



I kvartal 2023

Auditeerimata vahearuanne



Enefit Green

Enefit Green

Oleme aastaks 2026 Baltimaade suurim taastuvenergia tootja ja Poolas kiiresti kasvav taastuvenergia ettevõtte

Üle

20 aasta

taastuvenergeetika kogemust

Suurim

tuuleenergia tootja

Baltimaades

186 töötajat

Eestis, Lätis, Leedus ja Poolas

Toodang 2022

1,12 TWh (elekter)

565 GWh (soojus)

2022 äritulud

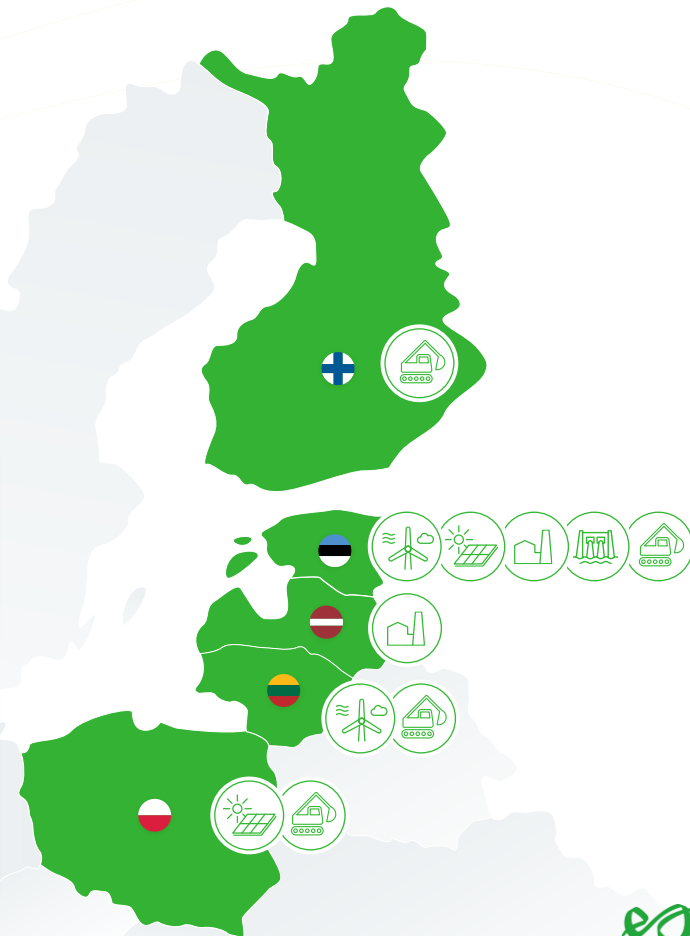
257,0 m€

EBITDA 154,8 m€

Puhaskasum 110,2 m€

 Nasdaq

~ 60 000
investorit



Sisukord

- 2 Enefit Greenist
- 4 Juhatuse esimehe pöördumine
- 5 Strateegia ja arenduste portfell
- 9 I kvartali tulemuste kokkuvõte
- 10 Tegevuskeskkond
- 13 Olulisemad sündmused
- 14 Grupi majandustulemused
- 18 Tuuleenergia segment
- 20 Koostootmise segment
- 22 Päikeseenergia segment
- 23 Investeeringud
- 24 Finantseerimine
- 25 Riskijuhtimine
- 26 Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne
- 32 Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuannde lisad
- 48 Grupi struktuur

Juhatuse esimehe pöördumine

Hea lugeja!

2023. aasta algus tõi leevendust erakordselt kõrgel püsinud energiahindadele. Elektri hind langes eeskätt tänu taastuenergia tootmiseks soodsatele tuuleoludele, aga ka soojemate temperatuuride ning suurema hüdroenergia toodangu tõttu. Samuti mõjutasid hinda langenud maagaasi maksumus ja Olkiluoto-3 tuumaajama käivitamine.

Soodsamad elektri hinnad ei tähenda siiski energiakriisi lõppu. Elektri hinnad võivad tuleval talvel taas kõrgeks kerkida, kuna sõltume ebakindlastest ja kallistest fossiilkütuse tarnetest. Pikaajalise lahendusena panustavad Euroopa riigid taastuenergiatele. Tuule-, päikese- ja salvestustehnoloogiate toel kasvab roheenergia kogus ja osatähtsus Läänemere piirkonnas kümnendi lõpuks märkimisväärselt.

Euroopa Liit tõstis 2030. aastaks taastuenergia osakaalu eesmärgi 32%-lt 42,5%-ni. Eesti on seadnud endale veelgi ambitsioonikama eesmärgi ja plaanib katta 2030 oma aastase tarbimise taastuvelektriga. Euroopa Komisjon avaldas ettepaneku elektrituru regulatsiooni muutmiseks, mille kohaselt soodustatakse elektri ostmist pikaks perioodiks sõlmitud elektrilepingute alusel, lubatakse tulevikus maksta toetusi ainult hinnalae ja hinnapõrandaga hinnavahelepingute alusel. Balti riigid tegelesid võrguressursi vabastamiseks liitumisõiguse broneerijatest.

Enefit Greenil on selge teekaart, et neljakordistada lähiaastatel tootmisvarade mahtu koduturgudel. Investeersime aasta esimeses kvartalis ligi 92 miljonit eurot ja jätkasime arendustöid, et suurendada taastuvelektri tootmist. Meil on praegu ehituses kuus tuuleparki Eestis, Soomes ja Leedus (koguvõimsusega 549 megavatti) ning neli päikeseparki Eestis ja Poolas (koguvõimsusega 50 megavatti).

Meeskonna ja partnerite hea koostöö tulemusel püsime ehitustöödega ajakavas. Unikaalses Purte hübriidpargis said esimeses kvartalis püsti kõik viis tuulikut ja algas osaline elektritootmine. Planeeritud graafikus kulges ka päikesepargi ehitus. Esimese elektri tootmiseni jõudsimise ka Akmene tuulepargis Leedus.

Eesti suurima Sopi-Tootsi tuulepargi rajamiseks sai allkirja koostöölepe Põhja-Pärnumaa vallaga, kes näeb taastuenergeetikas võimalust kohaliku elu arendada. Toimused maaparanduse rekonstrueerimise tööd teede ja kraanaplatside rajamiseks. Eeltööd tuulepargi rajamiseks said alguse ka Kelme I tuulepargi alal Leedus.

Järgnevatel aastatel on meretuuleenergia arendamine taastuenergia tootmise suurendamisel määrava jõuga. Meretuulepargis on elektri tootmine stabiilsem ning vaid poolsada tuulikut suudavad anda poole Eestis praegu tarbitavast elektrist. Omandasime Eesti Energialt Liivi meretuulepargi arendusprojekti ja jätkame arendustöödega, et alustada suures mahus taastuvelektri tootmist enne 2030. aastat. Tegemist on ühe Baltimaade kõige kaugemale jõudnud projektiga, kus on käimas keskkonnamõtjude hindamiseks vajalikud uuringud ja tuulepargi tehnilise lahenduse eelanalüüs.

Enefit Greeni esimese kvartali elektritoodanguks kujunes 406 gigavatt-tundi (+10%). Kuigi jaanuari ja veebruari tuuleolud olid mullusest tagasihoidlikumad, andsid toodangule arvestava lisa kolm uut osaliselt tööd alustanud tuuleparki Leedus ja Eestis. Samuti suutsime hoida tuuleparkide töökindlust aastatagusest kõrgemal tasemel.

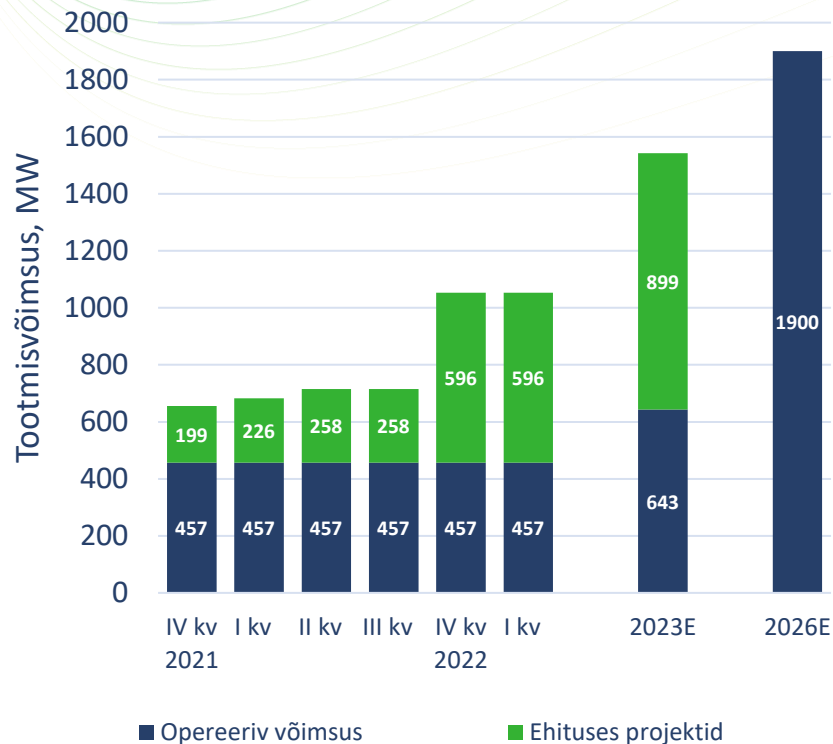
Grupi äritulud ulatusid esimeses kvartalis ligi 78 miljoni euroni (+16%). EBITDA oli ligi 41 miljonit eurot (-10%) ja puhaskasum ligi 31 miljonit eurot (-13%). EBITDA ja puhaskasumi vähenemine tuleneb eeskätt madalamatest elektri turuhindadest ja pikaajaliste elektrilepingute portfelli tasakaalustamiseks tehtud elektrienergia ostukuludest.

Alanud kvartalis jätkame samme oma aasta tagasi väljaõeldud kasvurajal. Pingutame meeskonnaga, et ehituses olevad projektid edeneksid ajakavas, planeeritud investeerimisotsused saaksid tehtud ja olemasolevad võimsused toodaksid maksimaalselt. Seda kõike selleks, et meil kõigil oleks rohkem rohelist elektrit.



