liisingkohustuste põhiosamaksed	8	-60	-58
Laekumised intressimäära vahetuslepingute realiseerimisest		1 149	1 661
Neto rahavood finantseerimistegevusest		2 421	22 590
Neto rahavoog		-8 542	-30 688
Raha ja raha ekvivalendid aruandeperioodi algul		44 023	65 677
Raha ja raha ekvivalendid aruandeperioodi lõpul		35 481	34 989
Kokku raha ja raha ekvivalentide muutus		-8 542	-30 688

Lühendatud konsolideeritud omakapitali muutuste aruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Aksiakapital	Ülekurs	Kohustuslik reservkapital	Muud reservid	Realiseerimata kursivahed	Jaotamata kasum	Kokku omakapital
Omakapital seisuga 31.12.2023	264 276	60 351	5 556	163 451	-162	223 718	717 190
Aruandeperioodi kasum	0	0	0	0	0	33 446	33 446
Aruandeperioodi muu koondkasum	0	0	0	1 115	54	0	1 169
Aruandeperioodi koondkasum kokku	0	0	0	1 115	54	33 446	34 615
Omakapital seisuga 31.03.2024	264 276	60 351	5 556	164 566	-108	257 164	751 804
Omakapital seisuga 31.12.2024	264 276	60 351	8 291	163 674	182	263 502	760 276
Aruandeperioodi kasum	0	0	0	0	0	21 670	21 670
Aruandeperioodi muu koondkasum	0	0	0	675	210	0	885
Aruandeperioodi koondkasum kokku	0	0	0	675	210	21 670	22 555
Omakapital seisuga 31.03.2025	264 276	60 351	8 291	164 349	392	285 172	782 831

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

1. Oluliste arvestuspõhimõtete kokkuvõte

Käesolev lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne on koostatud kooskõlas rahvusvahelise raamatupidamisstandardiga IAS 34 „Vahefinantsaruandlus“ ja see ei sisalda kõiki lisasid, mida tavapäraselt sisaldab raamatupidamise aastaaruanne, mistõttu tuleks seda lugeda koos grupi 31. detsembril 2024 lõppenud majandusaasta raamatupidamise aastaaruandega, mis on koostatud kooskõlas rahvusvaheliste finantsaruandluse standarditega (IFRS), nagu Euroopa Liit on need vastu võtnud.

Raamatupidamise vahearuanne koostamisel on kasutatud samu arvestuspõhimõtteid nagu kasutati 31. detsembril 2024 lõppenud majandusaasta raamatupidamise aastaaruande koostamisel.

Raamatupidamise vahearuanne koostamisel peab juhtkond tegema otsuseid ning kasutama hinnanguid ja eeldusi, mis mõjutavad arvestuspõhimõtete rakendamist ja aruandes kajastatud varade ja kohustuste ning tulude ja kulude summasid. Tegelikud tulemused võivad hinnangutest erinevaks kujuneda. Arvestuspõhimõtete rakendamisel tehtud olulised juhtkonna otsused ja peamised hinnangute ebakindluse allikad kattuvad olulisel määral nendega, mida on kirjeldatud 31. detsembril 2024 lõppenud majandusaasta kohta koostatud konsolideeritud raamatupidamise aastaaruandes.

Käesolev vahearuanne ei ole auditeeritud ega muul moel kontrollitud audiitorite poolt.

2. Finantsriskide juhtimine

Grupi tegevusega kaasnevad mitmed finantsriskid: tururisk (mis hõlmab valuutariski, õiglase väärtuse ja rahavoogude intressimäära riski ning hinnariski), krediidirisk ja likviidsusrisk. Lühendatud raamatupidamise vahearuanne ei sisalda kogu informatsiooni grupi finantsriskide juhtimise kohta, mis tuleb avalikustada raamatupidamise aastaaruandes. Seetõttu tuleks käesolevat vahearuannet lugeda koos grupi 31. detsembril 2024 lõppenud majandusaasta kohta koostatud raamatupidamise aastaaruandega. Detailsem ülevaade finantsriskidest on välja toodud riskide juhtimise peatükis.

Rahavoogude ja õiglase väärtuse intressimäära risk

Grupp kasutab intressimäära riskide juhtimiseks intressimäära vahetustehinguid. Intressimäära risk on risk, et finantsinstrumentide õiglane väärtus või rahavood kõiguvad tulevikus turu intressimäära muutuste tõttu. Rahavoogude intressimäära risk tekib grupi ujuva intressimääraga võlakohustustest ning seisneb ohus, et finantskulud suurenevad, kui intressimäärad tõusevad. Intressiriski vähendatakse osaliselt fikseeritud intressimääraga võlakohustuste võtmise kaudu ja osaliselt ujuva intressimääraga laenude võtmise kaudu, mille

puhul intressimäärade vahetustehingute abil fikseeritakse laenude intressikulud. Intressimäära vahetustehingud on välja toodud lisas 5.

Kapitali juhtimine

Grupp käsitab kapitalina omakapitali ja võörkapitali (laenukohustusi). Kapitalistruktuuri säilitamiseks või muutmiseks võib grupp muuta dividendi määra, maksta tagasi sissemakstud kapitali, emiteerida uusi aktsiaid, müüa varasid eesmärgiga vähendada finantskohustusi ja kaasata võörkapitali (võtta laene). Juhtkond hindab laenu võtmisel grupi võimet teenindada laenude põhiosa- ja intressimakseid äritegevuse rahavoost ning alustab vajadusel aegselt läbirääkimisi olemasolevate laenude refinantseerimiseks enne laenulepingute tähtaegumist. Täpsemalt finantseerimise suhtarvude ja võlakohustuste kohta leiab infot Tegevusaruande Finantseerimise peatükist.