Aavo Kärmas
Enefit Greeni juhatuse esimees

Eesmärk: 4x tootmisvõimsuse kasv



Taastuvelektri
tootmisvõimsus
kasvab kuni
~1900 megavatini
2026. a. lõpuks

Ehituses arenduste portfell

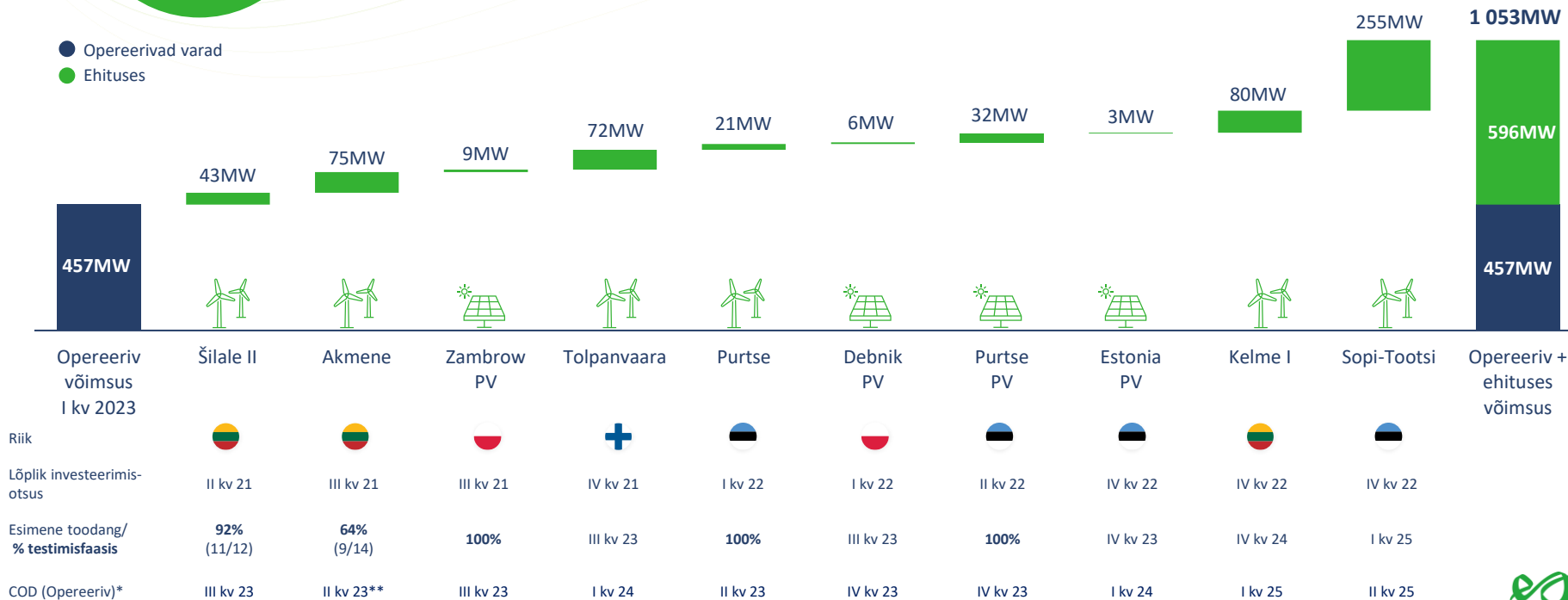


546 MW



50 MW

● Opereerivad varad
● Ehituses



Riik

Lõplik investeerimisotsus

Esimene toodang/
% testimisfaasis

COD (Opereeriv)*

* COD – Commercial Operating Date (aeg, mil park loetakse opereerivaks varaks)

** 2. mail 2023 toimus intsident Akmene tuulepargis, mille tulemusena purunes üks ehituses olnud tuulik (vt. [börsideade](#)). Intsidendi asjaolud, põhjused ning mõju arenduse valmimise ajastusele on selgitamisel

Lühiajaline arendusportfell

Ettevalmistamisel investeerimisotsused kuni 2023. a. lõpuni



240 MW



249 MW

● opereeriv

● ehituses

● lühiajaline arendusportfell

1 053MW

596

457

Opereeriv + ehitusesolev võimsus (30 apr 2023)

Riik

Lõplik investeerimisotsus

COD (Opereeriv)

kuni ~75MW



Sopi PV



II kv 23

2025

kuni ~90MW



Kelme II



II kv 23

2025

kuni ~150MW



Kelme III



II kv 23

2025

kuni ~6MW



Carnikava Austrumi PV



II kv 23

2024

kuni ~11MW



Carnikava Dzerves PV



II kv 23

2024

kuni ~21MW



Šilale PV



IV kv 23

2025

kuni ~35MW



Seinapalu PV



IV kv 23

2025

kuni ~92MW



Vändra PV



IV kv 23

2025

kuni ~9MW



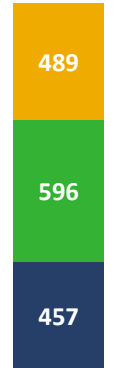
Mockiai PV



IV kv 23

2024

kuni ~1 542 MW



Opereeriv + ehitusesolev + lühiajaline arendusportfell (30 apr 2023)

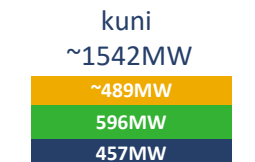
NB! Arendusprojektid on pidevas muutumises.

Antud ülevaade kajastab juhtkonna parimat kokkuvõtlikku hinnangut lühiajalise arendusportfelli projektide osas seisuga 30. aprill 2023.

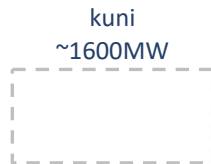
Arendus- portfelli tervik- vaade



- opereeriv
- ehituses
- lühiajaline arendusportfell
- pikaajaline arendusportfell



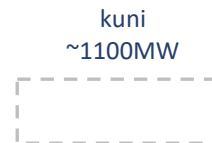
Opereeriv + ehituses +
lühiajaline
arendusportfell



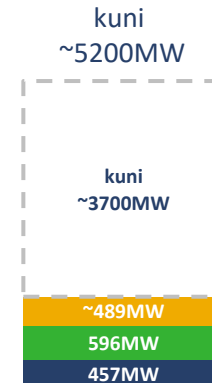
Pikaajaline
arendusportfell*



Liivi
meretuulepark
(2025+)



Hiumaa
meretuulepark
(2029+)



Tulevane
potentsiaalne
koguvõimsus

NB! Arendusprojektid on pidevas muutumises.

* Erinevad päikese- ja maismaatuuleparkide arendused mille lõplikke investeerimisotsuseid ei ole plaanis teha enne 2024. aastat

I kvartali tulemuste kokkuvõte

TOODANG

ELEKTRI-
ENERGIA

406

GWh
+10%

SOOJUS-
ENERGIA

176

GWh
+2%

HIND

101*

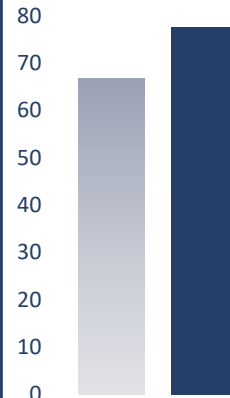
€/MWh
-20%

24

€/MWh
+38%

Äritulud

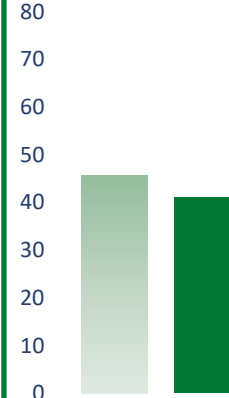
77,5 mln €
+16%



I kv 2022 I kv 2023

EBITDA

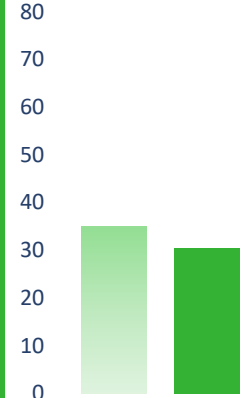
41,1 mln €
-10%



I kv 2022 I kv 2023

Puhaskasum

30,5 mln €
-13%

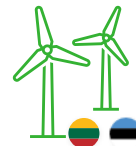


I kv 2022 I kv 2023



Liivi

Kuni 1GW võimsusega
Liivi meretuulepargi
arenduse omandamine



+38 GWh
(elektrienergiat
uutest ehitusesolevatest
tuuleparkidest)

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

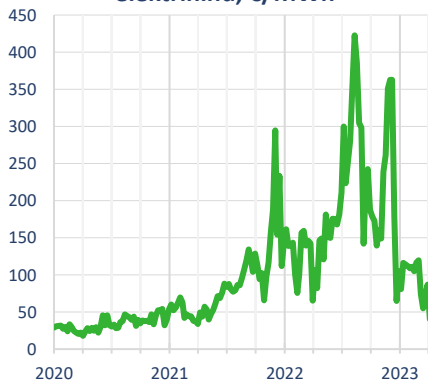
Tegevuskeskkond

Tegevuskeskkonda mõjutavad olulised tegurid

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

Enamik Enefit Greeni tootmisvaradest on kas osaliselt või täielikult elektrihinna tururiskile avatud. Elektrihinna riski maandamiseks kasutame pikaajalisi elektrimüügilepinguid (PPA). Erinevate riiklike toetuskeemide osakaal tuludes on võrreldes varasemate aastatega oluliselt vähenenud. Peamiselt puudutab see tänaseks Eesti tootmisvarasid, millele määratud 12-aastane toetusperiood ei ole veel lõppenud. Sellised Eesti tootmisvarad saavad lisaks elektri turuhinnale taastuvenergia toetust (ingl. k. Feed-in Premium ehk FiP). Järgmisena lõpeb Eesti FiP toetus ca 55GWh oodatava toodangu mahule aastal 2024, seejärel ca 363GWh toodangu mahule aastal 2025. Peale 2025. aastat on FiP toetuskeemi roll minimaalne. Täpsem ülevaade lähiaastate oodatava elektritoodangu kaetusest PPA-de ja muude riskimaandusmeetmetega (sh CfD Poolas ja uus hinnapõranda meede Eestis) on antud tegevusaruande lõpus.

Eesti nädalakeskmine elektrihind, €/MWh



Keskmine elektrihind (€/MWh)	I kv 2023	I kv 2022	Muutus
Eesti	99,4	133,4	-25,5%
Läti	100,0	139,7	-28,4%
Leedu	101,7	141,4	-28,1%
Poola	130,9	135,4	-3,3%
Soome	77,6	91,7	-15,4%
Norra	79,0	85,9	-8,0%
Taani	103,1	152,6	-32,4%
Rootsi	68,0	65,2	4,2%

Elektriturug

Nord Pooli päevasisene elektrihinna volatiilsus on olnud viimastel aastatel väga suur. Tavapäraselt määrab tiputundidel elektrihinna kallim süsinikuintensiivne tootmine ja baastundidel nullilähedase muutuvkuluga taastuvenergia.

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

Keskmiised elektrihinnad on viimastel kuudel langenud mitmete asjaolude tõttu alates madalamatest maagaasi hindadest, soojematest ja tuulisematest ilmadest, suuremast hüdroenergia toodangust naaberturgudel ning lõpetades kauaoodatud Soome Olkiluoto-3 tuumajaama käivitumisega.

Traditsiooniliselt määravad piirkonna tiputundidel elektrihinna gaasielektrijaamad. Sellest ning madalatest maagaasi hindadest tulenevalt on tiputundide elektrihinnad käesoleva I kvartali jooksul olnud madalamad võrreldes eelmise aasta sama perioodiga. 2023. aasta I kvartali kõrgeim Nord Pool Eesti turupiirkonna päeva keskmine elektrihind oli 23. jaanuaril 173,4 €/MWh (-75,4 €/MWh võrreldes 2022. aasta I kvartaliga) ning madalaim 15. jaanuaril 17,9 €/MWh (-6,3 €/MWh võrreldes 2022. aasta I kvartaliga). 2023. aasta I kvartalis oli Hollandi gaasibörsil TTF kaubeldava maagaasi keskmine hind 50,6 €/MWh (-50,8 €/MWh, -50,1% võrreldes 2022. aasta I kvartaliga). Maagaasi hinnalanguse peamiseks põhjusteks I kvartalis olid võrdlemisi soojad ning tuulised ilmad - suurem tuuleenergia toodang vähendas vajadust kallima gaasist toodetava elektrienergia järele. Lisaks sellele on sel kevadel maagaasi varud Euroopas oluliselt suuremad võrreldes viimaste aastatega.

CO₂ heitmevootide keskmine hind oli 2023. aasta I kvartalis 89,9 €/t kasvas 2022. aasta I kvartaliga võrreldes 8% (+6,7 €/t). Käesoleva aasta I kvartali alguses jätkus heitmevootide hinnakasv tulenevalt kivisõejaamade laialdasemast kasutusest. 2023. aasta veebruaris ületasid CO₂ hinnad esimest korda 100 €/t piiri, mille peamiseks põhjuseks oli heitmevootide korralise tsükli lõppemine esimese kvartali järgselt. Tulenevalt Euroopa Parlamendi tööstuse, teadusuuringute ja energeetikakomisjoni otsusest rahastada taastuvenergia ja energiatõhususe eesmärkide täitmist CO₂ heitmevootide müügiga varem kui esialgu planeeritud langesid hinnad kvartali lõpuks 92 €/t tasemele.

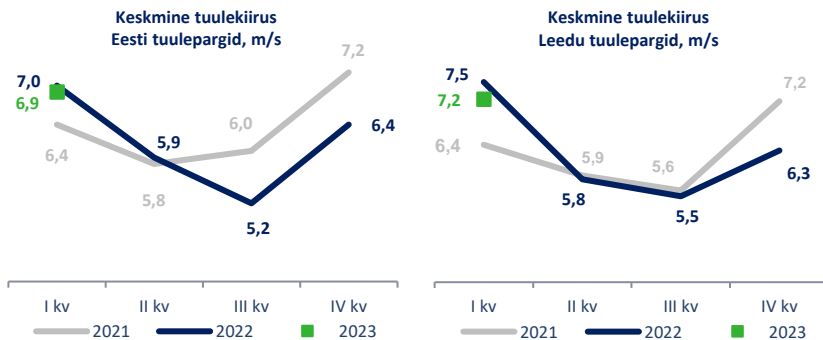
Ülekandekaablite kaudu jõuab Baltimaadesse Põhjamaade hüdroenergia, mis on teistel viisidel toodetud elektrist odavam. 2023. aasta I kvartalis oli keskmine hüdroressursside tase Põhjamaade hüdroreservuaarides 46,0% reservuaaride maksimumtasemest, s.o. 3,7 protsendipunkti kõrgem kui 2022. aasta I kvartalis.

Käesoleva aasta jooksul hüdroreservidesse kogunenud lume ning pinnavee maht on 63 TWh kõrgem eelmise aasta mahust, mille tulemusena on oodata 2023. aastal hüdroenergia toodangu kasvu võrreldes eelmise aastaga. Hüdroenergia toodangu kasv langetab regionaalseid elektrihindasid, kuna vajalikku elektrit on võimalik toota suuremas koguses madalamate muutuvkuludega tootmisliikidest.

Tegevuskeskkond

Tuuleolud

Esimene ja neljas kvartal on sesoonselt tugevamate tuuleoludega osa aastast. Käesoleva aasta esimeses kvartalis mõõdetud keskmised tuulekiirused olid meie Eesti ja Leedu tuuleparkides mõnevõrra üle keskmise, kuid madalamad mullustest. Eesti tuuleparkides mõõdeti kvartali keskmiseks tuulekiiruseks 6,9 m/s ja Leedu tuuleparkides 7,2 m/s (võrdlusperioodil vastavalt 7,0 ja 7,5). Alltoodud graafikul on näha võrdlus Eesti ja Leedu kvartalikeskmiste tuulekiiruste kohta alates 2021. aasta algusest.



Regulatiivne keskkond



Euroopa Komisjon avaldas 14. märtsil 2023 ettepaneku elektrituru regulatsiooni muutmiseks. Tõenäoliselt võetakse muudatused vastu 2023. a. lõpuks. Ettepanekuga parandatakse kehtivat regulatsiooni, näiteks vähendatakse pikaks perioodiks sõlmitavate elektrimüügilepingute riske. Tugevdatakse elektritarbimise piiramise võimalusi. Tulevikus lubatakse taastuvenergia tootjatele toetust anda vaid hinnalae ja hinnapõrandaga hinnavahelepingute alusel. Võrguettevõtjatele antakse laiem õigus teha ennetavaid investeeringuid, mis aitab ka elektritootmist kiiremini arenada. Ettepanek ei sisalda kuni 2023. a. juuni lõpuni kehtiva müügitulu piirangu pikendamist ega püsivaks muutmist.

Euroopa Nõukogu ja parlamendi läbirääkijad jõudsid märtsi lõpus poliitilisele kokkuleppele taastuvenergia direktiivi muutmises. Muuhulgas otsustati suurendada taastuvenergia osakaalu ELi üldises energiatarbimises 2030. aastaks 32%-lt 42,5 %-ni.



17. märtsil jõustus Elektrituru seaduse muudatus, mis kehtestas üle 15 kW elektritootmise seadme võrguga liitumisel deposiidi 38 000 €/MVA. Kehtestati uute elektrijaamade maksimaalne tootmise alustamise tähtaeg. Deposiit tagastatakse, kui päikesest elektritootmist alustatakse hiljemalt 1 aasta, meretuulepargiga hiljemalt 3 aastat ning ülejäänud tehnoloogiatega hiljemalt 2 aastat peale liitumise valmimist.

Kehtestati kohustus toota elektrit liitumislepingus sätestatud maksimaalse võimsusega vähemalt üks kord kahe aasta jooksul. Liitumisvõimsuse eest, mida tootja ei ole 2 aasta jooksul kasutanud, peab maksma ka alakasutustasu 38 000 €/MVA või loobuma liitumisõigusest.

Nende muudatuste järel on Eesti muutunud elektritootjate kõige piiravamate elektrivõrgu liitumistingimustega riigiks Enefit Green koduturgudel.

Jõustusid maismaa- ja meretuuleparkide planeerimist ja ehitamist lihtustavad seadusemuudatused.



Jaanuari alguses jõustus üle 50 kW elektritootmise seadme elektrivõrguga liitumise deposiit 21 630 €/MW, mida liituja saab edaspidi kasutada liitumistasu katmiseks. Kui liitumise väljaehitamise kulud jäävad väiksemaks kui oli deposiit, siis ülejäänud summa tagastatakse liitujale. Kõik liitujad, kes 1. aprilliks ei olnud deposiiti tasunud, kaotasid reserveeritud liitumisõiguse. Esialgse informatsiooni alusel tasuti tagatistasu 2/3 liitumistaotluste eest.



Leedus kehtestati uued elektrivõrguga liitumise põhimõtted. Loodi võimalus ehitada elektritootmise ja salvestamise hübriidlahendusi. Kehtestati elektritootmise piiramise põhimõtted elektritootmise korral, mis kehtestab veel liitumata 1400 MW meretuuleparkidele eeliskohtlemise. Enne uute liitumispõhimõtete kehtestamist liitunud tootjatele tagatakse teine prioriteetsus koos uute tootjatega, kelle liitumistingimustes ei ole tootmise piiramist ette nähtud. Ületootmise korral hakatakse ülejäänud uute elektrijaamade tootmist piirama esimeses järjekorras

Kuna Leedu elektrivõrguga ühendatud päikeseelektrijaamade võimsus ületab 2 GW, siis kehtestas valitsus võimaluse vajaduse tekkides uute elektrijaamade toodangut piirata. Valitsus sätestas võrguettevõtete koostatud hinnangu alusel, arvestades ka ekspordivõimalusi, et 2030. aastani saab Leedus elektrivõrguga ühendada 4,4 GW päikeseelektrijaamu ja 3,6 GW maismaa tuuleelektrijaamu. Kui need piirväärtused on saavutatud, võib piirata nii elektrivõrguga liitumist kui ka elektrijaamade toodangut. Päikeseelektrijaamade 4,4 GW maksimaalsest võimsusest 1,6 GW reserveeritakse prosumeritele ja energiaühistutele.