3. Segmendiaruandlus

Grupis on eristatud kolm peamist tegevusvaldkonda, mida esitatakse eraldi avalikustatavate segmentidena, ja väiksemad tegevusvaldkonnad, mis on esitatud koos kui „muud“. Juhatus kasutab grupi majandustulemuste hindamiseks ja juhtimisotsuste tegemiseks segmendiaruandlust, kus Enefit Green AS-i segmentid on määratletud vastavalt äriüksuste peamistele tegevusvaldkondadele. Kõik grupi opereeritavad tootmisüksused on jaotatud tegevussegmentidele vastavalt nende energiatootmise viisile. Muud sisemised struktuuriüksused on jaotatud segmenti „muu“.

1. Tuuleenergia- koosneb opereerivatest tuuleparkidest ja investeerimisotsusega arendusprojektidest;
2. Koostootmine- alates Paide ja Valka müügitehingu jõustumisest märtsis 2024 moodustub koostootmise segmenti Iru koostootmisjaam;
3. Päikeseenergia- sisaldab opereerivaid päikeseelektrijaamasid, investeerimisotsusega arendusprojekte ja päikese-teenust;
4. Muud, sh hüdroenergia, kombineeritud taastuenergialahendused, kesksed arendus- ja juhtimisüksused.

Segment „Muud“ sisaldab tegevusvaldkondi, mille osakaal üksikult nii grupi müügitulust kui ka EBITDA-st on ebaoluline. Ükski nendest tegevusvaldkondadest ei ületa kvantitatiivseid kriteeriume, mille puhul oleks nõutav nende kohta eraldiseisva informatsiooni avalikustamine.

Segmenti tulud hõlmavad tulusid ainult välistelt klientidelt, mis on saadud vastavate kaupade või teenuste müügist. Kuna segmentid põhinevad väljapoole müüvatel kaupadel ja teenustel, siis need tehingud ei sisalda grupiüksuste vahelisi segmentide tehinguid.

Juhatus hindab segmentide tulemusi peamiselt EBITDA alusel, aga jälgib lisaks ka ärikasumit. Finantstulusid ja -kulusid, tulumaksukulu ning kasumit või kahjumit kapitaliosaluse meetodil kajastatavatelt investeringutelt sidusettevõtetesse ei jaotata segmentide vahel.

Grupi põhivarad on jaotatud segmentidele vastavalt nende kasutuseesmärgile. Kohustusi ega käibevara segmentidele ei jaotata.

Majandustulemused segmentide kaupa

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024
MÜÜGITULU		
Tuuleenergia	51 241	44 761
Koostootmine	9 943	10 465
Päikeseenergia	1 167	834
Kokku avalikustatavad segmendid	62 351	56 060
Muud	96	131
Kokku	62 447	56 192
TAASTUVENERGIA TOETUS JA MUUD ÄRITULUD		
Tuuleenergia	4 302	5 531
Koostootmine	1	7 118
Päikeseenergia	158	73
Kokku avalikustatavad segmendid	4 460	12 723
Muud	-11	6
Kokku	4 449	12 728
EBITDA		
Tuuleenergia	28 735	32 069
Koostootmine	6 155	13 199
Päikeseenergia	484	411
Kokku avalikustatavad segmendid	35 374	45 679
Muud	-4 369	-3 252
Kokku	31 006	42 427
Põhivara kulum ja väärtuse langus	10 020	9 342
Netofinantskulud ja -tulud	6	263
Kasum/-kahjum kapitaliosaluse meetodil investeringutelt sidusettevõtetesse	22	-10
Kasum enne maksustamist	21 013	33 338
ÄRIKASUM		
Tuuleenergia	20 738	24 892
Koostootmine	4 737	11 753
Päikeseenergia	154	125

Kokku avalikustatavad segmendid	25 629	36 769
Muud	-4 644	-3 684
Kokku	20 985	33 085

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024
INVESTEERINGUD PÕHIVARASSE		
Tuuleenergia	32 414	84 993
Koostootmine	704	66
Päikeseenergia	1 447	18 726
Kokku avalikustatavad segmendid	34 565	103 784
Muud	3 092	976
Kokku	37 657	104 760

<i>tuhandetes eurodes</i>	31.03.2025	31.12.2024
PÕHIVARA		
Tuuleenergia	1 188 311	1 159 517
Koostootmine	176 345	176 920
Päikeseenergia	107 286	104 463
Kokku avalikustatavad segmendid	1 471 941	1 440 899
Muud	63 467	65 720
Kokku	1 535 409	1 506 620