30. märtsil kuulutati Leedus välja oksjon 580-700 MW meretuulepargi arendaja leidmiseks. Leedu riik prognoosib meretuulepargi ja liitumise maksumuseks 1,8 miljardit eurot. Arendajale ei garanteerita riigi poolt toetusi. Oksjoni võidab riigile kõige suuremat arendustasu pakkuv arendaja. Oksjonil osalejad peavad ennast registreerima 60 päeva jooksul.



Kaotati keeld planeerida tuulikuid elamutele lähemale kui 10-kordne tuuliku kõrgus. Uueks piirangutsooniks on 700 meetrit. Seeläbi suureneb oluliselt tuulikute ehitamise võimalus Poolas.

Olulisemad sündmused

Omandasime Liivi lahe meretuulepargi arenduse

Enefit Green omandas seni Eesti Energiale kuulunud Liivi meretuulepargi projekti ligi 6,2 miljoni euro eest. Tegemist on Baltimaade ühe kõige kaugemale jõudnud projektiga, mille arendustöödega jätkame, et veel enne kümnendi lõppu tootmist alustada.

Liivi lahe meretuulepargi plaanitav võimsus on üks gigavatt ja eeldatav toodang ca 4 teravatt-tundi aastas. Arendusala jääb Kihnu ja Häädemeeste ranniku vahele. Praegu on käimas tuulepargi keskkonnamõjude hindamiseks vajalikud uuringud ja tuulepargi tehnilise lahenduse eelanalüüs.

Oluline tootmispanus uutest ehituses olevatest tuuleparkidest

Enefit Greenil on ehituses kuus tuule- ja neli päikeseparki. Ehituses olevatest tuuleparkidest on osalist tootmist alustanud Šilale II ja Akmene tuulepargid Leedus ning Purtse tuulepark Eestis. Esimeses kvartalis andsid nimetatud tuulepargid võrku 38 GWh elektrienergiat, mis tähendab, et kogu esimese kvartali toodangu kasv tuli uutest seni veel ehituses olevatest tuuleparkidest.

Tänaseks on tootmist alustanud ka Purtse päikesepark.

Kaalume strateegilisi alternatiive grupile kuuluvate biomassivarade osas

Arvestades Enefit Greeni kasvavat fookust tuule- ja päikeseenergia arendamisel on juhatus otsustanud kaaluda strateegilisi alternatiive grupile kuuluvate biomassivarade osas. Nimetatud varade hulka kuuluvad Broceni koostootmisjaam, Broceni pelletitehas ja Valka koostootmisjaam Lätis ning Paide koostootmisjaam Eestis.

Grupi majandustulemused

Enefit Green grupi 2023. aasta I kvartali äritulus kasvasid +16%, kuid ärikulude 72% kasv põhjustas 10% madalama EBITDA. Kvartaalne puhaskasum vähenes 4,4 mln euro ehk 13% võrra 30,5 mln euroni. Järgnevalt on välja toodud peamised majandustulemusi mõjutanud asjaolud.

Toodang ja müük

	Ühik	I kv 2023	I kv 2022	Muutus	Muutus,%
Elektri toodang	GWh	406	368	38	10%
s.h. uutest tuuleparkidest	GWh	38	0	38	-
Elektri müük*	GWh	495	393	102	26%
Soojusenergia toodang	GWh	176	173	3	2%
Pelletite toodang	tuh t	39	38	1	2%
Pelletite müük	tuh t	62	55	7	13%

* Erinevus elektri müügi ja toodangu vahel tekib nii baaskoormuse PPA müükide ja tuuletodangu profiili kui ka päev-ette prognoositud kuid realiseerumata toodangu vahedest, mis kaetakse Nordpooli ostudega ja/või eabilansil turul.

Äritulud

Grupi elektritoodang oli 2023. aasta I kvartalis 406 GWh (+10% võrreldes võrdlisperioodiga).

Äritulud kokku kasvasid summas 10,8 mln eurot, millest müügitulud 10,6 mln eurot ja taastuvenergia toetused ning muud äritulud 0,1 mln eurot. Müügitulude 10,6 mln euro suurusest kasvust 7,5 mln eurot tuli pelletite müügist. Pelletite keskmine müügihind tõusis aastaga 69%. 2022. aasta I kvartalis oli hind 149,3 €/tonni kohta, 2023. aasta I kvartalis 252,7 €/tonni kohta. I kvartalis müüdi pelletiteid 62 tuhat tonni, võrdlisperioodil 55 tuhat tonni. 2023 I kvartali müüki mõjutas 2022. aasta IV kvartali müügi nihkumine 2023. aasta I kvartalis.

Müügitulude kasvust 2,4 mln eurot tulenes elektrimüügist. Elektrimüügi kasvu mõjutas positiivselt enim Leedus toodetud elektri kogus, mis suurenes kvartalite võrdluses 27%. Leedus hakkasid I kvartalis elektrit tootma kaks ehituses olevat tuuleparki Akmena ja Šilale II.

Negatiivset mõju võrreldes mulluse esimese kvartaliga avaldasid madalamad elektri turuhinnad. Grupi koduturgude keskmine elektrihind** oli I kvartalis 100,5 €/MWh (võrdlisperioodil 136,4 €/MWh). Grupi keskmine arvutuslik teenitud elektrihind*** oli aruandeperioodil 101,4 €/MWh (võrdlisperioodil 127,3 €/MWh). Arvutuslik teenitud elektrihind on erinev koduturgude keskmisest turuhinnast, kuna selle arvutus võtab arvesse fikseeritud hinnaga pikaajalisi elektrimüügi lepinguid (PPA-sid), taastuvenergia toetusi ning asjaolu, tuulepargid ei tooda igas tunnis samapalju elektrit.

Grupi keskmine turule müüdüd elektri hind oli I kvartalis 2023 82,4 €/MWh, aasta varem 119,9 €/MWh. 2023. aasta I kvartalis müüdi turule 234 GWh elektrit, võrdlisperioodil 264 GWh.

** Grupi koduturgude toodanguga kaalutud keskmine börsihind

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

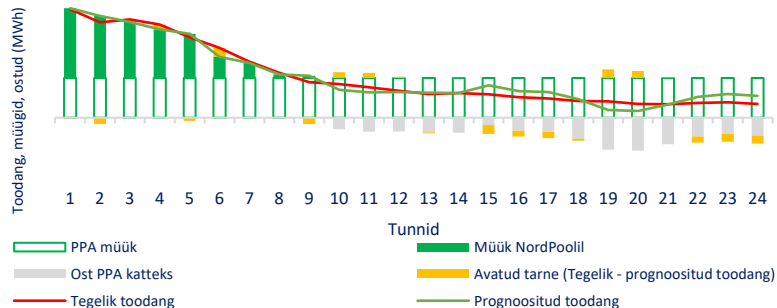
PPA-dega oli I kvartalis meie portfelliist kaetud 260 GWh keskmise hinnaga 89,8 €/MWh, aasta varem müüdi elektrit PPA-de ning FIT (Feed-In Tariff) taastuvenergia toetuse põhise tulumudeli kaudu 129 GWh keskmise hinnaga 78,8 €/MWh. PPA-dega kaetud toodangu osakaal ja hinnad järgnevatel aastatel lõikes on välja toodud riskijuhtimise peatükis.

Realiseeruva tuuleprofiili ja baaskoormuse PPA-de vahel tekkivaid lühiajalisi toodangu puudujääke tuleb ettevõttel katta elektri ostudega päev-ette turul. Sellest, kuidas ostud PPA puudujäägi katteks võivad kujuneda ühe ööpäeva vältel ebaühtlase tuuleenergia toodangu jaotumise korral, annab ülevaate graafik järgmisel leheküljel. Graafikul on lisaks kujutatud ka päev-ette prognoositud toodangu ning tegelikult realiseeruva toodangu mahud, mille vahest tekivad nn. avatud tarne ostud ja müügid.

miljonites eurodes	I kv 2023	I kv 2022	Muutus, mln €	Muutus, %
ÄRITULUD kokku	77,5	66,7	10,8	16%
Müügitulu	68,8	58,1	10,6	18%
Taastuvenergia toetus jm äritulud	8,7	8,6	0,1	2%
ÄRIKULUD kokku (va kulum)	36,4	21,1	15,2	72%
Kaubad, toore ja materjalid	24,8	14,1	10,7	75%
Tööjõukulud	2,5	2,4	0,0	2%
Muud tegevuskulud	4,1	2,5	1,6	62%
Varude jääkide muutus	5,1	2,1	3,0	145%
EBITDA	41,1	45,6	-4,5	-10%
Põhivara kulum ja väärtuse langus	9,8	9,6	0,2	2%
ÄRIKASUM	31,3	35,9	-4,6	-13%
Netofinantstulud (-kulud)	0,0	-0,2	0,2	-117%
Tulumaks	0,8	0,8	0,0	-3%
PUHASKASUM	30,5	34,9	-4,4	-13%
ÄRIKULUD kokku (va kulum)	36,4	21,1	15,2	72%
Muutuvkulud (sh bilansienergia ost)	21,6	11,1	10,5	95%
Püsikulud	9,8	8,0	1,7	22%
Varude jääkide muutus	5,1	2,1	3,0	145%

Grupi majandustulemused

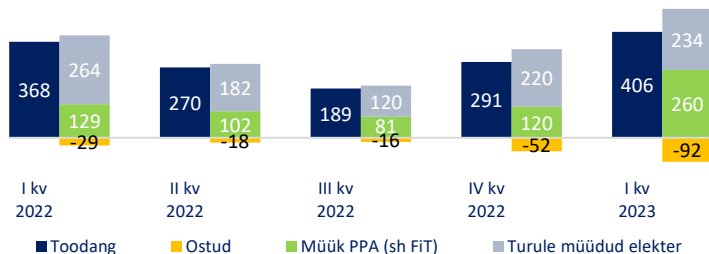
Näide baaskoormuse PPA-ga tuuleenergia elektriportfelli tehingutest teoreetilise 24h perioodi jooksul



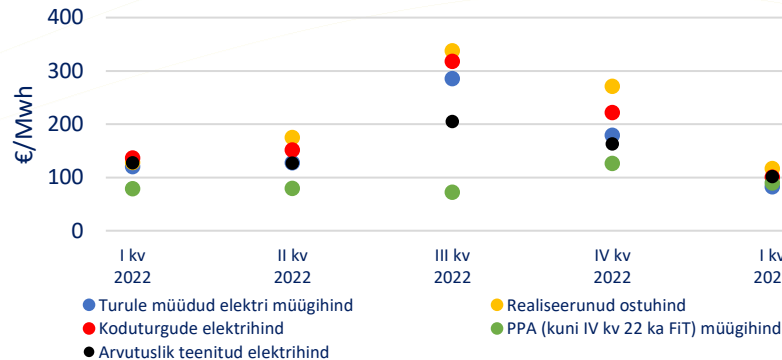
Toodetud, ostetud ja müüdüd koguste ja vastavate realiseerunud hindade võrdlusest ning nende tehingute koordina kujunevast arvutuslikust teenitud elektri hinnast viimase 5 kvartali jooksul annavad ülevaate kaks järgnevat graafikut ja tabel.

2023. aasta I kvartalis ostsime turult elektrit 92 GWh keskmise hinnaga 116,7 €/MWh, aasta varem 29 GWh keskmise hinnaga 128,1 €/MWh (hinnad ja kogused ei sisalda pelletitootmiseks ostetud elektrit). 2022. aasta I kvartalis oli turult oste tunduvalt vähem, kuna osa toodangust oli fikseeritud hinnaga FIT toetuskeemi all ning PPA mahud väga väikesed. Graafikul näidatud koduturgude elektri hind on Enefit Greeni toodangumahtudega kaalutud kvartalikeskmine hind Balti ja Poola turgudel. Käesoleva aasta esimeses kvartalis oli see 100,5 €/MWh, võrdlusperioodil 136,4 €/MWh.

Toodetud, ostetud ja müüdüd elekter (GWh)



Kvartalikeskmised elektri hinnad (€/MWh)



Hinnad €/MWh	I kv 2022	II kv 2022	III kv 2022	IV kv 2022	I kv 2023
Turule müüdüd elektrit müügihind	119,9	127,6	285,2	179,0	82,4
Koduturgude keskmine elektri hind*	136,4	151,3	317,7	221,5	100,5
Arvutuslik teenitud elektri hind**	127,3	127,0	205,1	163,0	101,4
Realiseerunud ostuhind	128,1	175,1	337,7	271,1	116,7
PPA (kuni IV kv 22 k.a. FIT) müügihind	78,8	79,1	72,1	126,2	89,8

Soojusenergia toodang jäi sarnasele tasemele võrdlusperioodiga, kuid müüdüd soojuste hind tõusis 38%, mis on tingitud biomassi hinnatõusust.

Esimeses kvartalis oli päikeseteenuse tulu 0,7 mln euro võrra madalam kui 2022. aasta esimeses kvartalis, kuna 2022. aasta keskpaigas väljusime „võtmed kätte“ päikeseteenuse ärist.

Muud äritulud

Muid äritulusid mõjutas 2023. aasta I kvartalis enim Eesti tuuleparkide taastuvenergia tasu vähenemine kvartalite aastases võrdluses 1,1 mln euro võrra. Taastuvenergia toetused lõppesid 2022. aasta jooksul Tooma I, Vanaküla ja Virtsu III tuuleparkidel. Muid äritulusid mõjutas positiivselt summas 0,9 mln eurot 2021. aastal tekkinud tuletisvaba lepingulise kohustuse saldo vähendamine seoses vastavate PPA lepingute osalise täitmisega. Tuletisvaba lepinguline kohustus tuleneb varasematest elektrienergia vahetuslepingutest, mis konverteeriti füüsilise elektrimüügi lepinguteks (PPA). Seoses sellega tuletisvaba lepingulise kohustuse vähenemine ei oma mõju rahavoole ning vastav elektrimüügi rahaline arveldus toimub PPA lepingute alusel.

* Grupi koduturgude toodangutega kaalutud keskmine börsihind

** (Elektrimüügi tulu + taastuvenergia tasu ja töhüsa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulu - elektri ost Nord Pooli päev-ette ja päevasel turul - bilansenergia ost) / toodang

Grupi majandustulemused

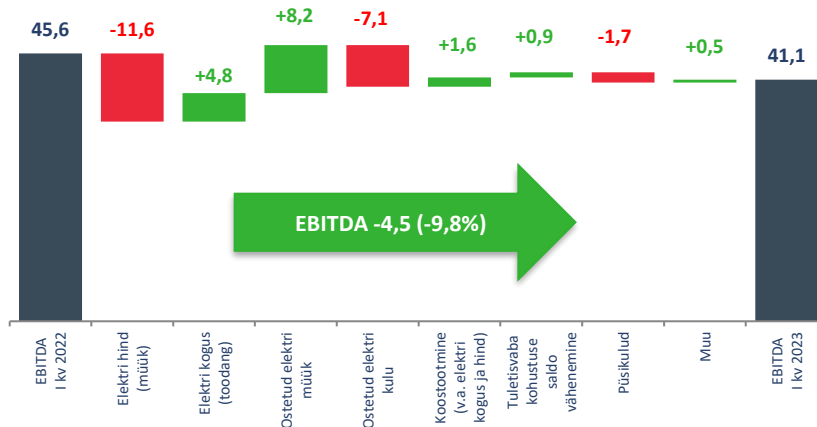
Kaubad, toore, materjal ja teenused

Kaupade, toorme, materjali ja teenuste kulugrupp kasvas 10,7 miljoni euro võrra ehk 75%. Peamine muutus leidis aset elektrienergia kuludes (kasv 6,8 mln eurot), mis tulenes Nord Pooli päevasise turu portfelli balanseerimiseks ostetud elektrist ja madala tuulega tundidel PPA portfelli tasakaalustamiseks tehtavatest elektrienergia ostmest. Turult ostisime 2023. aasta I kvartalis elektrit 92 GWh keskmise hinnaga 116,7 €/MWh, aasta varem 29 GWh keskmise hinnaga 128 €/MWh. Suurenesisid ka tehnoloogilise kütuse kulud (kasv 4,1 mln eurot) biomassi kallinemise tõttu. Pelletit keskmine biomassi kulu tõusis kvartalite võrdluses 108%. 2023. aasta I kvartali biomassi kuluks oli 131,7 €/tonn, 2022. aasta I kvartali perioodil oli kuluks 63,4€/tonn.

Tööjõukulud

Grupi tööjõukulud kasvasid 2% võrreldes eelmise aasta sama kvartaliga. Kasv tulenes täiskohaga töötajate arvu suurenemisest 169-lt 186-le kahe kvartali võrdluses. Uued töötajad on lisandunud peamiselt arendusvaldkonnas toetamaks meie kasvuplaani kõigil koduturgudel. Töötajate arvust tulenevat kasvu tasakaalustasid madalamad tulemustasud ja preemiad, kuna 2022.aasta I kvartalis kajastus seal ühekordne suurem kulu summas 0,2 mln eurot.

Grupi EBITDA muutus mõjurite lõikes, mln €



Muud tegevuskulud

Muud tegevuskulud kasvasid 62% ehk 1,6 mln euro võrra. Peamine kasv tulenes arendusprojektide uuringu ja konsultatsioonikulude suurenemisest. Mõningane kasv oli veel IT ja üldkindlustuskuludes.

Varude jääkide muutus

Varude jääkide muutus näitab, kuidas muutus pelletite laojääk perioodil ehk teisisõnu võtab kokku, kui palju toodeti ja kui palju müüdi pelletite vastaval perioodil. Pelletteid toodeti 39 tuhat tonni (2022 I kvartal: 38 tuhat tonni) ning müüdi 62 tuhat tonni (2022 I kvartal: 55 tuhat tonni). Varude jääkide muutus oli summas 5,1 mln eurot (2,1 mln eurot võrdlusperioodil). Pelletit keskmine müügihind tõusis kvartalite võrdluses 69%. 2022.aasta I kvartalis oli hind 149,3 €/tonni kohta, 2023. aasta I kvartalis 252,7 €/tonni kohta. 2023. aasta I kvartali müüki mõjutas 2022. aasta IV kvartali müügi nihkumine 2023. aasta I kvartalisse. Pelletit hinnatõusu tõttu on laost müük omanud suuremat mõju, sest pelletit omahind on olnud kõrgem.

Põhivara kulum ja vara väärtuse langus

Põhivara kulum jäi aruande perioodil eelmise aasta võrdlusperioodi tasemele. Kuigi investeringute maht oli 91,9 miljonit eurot 2023. aasta I kvartalis, ei mõjutanud see kulumit, kuna enamasti on tegemist alles ehitusjärgus tuule- või päikeseparkide arendustega.

Püsikulud

Püsikulud koosnevad kuludest, mis ei ole tootmismahtudest otseselt sõltuvad. Püsikulud on suurenenud 1,7 mln euro võrra ehk 22%. Enamus kasvust tuleb arenduste uuringute ja konsultatsioonikulude suurenemisest.

Neto finantstulud (-kulud)

Neto finantskulud vähenesid 0,2 mln euro võrra võrreldes eelmise aasta sama kvartaliga. Intressikulud pangalaenu del on kvartalite võrdluses 1,6 mln euro võrra tõusnud, kuid enamus laenuintressidest kapitaliseeritakse tuuleparkide ehitusperioodi tõttu. Positiivset mõju netofinantskuludele on kvartalite võrdluses omanud pangakontode ning pangadeposiitide intressitulude lisandumine.