4. Materiaalne põhivara

<i>tuhandetes eurodes</i>	Maa	Hooned	Rajatised	Masinad ja seadmed	Lõpetamata ehitus	Ettemaksed	Kokku
Materiaalne põhivara seisuga 31.12.2024							
Soetusmaksumus	64 401	25 365	58 404	837 224	758 266	37 536	1 781 196
Kogunenud kulum	0	-10 374	-27 032	-311 911	0	0	-349 317
Kokku materiaalne põhivara seisuga 31.12.2024	64 401	14 991	31 372	525 313	758 266	37 536	1 431 879
Aruandeperioodil toimunud liikumised							
Investeeritud põhivara soetusesse	0	0	0	153	38 474	110	38 737
Enammakstud liitumistasu tagastus	0	0	0	0	-1 090	0	-1 090
Valuuta ümberarvestuse kursivahed	0	57	29	312	67	3	468
Ümberklassifitseerimine	2	-4	-11	4 489	-4 315	-156	5
Arvestatud kulum ja allahindlus	0	-191	-440	-9 236	0	0	-9 867
Muud muutused	0	0	14	0	0	0	14
Kokku aruandeperioodil toimunud liikumised	2	-138	-408	-4 282	33 136	-43	28 267
Materiaalne põhivara seisuga 31.03.2025							
Soetusmaksumus	64 403	25 418	58 436	842 178	791 402	37 493	1 819 330
Kogunenud kulum	0	-10 565	-27 472	-321 147	0	0	-359 184
Jääkmaksumus seisuga 31.03.2025	64 403	14 853	30 964	521 031	791 402	37 493	1 460 146

Grupp on sõlminud ehitus- ja arenduslepinguid, mis ei ole bilansis kohustusena kajastatud ning mille üle peetakse arvestust bilansiväliselt. Grupil on 31.03.2025 seisuga ehituslepingutest tulenevaid kohustusi summas 85 646 tuhat eurot (31.12.2024: 92 493 tuhat eurot). Arenduslepingutest tulenevaid kohustusi on 31.03.2025 seisuga summas 74 582 tuhat eurot (31.12.2024 seisuga 83 587 tuhat eurot). Arendusprojektide maksete ajastus ja suurus sõltuvad lepingus sätestatud teatavate arenduseesmärkide saavutamise ja asjakohaste nõuete täitmisest.

5. Lepinguline kohustus, tuletisinstrumentid ja riskimaandamisarvestus

Tuletisinstrumente kajastatakse esmasel arvele võtmisel õiglasel väärtuses tuletisinstrumenti lepingu sõlmimise kuupäeval ja hinnatakse edaspidi ümber nende õiglasel väärtusele. Väärtuse muutusest tekkinud kasumi või kahjumi kajastamise meetod sõltub sellest, kas tuletisinstrument on määratletud riskimaandamisinstrumentina ja kui on, siis maandatava objekti olemusest.

Grupp kasutas 31.03.2025 seisuga rahavoo riskimaandamisinstrumente, mille eesmärgiks on maandada intressiriski, mis tekib ujuva intressimääraga laenudest. Lisaks kasutas grupp elektrihinna vahetustehinguid lühiajalise elektriportfelli juhtimiseks.

Tehingu sõlmimisel dokumenteerib grupp riskimaandamisinstrumentide ja maandatavate objektide vahelise suhte, riskimaandamise eesmärgid ja erinevate riskimaandamistingute sooritamisestrateegia. Samuti dokumenteerib grupp, kas riskimaandamistingutes kasutatavate tuletisinstrumentide ja maandatavate objektide rahavoogude muutuste vahel on majanduslik seos. Riskimaandamise alustamisel dokumenteerib grupp riskimaandamise ebaefektiivsuse allikad. Riskimaandamise ebaefektiivsus arvutatakse igal aruandeperioodil ja kajastatakse kasumiaruandes.

Riskimaandamise tuletisinstrumentide kogu õiglast väärtust liigitatakse kas pikaajalise vara või kohustusena, kui riskimaandamisvahendi järelejäänud realiseerumisperiood on pikem kui 12 kuud, ja lühiajalise vara või kohustusena, kui riskimaandamisvahendi järelejäänud realiseerumise periood on lühem kui 12 kuud.

Rahavoo riskimaandamisena määratletud ja selleks kvalifitseerivate tuletisinstrumentide õiglasel väärtuse muutuse efektiivset osa kajastatakse muus koondkasumiaruandes. Ebaefektiivse osaga seotud kasumit või kahjumit kajastatakse koheselt kasumiaruandes saldeerituna muudes ärituludes või muudes tegevuskuludes. Emaettevõttega sõlmitud tuletisinstrumentide esmasel kajastamisel tekkinud õiglast väärtust kajastatakse otse omakapitali kaudu, kui selle tehingu majanduslik sisu on majanduslikku kasu sisaldavate ressursside jaotamine emaettevõttele.

Omakapitalis kajastatud summad klassifitseeritakse ümber kasumiaruandesse nendel perioodidel, mil maandatav objekt mõjutab kasumit või kahjumit (näiteks, kui leiab aset maandatud prognoositav müük).

Kui riskimaandamisinstrument aegub või müüakse või kui maandamine ei vasta enam riskimaandamise arvestuskriteeriumidele, jääb omakapitalis sisalduv kumulatiivne kasum või kahjum omakapitali ja kajastatakse kasumiaruandes eeldatava tulevikusündmuse lõplikul kajastamisel. Kui prognoositava tehingu toimumist enam ei eeldata, kajastatakse omakapitalis sisalduv riskimaandamisinstrumenti kasum või kahjum kasumiaruandes kohe saldeerituna muudes ärituludes või muudes tegevuskuludes.