Grupi majandustulemused

Tulumaks

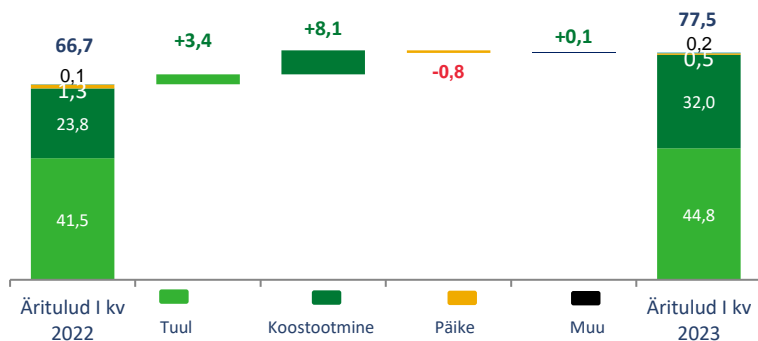
Tulumaksu kulud jäid samale tasemele võrreldes eelmise aasta sama kvartaliga.

Puhaskasum

Grupi puhaskasum langes 4,4 mln euro võrra, olles aruandeperioodil 30,5 mln eurot. Puhaskasumi langus on tingitud suurenenud elektriostu kuludest.

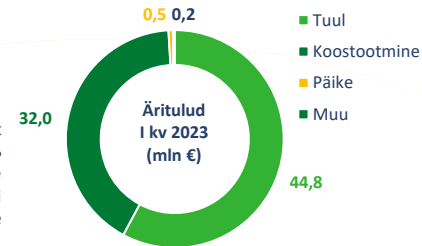


Äritulud segmentide kaupa, mln €



Majandustulemused segmentide kaupa

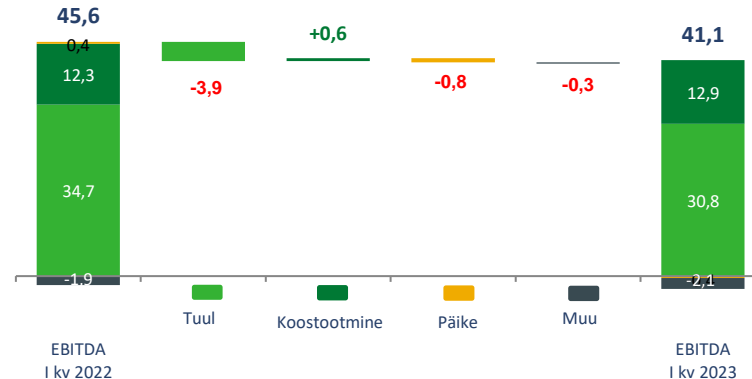
Aruandeperioodi põhjal on nii EBITDA kui äritulude vaatest grupi suurim tuulenergia segment (58% ärituludest ja 75% EBITDA-st). Koostootmise segment panustas ärituludesse 41% ja moodustas 31% EBITDA-st. Aruandeperioodi väikseim raporteeritav segment on päikeseenergia, mille äritulud ulatusid 1% kogu grupi ärituludest.



Raporteeritavatest segmentidest kasvas mõnevõrra koostootmise segmenti EBITDA ning langes enim tuule segmenti EBITDA. Täpsem analüüs raporteeritavate segmentide kaupa on esitatud allpool.

Muu segmenti EBITDA koosneb peamiselt üldjuhtimiskuludest, mis moodustavad valdava osa muust segmentist. Lisaks on muus segmentis Paide võrguehitusteenused, Keila-Joa hüdroelektrijaam ning Ruhnu taastuenergia lahendus. Muu segmenti kahjum suurenes 0,3 mln euro võrra.

Grupi EBITDA jagunemine ja muutus, mln €



Tuuleenergia segment



Tuuleenergia segment koosneb opereerivatest tuuleparkidest, tuuleparkide arendustest, tuuleparkide arendamisega seotud juhtimiskuludest ja tuuleparkide juhtimiskuludest.

Töökindlus ja toodangud

2023. aasta I kvartalis olid Eesti ja Leedu tuuleolud mõnevõrra tagasihoidlikumad kui aasta varem, kuid Eesti ja Leedu tuuleparkide töökindlus oli samas paremal tasemel - vastavalt 96,3% ja 97,6%.

Eesti tuuleparkide toodang kasvas esimeses kvartalis võrreldes eelmise aasta sama perioodiga +2% ja Leedus +27%. Leedus hakkasid osaliselt toodangut andma kaks ehituse lõppfaasis olevat tuuleparki - Akmene ja Šilale II, märtsi lõpus jõudis esimese toodangu anda ka Purtsse tuulepark Eestis. Summaarselt ulatus tuulenergia toodang 351 GWh-ni, suurenedes aastaga 13%. Praktiliselt kogu kasv tuli uute tuuleparkide toodangu arvelt.

Elektrihinnad

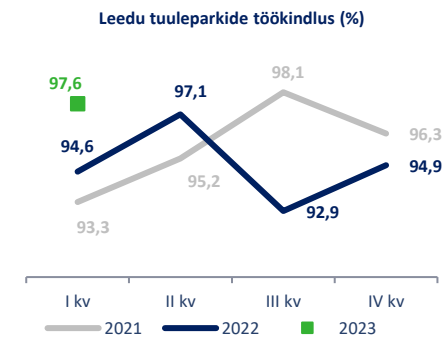
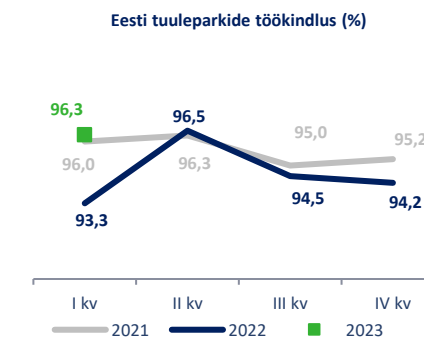
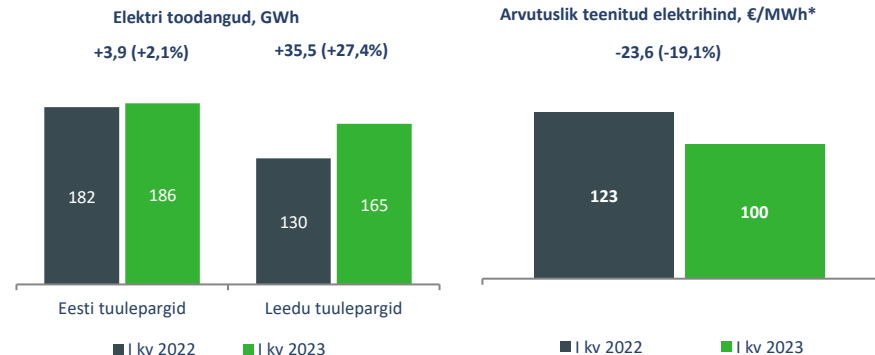
Eesti tuulepargid, mille toetusalune periood ei ole lõppenud, saavad lisaks elektri turuhinnale taastuueenergia tasu 53,7 €/MWh kohta (ingl. k. Feed-in Premium, FiP). Eesti tuuleparkide segment sisaldab 2022. aasta märtsist alates osaliselt ka fikseeritud hinnaga müüki. Tänu sellele ei ole Eesti tuuleparkide toodang täies ulatuses avatud elektri turuhinna kõikumistele.

2022. aasta kolmandas kvartalis asendasime kõigis Leedu tuuleparkides senise FIT (Feed-In Tariff) taastuueenergia toetuse põhise tulumudeli kombinatsiooniga fikseeritud hinnaga pikaajaliste elektrilepingute (PPA, ingl. k. *Power Purchase Agreement*) ning turuhinnapõhisest tulumudelist. Kuna nii Eesti kui Leedu tuuleenergia arvutuslikud teenitud hinnad sõltuvad turuhindade ja PPA kombinatsioonist (ning Eesti FiP toetuse osakaal kogutuludes on vähenemas), siis avalikustame alates käesolevast aruandest kogu tuuleenergia segmendi kui terviku arvutuslikku teenitud elektrihinda.

Tuule segmendi arvutuslik teenitud elektrihind oli 2023. aasta I kvartalis 99,8 €/MWh (-19% võrreldes 2022. aasta I kvartaliga). Arvutuslikku teenitud elektrihinda mõjutasid nii madalamad Nord Pool turuhinnad, pikaajaliste elektrimüügi lepingute lisandumine kui ka elektriostu kulud. Kokku müüdi 2023. aasta I kvartalis PPA lepingute alusel 260,3 GWh elektrit keskmise hinnaga 89,8 €/MWh.

Äritulud

Tuule segmendi äritulusid mõjutasid nii 13% kõrgem elektri toodang kui ka madalamad arvutuslikud teenitud elektrihinnad, kasvatades segmendi äritulusid 44,8 mln euronit ehk 8,2%.



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

Tuuleenergia segment

Ärikulud

Tuule segmendi ärikulud (ilma kulumita) kasvasid 7,3 mln euro võrra 14,0 mln euroni. Kulude kasv on seotud madala tuulega tundidel PPA portfelli tasakaalustamiseks tehtavate elektrienergia ostudega. Muud ärikulud (ilma elektrienergia ostu, bilansienergia kulude ning kulumi kasvuta) kasvasid kvartalite võrdluses 0,5 mln euro võrra.

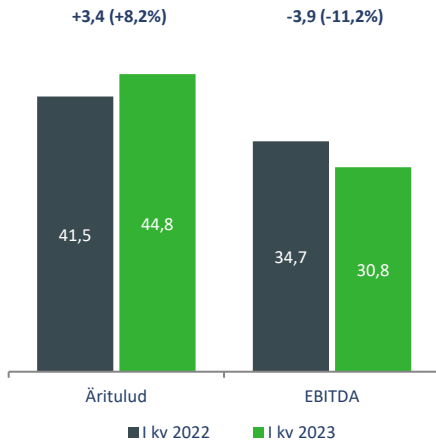
Opereerimiskulud MW kohta

Tuuleenergia segmenti kuuluvate opereerivate tuuleparkide üksuste (Enefit Wind OÜ ja Enefit Wind UAB) kulude põhjal on tuuleparkide opereerimiskulud (ärikulud ilma kulumi, bilansienergia ostuta ja PPA teenindamise ostukuludeta) installeeritud megavati kohta I kvartalis 2023 suurenenud 7,5% võrreldes võrdlusperioodiga. Kulude stabiilsus uute hoolduslepingute sõlmimisest on tasakaalustanud indekseerimisest tulenevat hoolduskulude naturaalselt kasvu.

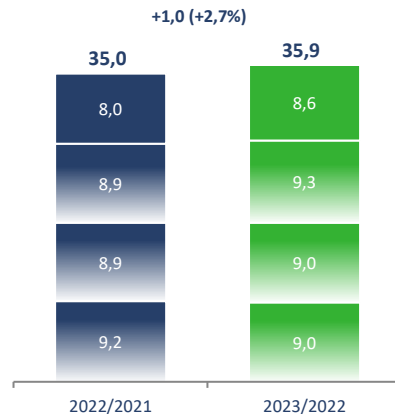
EBITDA

Kokkuvõtvalt langes tuule segmendi EBITDA 30,8 mln euroni (I kvartal 2022: 34,7 mln eurot). Langus tulenes elektri turuhinna langusest ja PPA portfelli tasakaalustamiseks tehtavate elektrienergia ostukulude kasvust.

Äritulud ja EBITDA, mln €



Opereerimiskulud MW kohta, tuh €/MW viimased 4 kvartalit*



* (Ärikulud - bilansienergia ost - kulum) / opereeriv võimsus. Arvutuses on arvesse võetud ainult opereerivad tuulevarad: Enefit Wind OÜ ja Enefit Wind UAB.

Koostootmise segment

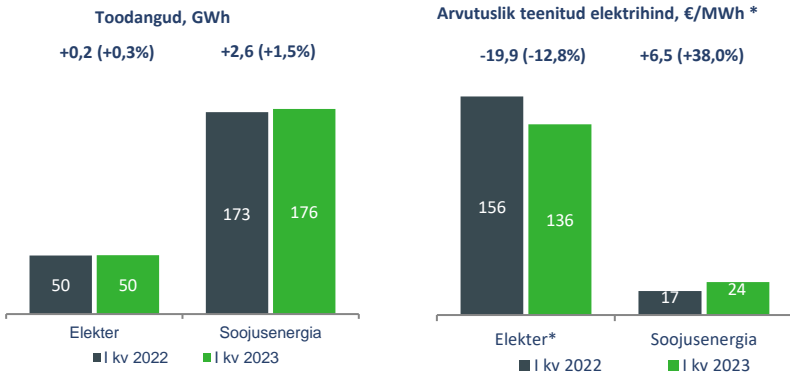
Koostootmise segment koosneb Iru, Paide, Valka ja Broceni koostootmisjaamadest ja pelletitehasest.

Elektritoodangud ja -hinnad

I kvartalis 2023. aastal oli elektritoodang 50,3 GWh, mis on samal tasemel võrdluskvartaliga (I kvartalis 2022 50,2 GW. Iru ja Paide koostootmisjaamad saavad 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 2022. aasta detsembri keskpaigast müüb Valka koostootmisjaam elektrit NP Läti turuhinnaga, enne seda oli määratud fikseeritud elektrihinnad vahemikus 79,75 €/MWh kuni 105,6 €/MWh. Broceni koostootmisjaam kaotas vastavalt BVKB oktoobris 2021 langetatud otsusele fikseeritud elektrihinna 143,6 €/MWh tagasiulatuvalt alates märtsist 2021. Viimase otsuse on Enefit Greeni tütarettevõtte SIA Technological Solutions kohtus vaidlustanud. Aprillis 2023 langetas II astme kohus otsuse BVKB kasuks, SIA Technological Solutions juhatus kaalub edasisi samme. Kuni kohtuvaidluse lõppplahendini müüb Broceni koostootmisjaam alates novembrist 2021 elektrit Nord Pool Läti turuhinnaga.

Koostootmisjaamade töökindlus oli esimeses kvartalis mullusega sarnaselt kõrgel tasemel - 99,3% (99,5%).

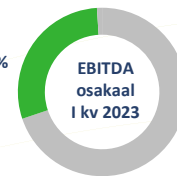
Arvutuslik teenitud segmendi elektrihind on langenud NP Eesti ja Läti turuhinna tõttu 13% ja oli 2023. aasta I kvartalis 136,2 €/MWh.



* (Elektrimüügi tulud + taastuvenergia tasu ja tõhusa koostootmise toetus + rohesertifikaatide tulud – elektri ost Nord Pooli päev-ette ja päevasel turul – bilansienergia ost) / toodang



31%

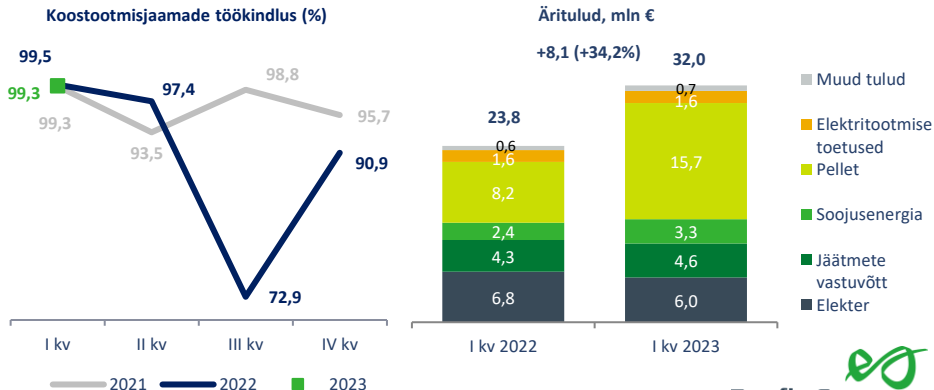


Soojusenergia toodangud ja hinnad

Soojusenergia toodang kasvas 1,5% 176 GWh-ni. Kvartalite võrdluses suurenes keskmine müüdüd soojaenergia MWh-i hind 38%, olles 2023. aasta I kvartalis ligikaudu 24 €/MWh. Iru soojusenergia toodangu piirhind on võrreldavates kvartalites olnud sama ehk 7,98 €/MWh, kuid Paides ja Valkas on hind oluliselt tõusnud tingituna sisseostetava biomassi kallinemisest.

Äritulud

Äritulud suurenesid kvartalite võrdluses 32,0 mln euronit ehk 34%. Enim kasvas pelletite müügitulu (+7,5 miljonit eurot, +92%) tingituna kõrgemast müügihinnast ja suurematest müügi kogustest. Pelleti keskmine müügihind tõusis tasemele 252,7 €/t ehk 69% võrra. Esimeses kvartalis müüdi pelletteid 62 tuhat tonni, võrdlusperioodil 55 tuhat tonni. Jäätmete vastuvõttutulud suurenesid kasvanud jäätmete vastuvõtomahu tõttu 0,3 mln euro võrra (4,6 mln euronit), soojusenergia müügitulud suurenesid kõrgemast toodangust ja müügihinnast tingitult 0,9 mln euro võrra (3,3 mln euronit) ja muud tulud tõusid 0,1 mln euro võrra (0,7 mln euronit). Elektrimüügitulud vähenesid 0,8 mln euro võrra (6,0 mln euronit) madalama turuhinna tõttu. Elektri tootmise toetused jäid samale tasemele võrreldes võrdlusperioodiga.



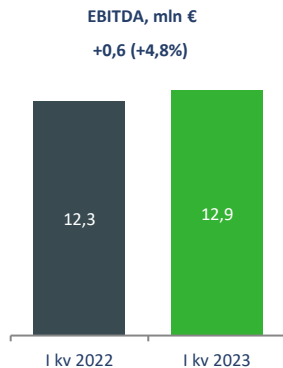
Koostootmise segment

Ärikulud

Valmistoodangu varude jääkide muutus 2023. aasta I kvartalis suurendas kulusid (5,1 miljonit eurot) pelletite toodangust suurema müügi tõttu. 2022. aasta I kvartalis oli olukord samasugune ehk pelletite müük ületas toodangut ning varude muutus oli summas 2,1 miljonit eurot. Kvartalite võrdluses suurenesid koostootmise segmendi kulud varude muutusest 3,0 mln euro võrra. Muutuvkulud suurenesid 2023. aasta I kvartalis 4,3 miljoni euro võrra kõrgema biomassi hinna tõttu. Pelleti keskmine biomassi kulu tõusis kvartalite võrdluses 108%. 2023. aasta I kvartali biomassi kuluks oli 131,7 €/tonn, 2022. aasta I kvartali perioodil oli kuluks 63,4€/tonn. Püsikulud suurenesid 0,3 miljoni euro võrra 2,5 miljoni euroni. Peamine kasuallikas oli palgakulude kasv 0,2 miljoni euro võrra segmendis.

EBITDA

Segmendi EBITDA kasvas 0,6 mln euro võrra ehk 5% võrreldes eelmise aasta sama kvartaliga, olles 2023. aasta I kvartalis 12,9 mln eurot. Kasvu põhjustas peamiselt pelletimüügi EBITDA suurenemine, negatiivset mõju EBITDA-le avaldas nii biomassi kallinemine kui ka elektrihindade langus.



Päikeseenergia segment

Päikeseenergia segment sisaldab lisaks opereerivatele päikeseelektrijaamadele ka päikeseparkide arendusi ja päikeseteenuseid.

Toodangud

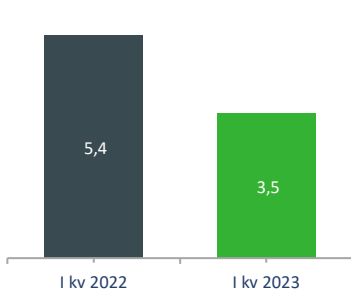
I kvartalis 2023 oli päikeseenergia toodang 3,5 GWh, mis on 1,9 GWh (35%) madalam kui võrdlusperioodil tingituna ilmaoludest nii Eestis kui ka Poolas. Päikeseparkide töökindlus püsis ootuspäraselt kõrge 99,9% tasemel (võrdlusperioodil 99,8%).