Finantsinstrumentide õiglasel väärtuse määramise erinevad tasemed on määratletud järgmiselt:

- Tase 1: identsete varade või kohustuste (korrigeerimata) noteeritud hinnad aktiivsetel turgudel;
- Tase 2: muud sisendid kui 1. tasemele liigitatavad noteeritud hinnad, mis on vara või kohustuste puhul kas otseselt või kaudselt jälgitavad;
- Tase 3: vara või kohustuste puhul mittejälgitavad sisendid.

Aktiivset turul mittekaueldavate finantsinstrumentide õiglasel väärtus määratakse hindamistehnikate abil. Hindamistehnikates kasutatakse nii palju kui võimalik jälgitavaid turuandmeid, kui need on kättesaadavad, ja toetatakse nii vähe kui võimalik grupi enda hinnangutele. Instrument liigitatakse tasemele 3, kui üks või mitu olulist sisendit ei baseeru jälgitavatel turuandmetel.

Lepinguline kohustus

2021. aastal maandas grupp oma riskipositsiooni elektrihinna volatiilsuse suhtes baaskoormuse vahetustehingute tuletislepingutega. Antud tuletisinstrumentide puhul oli grupp ujuva hinna maksja ja vastaspool fikseeritud hinna maksja. Grupp kohaldas antud rahavoogudega seonduvate riskide maandamiseks riskimaandamisarvestust.

Grupp leppis vastaspoolega (Eesti Energia AS) kokku tuletislepingute lõpetamises ja nende asendamises fikseeritud hinnaga füüsilise tarne lepingutega (EFET-i lepingud, EFET – European Federation of Energy Traders), millel on samad mahud, hinnad ja tähtsajad.

Grupp jätkas riskimaandamisarvestuse rakendamist avatud tuletisinstrumentide positsioonide suhtes kuni 17. augustini 2021, kajastades tuletisinstrumentide õiglasel väärtuse muutust kuni EFET-i üldlepingu allkirjastamise kuupäevani. Tuletisinstrumentide kohustuse väärtus suurenes tehingupäeva -10 781 tuhandelt eurolt -23 207 tuhandele eurole seisuga 31. detsember 2021 seoses elektrihinna muutumisega ajavahemikus tehingupäevast kuni 17. augustini 2021. Vastav negatiivne õiglasel väärtuse muutus (-12 426 tuhat eurot) kajastub muus koondkasumis, kuna ajavahemikus tehingupäevast kuni 17. augustini 2021 ei olnud riskimaandamise instrumentideks liigitatud tulevikutehingute puhul tuvastatud olulisi ebaefektiivsuse allikaid. Tuletisinstrumente hinnati õiglasel väärtuses kuni EFET-i üldlepingu sõlmimise hetkeni (hindamine seisuga 17. augustil 2021). Lepingulise kohustuse bilansiline väärtus muutub EFET-i üldlepingus määratletud ajaperioodil 2023-2027, kui toimub elektrienergia tarnimine.

EFET-i üldleping vastab oma tarbe erandile ja seepärast ei käsitata seda finantsinstrumentina, mida peab IFRS 9 kohaselt mõõtma õiglasel väärtuses, vaid täitmisele kuuluva lepinguna IFRS 15 „Kliendilepingutest saadav müügitulu” alusel, kusjuures müügitulu kajastatakse fikseeritud ühiku väärtuse alusel alles siis, kui toimub elektrienergia tarnimine perioodil 2023–2027. Tuletislepingute asendamise hetkel EFET-i üldlepinguga ei kajastatud kasumit ega kahjumit. EFET-i üldlepingu sõlmimisel liigitati tuletisinstrumentide kohustuse bilansiline väärtus vastaval

kuupäeval (-23 207 tuhat eurot) ümber lepinguliseks kohustuseks, mis suurendab järk-järgult kajastatavat müügitulu kuni EFET-i üldlepingu täitmiseni. Antud müügitulu kasvu kompenseerib osaliselt lõpetatud riskindamaandamisarvestuse alusel elektrienergia riskimaandamisreservi kogunenud -12 426 tuhande euro ümberliigitamine kasumiaruandesse. Antud summa on tuletisinstrumentide 17. augusti 2021 seisuga õiglase väärtuse (-23 207 tuhat eurot) ja tuletisinstrumentide tehingupäeva õiglase väärtuse (-10 781 tuhat eurot) vahe, mis kajastati otse omakapitalis. Vt reservide detailsemat infot lisast 7. Seisuga 31. detsember 2024 liigitati

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2025	II kv 2025	III kv 2025	IV kv 2025	Kokku
Tuletisvaba lepinguline kohustus		-2 097	-1 016	-1 184	-1 770	-6 066
Elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reserv	7	1 130	764	721	875	3 491
Tuletisinstrumentide tulud	9	967	252	462	895	2 576

Intressimäära vahetustehingud (swap-tehingud)

Seisuga 31. märts 2025 oli grupil sõlmitud kolm intressimäära vahetustehingut kolme laenu intressimäära riski maandamiseks:

- Intressimäära vahetustehing nominaalsummas 62 609 tuhat eurot, mille puhul grupp saab 6 kuu EURIBOR-i ning maksab fikseeritud intressimäära 1,1%. Grupp kasutab intressimäära vahetustehingut selleks, et maandada intressiriski, mis tekib ujuva intressimääraga laenust, mis võeti välja 30. septembril 2022.
- Intressimäära vahetustehing nominaalsummas 43 750 tuhat eurot, mille puhul grupp saab 3-kuu EURIBOR-i ning maksab fikseeritud intressimäära 1,049%. Grupp kasutab intressimäära vahetustehingut selleks, et maandada intressiriski, mis tekib ujuva intressimääraga laenust, mis võeti välja 24. septembril 2022.
- Intressimäära vahetustehing nominaalsumma jäägiga 30 835 tuhat eurot, mille puhul grupp saab 6-kuu EURIBOR-i ning maksab fikseeritud intressimäära 1,125%. Grupp kasutab intressimäära vahetustehingut selleks, et maandada intressiriski, mis tekib ujuva intressimääraga laenust, mis võeti välja 30. juunil 2022.

eelnevalt mainitud kohustus summas 12 411 tuhat eurot lühiajaliseks summas 6 066 tuhat eurot ja pikaajaliseks summas 6 345 tuhat eurot.

EFET-i lepingute kohane elektrienergia tarneperiood algas 1. jaanuaril 2023, millest tulenevalt vähenes lepingulise kohustuse jääk 2025. aasta esimeses kvartalis 2 097 tuhat eurot ja oli seisuga 31. märts 2025 10 314 tuhat eurot (31. detsember 2024: 12 411 tuhat eurot). Vastavad muudatused tehti ka grupi rahavoogude riskimaandamisreservis ja kasumiaruandes. 2025. aasta jooksul tehakse järgmised kanded ülalmainitud reservidesse ning kasumiaruandesse:

Intressimäära vahetustehingud on määratletud rahavoo riskimaandamise instrumentideks. Riskimaandamisinstrumentide (intressimäära vahetustehingud) ja riskimaandamisobjektide (laenulepingud) vahel eksisteerib majanduslik suhe, sest seisuga 31. märts 2025 ühtisid kõikide intressimäära vahetustehingute põhilised tingimused laenulepingute tingimustega (nominaalsummad, valuutad, tähtajad, maksegraafikud). Riskimaandamise tulevikutehingud on sõlmitud 1:1 suhtes. Riskimaandamise efektiivsuse testimiseks kasutab grupp hüpoteetilise tuletisinstrumenti meetodit ja võrdleb intressimäära vahetustehingute õiglase väärtuse muutusi laenulepingute õiglase väärtuse muutustega.

Potentsiaalsed ebaefektiivsuse allikad võivad tuleneda järgmistest põhjustest:

Grupi või intressimäära vahetustehingu vastaspoole krediidiriski muutus. Krediidiriski mõju tõttu võib majanduslik suhe riskimaandamisobjekti ja riskimaandamisinstrumenti vahel tasakaalust välja minna ning võib tekkida olukord, kus riskimaandamisobjekti ja riskimaandamisinstrumenti väärtused ei liigu enam vastassuunas. Grupi juhtkonna hinnangul on äärmiselt ebatõenäoline, et krediidiriskist saaks tekkida oluline ebaefektiivsus.

Riskimaandamisinstrumentide mõju finantsseisundi aruandele seisuga 31. märts 2025 oli järgmine:

<i>tuhandetes eurodes</i>	Nominaal-summa	Bilansiline maksumus (vara)	Bilansiline maksumus (kohustus)	Finantsseisundi aruande kirje nimetus	Õiglase väärtuse muutus*	Kasumiaruandes kajastatud ebaefektiivsus	Riskimaandamisreservist kasumiaruandesse ümber liigitatud summad*
Swap-tehingud	137 193	5 324	0	Tuletisinstrumentid	144	0	600

*võrreldes 31.12.2024 seisuga, kajastatud muus koondkasumiaruandes

Riskimaandamisobjektide mõju finantsseisundi aruandele seisuga 31. märts 2025 oli järgmine:

<i>tuhandetes eurodes</i>	Õiglase väärtuse muutus, mida kasutati ebaefektiivsuse arutamisel	Riskimaandamisreservis kajastatud summad	Riskimaandamisreservis kajastatud summad, mille puhul riskimaandamisarvestust enam ei rakendata
Ujuva intressimääraga laenud	5 324	5 324	0

Õiglane väärtus on arvatud kasutades kolmanda osapoole mudelit, mida kinnitab tehingupartneri kinnitus.

Grupi sisemiste arvutuste alusel leitakse intressimäära vahetustehingute õiglane väärtus oodatavate tuleviku rahavoogude nüüdisväärtusena tuginedes turul vaadeldavatel EURIBOR-i intressikõveratel. Õiglase väärtuse hinnangu tegemisel võetakse arvesse grupi ning vastaspoole krediidiriski, mis arvutatakse krediidiriski vahetustehingute või võlakirjade hindadest tuletatud krediidiriski vahede põhjal. Intressimäära vahetustehingud on liigitatud õiglase väärtuse tasemele 2.

Elektrihinna vahetustehingud (swap-tehingud)

2025. aasta esimeses kvartalis kasutas grupp elektrihinna vahetustehinguid lühiajalise elektriportfelli juhtimiseks. Seisuga 31. märts 2025 ei olnud grupil sõlmitud ühtegi elektrihinna vahetustehingut, kuna eelnevalt sõlmitud lepingute referentsperiood lõppes 2025. aasta märtsis ning uusi vahetuslepinguid ei ole 2025. aasta esimeses kvartalis sõlmitud.

6. Aktsiakapital

Seisuga 31. märts 2025 oli Enefit Green ASil registreeritud 264 276 232 aktsiat (31. detsember 2024: 264 276 232 aktsiat). Aktsia nimiväärtus on 1 euro.

Tava puhaskasumi arvutamiseks aktsia kohta on emaettevõtja omanike osa kasumist jagatud bilansipäevade arvuga kaalutud keskmise emiteeritud aktsiate arvuga. Kuna potentsiaalselt emiteeritavaid lihtaktsiaid ei ole, on lahustunud puhaskasum aktsia kohta kõigil perioodidel võrdne tava puhaskasumiga aktsia kohta.

Tava ja lahustunud puhaskasum aktsia kohta kaalutud keskmise aktsiate arvuga

	Ühik	I kv 2025	I kv 2024
Emaettevõtja omanike osa kasumist	tuh euro	21 670	33 446
Kaalutud keskmine aktsiate arv	tuh	264 276	264 276
Tava puhaskasum aktsia kohta	euro	0,082	0,13
Lahustunud puhaskasum aktsia kohta	euro	0,082	0,13

7. Muud reservid

<i>tuhandetes eurodes</i>	31.03.2025	31.12.2024
Muud reservid perioodi algul	163 856	163 289
sh realiseerimata kursivahede reserv	182	-162
sh intressimäära vahetuslepingute rahavoo riskimaandamisreserv	5 779	8 860
sh elektrienergia rahavoo riskimaandamisreserv hinnariski maandamiseks	-6 325	-9 628
sh emaettevõttega tehtud tuletistehingute esmane õiglase väärtus	-10 781	-10 781
sh vabatahtlik rahastamise reservid	175 000	175 000
Rahavoogude riskimaandamisinstrumentide õiglase väärtuse muutus		
sh intressimäära vahetuslepingute rahavoo riskimaandamisreserv	144	967
Kajastatud lepingulise kohustuse vähenemisena	1 131	3 303
Ümberklassifitseerimised muust koondkasumist, kajastatud intressikulu vähenemisena	-600	-4 048
Välismaiste tütarettevõtete ümberarvestusel tekkinud valuutakursivahed	210	344
Muud reservid perioodi lõpul	164 741	163 856
sh realiseerimata kursivahede reserv	392	182
sh intressimäära vahetuslepingute rahavoo riskimaandamisreserv	5 324	5 779
sh elektrienergia rahavoo riskimaandamisreserv hinnariski maandamiseks	-5 195	-6 325
sh emaettevõttega tehtud tuletistehingute esmane õiglase väärtus	-10 781	-10 781
sh vabatahtlik rahastamise reservid	175 000	175 000

8. Võlakohustused

tuhandetes eurodes	Lühiajalised võlakohustused			Pikaajalised võlakohustused		Kokku
	Intress	Pangalaenu	Rendikohustused	Pangalaenu	Rendikohustused*	
Võlakohustused korrigeeritud soetusmaksumuses seisuga 31.12.2024	5 798	59 027	335	660 108	9 205	734 473
Aruandeperioodil toimunud liikumised						
Rahalised liikumised						
Lisandunud võlakohustus	0	0	0	20 000	87	20 087
Laekumised intressimäära vahetuslepingute realiseerimisest	1 149	0	0	0	0	1 149
Võlakohustuse tagasimaksmine	-9 915	-18 668	-60	0	0	-28 643
Mitterahaline liikumine						
Lisandunud võlakohustus	6 787	0	1	0		6 788
Ümberklassifitseerimine	0	18 668	0	-18 668	0	0
Laenukulude amortisatsioon	0	0	0	8	0	8
Valuutakursi muutuste mõju	2	18	1	103	29	153
Muud liikumised	0	0	-6	0	0	-6
Kokku aruandeperioodil toimunud liikumised	-1 977	18	-64	1 443	116	-464
Võlakohustused korrigeeritud soetusmaksumuses seisuga 31.03.2025	3 821	59 045	271	661 551	9 321	734 009

9. Müügitulu

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024
Tegevusvaldkondade lõikes		
Kaupade müük		
Vanametalli müük	104	119
Muu kaupade müük	25	43
Kokku kaupade müük	129	162
Teenuste müük		
Soojusenergia müük	2 068	2 434
Elektrienergia müük	56 202	49 379
Jäätmete vastuvõtt ja edasimüük	3 797	3 968
Vara rent ja hooldus	235	213
Muude teenuste müük	16	36
Kokku teenuste müük	62 318	56 030
Kokku müügitulu	62 447	56 192

10. Taastuenergia toetus ja muud äritulud

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024
Taastuenergia toetus	4 302	6 393
Sihtfinantseerimine	49	99
Kasum äri müügist	0	5 759
Muud äritulud	98	478
Kokku muud äritulud	4 449	12 729

Märkus:

Märtsis 2024 toimunud Valka ja Paide koostootmisjaamade müügist teeniti kasumit 4 958 tuhat eurot. 2024. aasta I kvartali aruandes kajastati müügi kasumina ekslikult 5 759 tuhat eurot. Üle kajastatud kasum summas 801 tuhat eurot, mis tekkis grupisese laenuõude müügi hetkel maha kandmata jätmisest, on

korrigeeritud 2024. aasta II kvartali numbrites real "Kasum äri müügist". Tegemist on mitterahalise korrigeerimisega, millel puudub mõju grupi rahavoogudele. 2025. aasta I kvartali aruandes on võrdlusperioodi andmed korrigeerimata nagu need olid esitatud 2024. aasta I kvartali aruandes.

11. Kaubad, toore, materjal ja teenused

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024
Hooldus- ja remonditööd	4 045	3 532
Tehnoloogiline kütus	393	1 153
Elektrienergia	21 603	14 830
Tuhakäitlusega seotud teenused	439	461
Materjalid ja varuosad toodangu valmistamiseks	263	242
Ülekandeteenused	569	204
Jäätmete käitlemine	95	94
Loodusvarade ressursimaks	1	1
Muud kaubad, toore, materjal ja teenused	103	60
Saastemaks	715	97
Kokku kaubad, toore, materjal ja teenused	28 226	20 674

12. Äritegevusest laekunud raha

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024
Kasum enne tulumaksustamist	21 013	33 339
Korrigeerimised		
Materiaalse põhivara kulum ja väärtuse langus	9 989	9 308
Immateriaalse põhivara amortisatsioon ja väärtuse langus	31	33
Põhivara soetamiseks saadud sihtfinantseerimise amortisatsioon	-49	-98
Intressikulu võlakohustustelt	407	224
Kasum äri müügist	0	-5 759
Kasum (kahjum) kapitaliosaluse meetodil investeringutelt sidusettevõtjatesse	-22	10
Intressi- ja muud finantstulud	-208	-459
Muud investeerimise kahjumid	0	13
Kursikahjum välisvaluutas antud ja võetud laenudelt	122	40
Lepingulise kohustuse ja elektrienergia rahavoo riskimaandamisreservi vähenemise koondmõju	-967	-926
Tasumata/ laekumata kasum/ kahjum tuletisinstrumentidelt	1 027	0
Korrigeeritud kasum enne maksustamist	31 345	35 726
Äritegevusega seotud käibevarade netomuutus		
Äritegevusega seotud nõuete muutus	3 216	623
Varude muutus	184	104
Muu äritegevusega seotud käibevarade netomuutus	181	10 741
Kokku äritegevusega seotud käibevarade netomuutus	3 581	11 468
Äritegevusega seotud kohustuste netomuutus		
Eraldiste muutus	-6	0
Võlgnevuse muutus hankijatele	149	-10 869
Muu äritegevusega seotud kohustuste netomuutus	449	-1 162
Kokku äritegevusega seotud kohustuste netomuutus	592	-12 031
Äritegevusest saadud raha	35 518	35 63

13. Tehingud ja saldod seotud osapooltega

Enefit Green ASi emaeettevõtte on Eesti Energia AS. Eesti Energia ASi ainuomanik seisuga 31. märts 2025 on Eesti Vabariik.

Enefit Green ASi lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne koostamisel on loetud seotud osapoolteks omanikke, teisi samasse gruppi kuuluvaid äriühinguid (grupi ettevõteteid), tegev- ja kõrgemat juhtkonda ning eespool loetletud isikute lähedasi pereliikmeid ja valitseva või olulise mõju all olevaid ettevõteteid. Samuti on loetud seotud osapoolteks kõik üksused, kus riigil on valitsev või oluline mõju.

Grupp on rakendanud avalikustamiserandit ja jätnud avalikustamata eraldivõetuna ebaolulised tehingud ja saldod valitsuse ja teiste seotud osapooltega, kuna riigil on nende osapoolte üle valitsev, ühine valitsev või oluline mõju.

Enefit Green AS ja tema tütaretevõtted toodavad taastuvenergiat, mida müüakse vahetult kolmandatele osapooltele (sh elektribörsile Nord Pool). Emaettevõtte Eesti Energia AS osutab Enefit Greenile haldusteenuseid seoses nimetatud müügiprotseduuriga. Mainitud teenusega seotud kulud kajastatakse tabelis real "Teenuste ost".

Grupp avalikustab ka tehingud Eesti Vabariigi valitseva või olulise mõju all olevate ettevõtetega. Aruandeperioodil ja võrdlusperioodil tegi grupp tavapärasel mahus ostu- ja müügitehinguid Eesti ülekandevõrgu operaatori Elering ASiga, mis kuulub täielikult riigile.

Seisuga 31. märts 2025 on Enefit Green AS sõlminud pikaajalisi elektrienergia füüsilise tarne lepinguid seotud osapoolte Eesti Energia AS-ga mahus 7 056 GWh, elektrienergia tarnimiseks perioodil aprill 2025 kuni detsember 2033 Leedu, Eesti, Soome ja Poola elektrivõrgus. Lepingud on sõlmitud nii aastase baasenergia kui kuise baasenergia tarneks. Seotud osapooltega sõlmitud pikaajaliste elektrienergia füüsilise tarne lepingute kaalutud keskmine hind on 69,3 EUR/MWh.

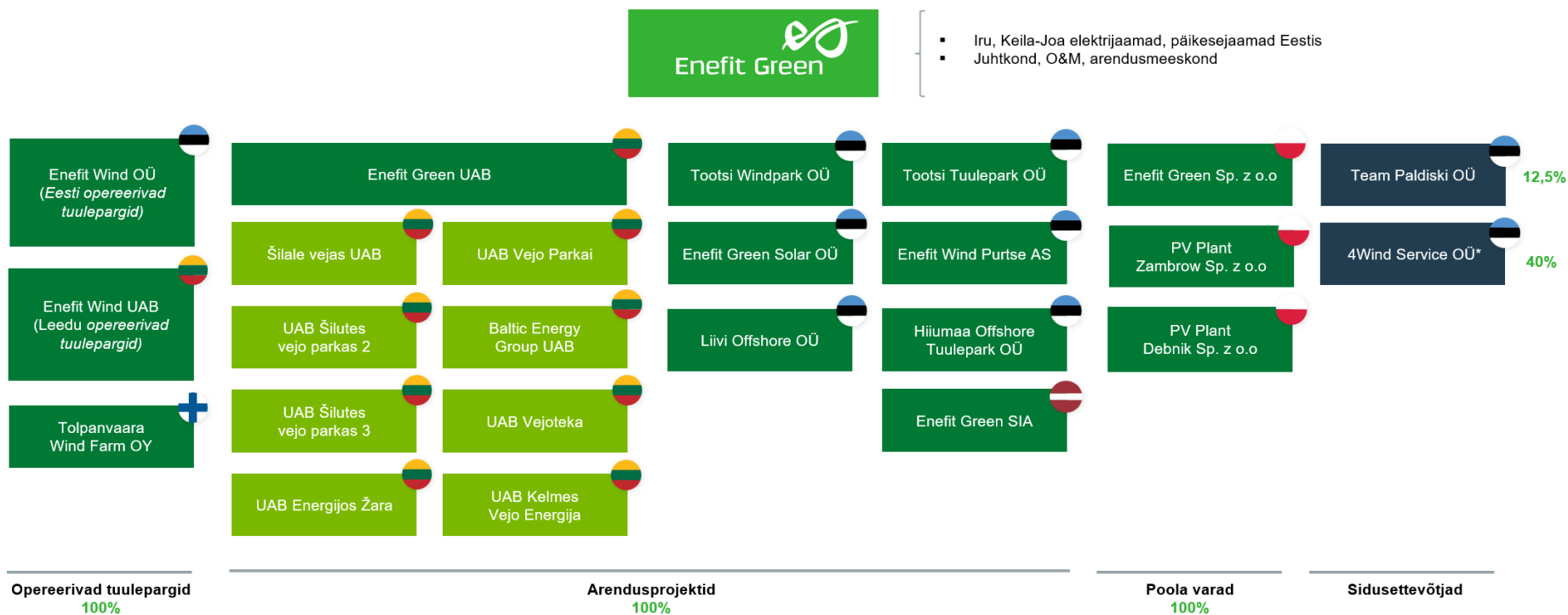
2021. aasta alguses kasutas grupp elektrienergia riski maandamiseks baaskoormuse vahetustehingute tuletislepinguid. Tuletisinstrumentide finantskohustuse esialgne õiglane väärtus summas -10 781 tuhat eurot on kajastatud otse omakapitalis.

Grupp jätkas riskimaandamisarvestuse rakendamist avatud tuletisinstrumentide positsioonide osas kuni 17. augustini 2021, kui sõlmiti EFETi üldleping („EFET General Agreement“) elektrienergia üleandmise ja vastuvõtmise kohta, lõpetades samaaegselt kõik avatud tuletislepingud. Tuletisinstrumentide kohustuse väärtus suurenes tehingupäeva -10 781 tuhandelt eurot -23 207 tuhandele eurole seoses elektrienergia muutmise ajavahemikus tehingupäevast kuni 17. augustini 2021. Vastav kumulatiivne tuletisinstrumentide finantskohustuse õiglase väärtuse muutus summas -12 426 tuhat eurot kajastati muu koondkasumi ja rahavoogude riskimaandamisreservi kaudu omakapitalis (vt ka lisa 5). 31. märts 2025 seisuga oli elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reservi saldo -5 195 tuhat eurot (vt ka lisa 5 ja 7).

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2025	I kv 2024		31.03.2025	31.12.2024
TEHINGUD			SALDOD		
EMAETTEVÕTE					
Teenuste ost	7 436	5 595	Nõuded	9 904	12 318
Kaupade müük	0	0	Kohustused	13 699	15 762
Teenuste müük	25 979	26 001			
TEISED KONTSERNI ETTEVÕTTED					
Kaupade ost	0	0	Nõuded	599	889
Teenuste ost	-2 008	352	Rendi nõuded	368	374
Tulu kaupade müügist	0	0	Kohustused	-976	107
Tulu teenuste müügist	632	1 592	Rendi kohustused	53	21
TEISED SEOTUD OSAPOOLED (SH SIDUSETTEVÕTTED)					
Teenuste ost	773	417	Nõuded	0	0
Tulu teenuste müügist	0	0	Kohustused	614	541
ELERING AS					
Teenuste ost	508	252	Nõuded	2 594	3 546
Teenuste müük	4 246	6 408	Kohustused	183	186

Lisaks ülal toodule tagastas Elering 2025. aasta I kvartalis Enefit Greenile enamakstud liitumistasu summas 1 090 tuhat eurot.

Grupi struktuur



- Otseses omandis tütarettevõttjad
- Kaudses omandis tütarettevõttjad
- Sidusettevõttjad

* Varasem nimi: Empower 4Wind OÜ