Elektrihinnad

Eesti päikesepargid on osaliselt avatud elektri turuhinna suhtes, Poola päikeseparkidel on iga-aastaselt inflatsiooniga indekseeritav fikseeritud hind, mis 2023. aasta I kvartalis oli 492-526 zloti/MWh (kolme kuu keskmise Poola zloti kursiga arvestades 104-112 €/MWh). Alates 2023. aasta I kvartalist lisandusid päikese segmenti Purtsse PPA tulud. Kuna park ise alustas tootmist aprilli lõpus, siis elekter müüdi teiste opereerivate varade portfelist. Keskmist hinda on 2023. aasta I kvartalis tõstnud rohesertifikaatide müük, mida 2022. aasta I kvartalis ei olnud.

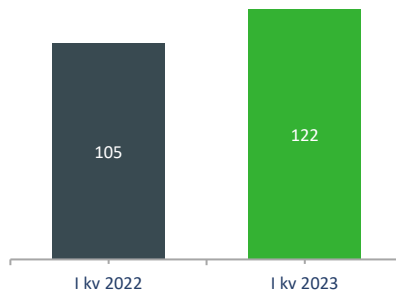
Elektritoodang, GWh

-1,9 (-35,0%)

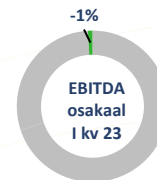


Arvutuslik teenitud elektrihind, €/MWh*

+16,6 (+15,8%)



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



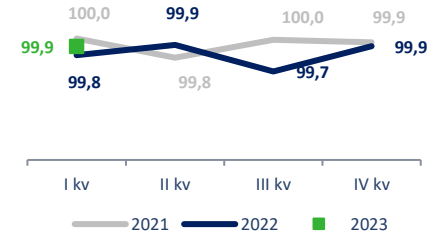
Äritulud

Opereerivate päikeseparkide äritulud langesid 0,8 mln euro võrra. Peamiseks põhjuseks on elektritoodangute vähenemine.

EBITDA

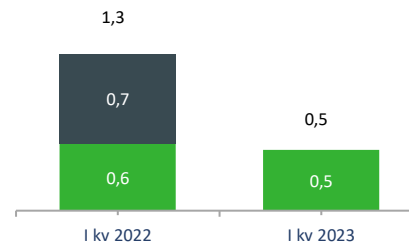
Päikese segmenti EBITDA oli 2023. aasta I kvartalis -0,4 mln eurot, mis on 0,8 miljoni euro võrra väiksem kui eelmise aasta samas kvartalis. Peamiseks põhjuseks arendustegevusega seotud püskulude (sealhulgas personali- ja konsultatsioonikulude) kasv. Vähemal määral mõjutas tulemust ka „võtmed-kätte“ päikeseteenusest väljumine möödunud aastal.

Päikeseparkide töökindlus (%)



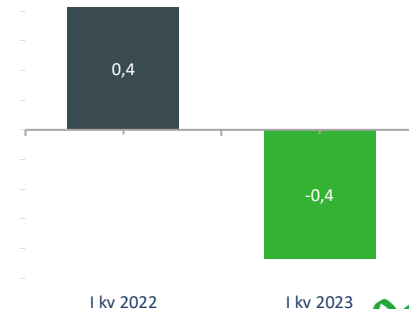
Äritulud, mln €

-0,8 (-61,1%)



EBITDA, mln €

-0,8 (-205,4%)



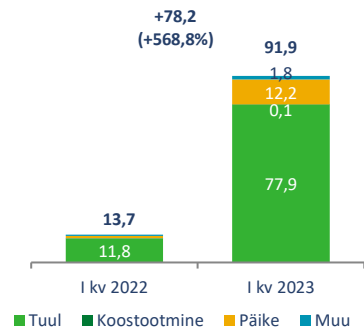
Investeeringud

Investeeringud I kvartalis

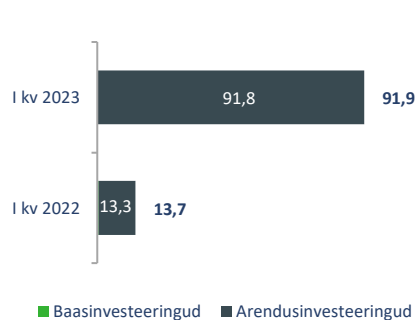
Grupi investeeringud olid 2023. aasta I kvartalis 91,9 mln eurot, mida on 78,2 mln eurot rohkem kui võrdlusperioodil. Kasv tulenes arendusinvesteeringutest, mis ulatusid 91,9 mln euroni. Sellest 59,6 mln eurot oli seotud kolme tuulepargi rajamisega: 32,4 mln eurot investeeriti Sopi-Tootsi tuuleparki, 17,2 mln eurot Kelme tuuleparki, 10,1 mln eurot Puritse tuuleparki. Lisaks omandas Enefit Green 6,2 mln euro eest Liivi lahe meretuulepargi arenduse Eesti Energialt. Pääkeseparkide arendustest investeeriti kõige rohkem Puritse pääkesepargi teostusetappi 10,9 mln eurot.

Baasinvesteeringuid tehti I kvartalis 0,1 mln euro ulatuses, mida on 0,3 mln euro võrra vähem kui võrdlusperioodil. Baasinvesteeringud olid peamiselt seotud Eesti tuuleparkidega. Tuuleparkide baasinvesteeringud võivad kvartalite lõikes oluliselt erineda, kuna sõltuvad tuulikute tehnilistest probleemidest vastaval perioodil.

Investeeringud segmentide lõikes, mln €



Investeeringud tüübi järgi, mln €



Finantseerimine

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

31. märtsi 2023 seisuga oli Grupi intressikandvate kohustuste maht korrigeeritud soetusmaksumuses 272,7 mln eurot (279,6 mln eurot 31. detsembril 2022). Sellest moodustasid enamuse pangalaenuid summas 267,9 mln eurot, sealhulgas Poola zlottides võetud laen 6,7 mln euro väärtuses.

2023. aasta I kvartalis sõlmis Enefit Green ühe uue 12 aastase tähtajaga laenulepingu Põhjamaade Investeerimispangaga 100 mln euro väärtuses ning 7 aastased laenulepingud SEB-ga 225 mln euro väärtuses. Nimetatud laenuid kogusummas 325 mln eurot olid 31. märtsi 2023 seisuga kasutusele võtmata.

Enefit Green on sõlminud kolm korduvkasutatavat likviidsuslaenulepingut kogusummas 50 miljonit eurot tähtaegadega perioodil 2024 – 2026 (kõik limiidid seisuga 31. märts 2023 on kasutusele võtmata).

Investeerimislaenulede kogujäägiga 164,0 miljonit eurot on sõlmitud intressimäära vahetuslepingud (ingl. k. interest rate swaps), fikseerides nende intressimäärad vahemikus 1,049% kuni 1,125% (pluss marginaal) kuni vastavate laenuid lõpptähtajani.

Keskmine välja võetud pangalaenuid intressimäär 31. märtsi 2023 seisuga oli 2,75% (31. detsember 2022 2,60%).

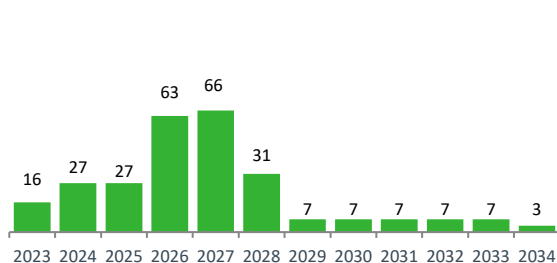
Laenulepingute eritingimused

Grupi laenulepingud sisaldavad mõningaid eritingimusi, mis seavad grupi konsolideeritud majandusnäitajatele teatud piirmäärad. Seisuga 31. märts 2023 täitis grupp kõiki laenulepingutes sätestatud nõudeid.

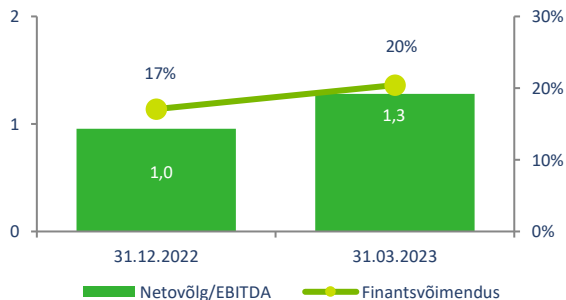
Finantseerimise ja tootluse suhtarvud

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

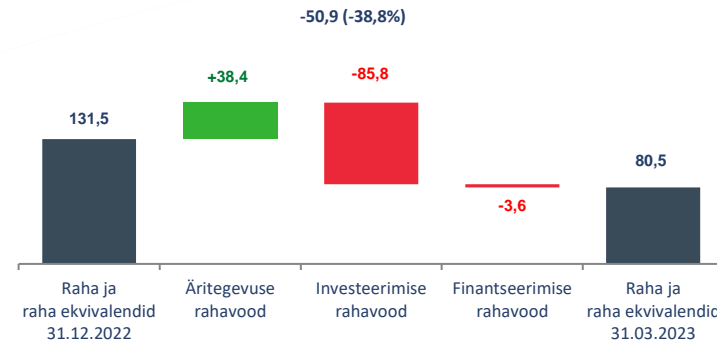
Pangalaenuid tagasimaksegraafik, mln €



Netovõlg/EBITDA, korda



Likviidsete varade muutus I kvartalis 2023. aastal, mln €



miljonites eurodes	31.12.2022	31.03.2023
Võlakohustused	279,6	272,7
Miinus raha	-131,5	-80,5
Netovõlg	148,1	192,2
Omakapital	718,7	748,5
Investeeritud kapital	866,8	940,8
EBITDA (viimased 12 kuud)	154,8	150,4
Ärikasum (viimased 12 kuud)	117,1	112,4
Puhaskasum (viimased 12 kuud)	110,2	105,8
Finantsvõimendus (1)	17%	20%
Netovõlg/EBITDA	0,96	1,28
Investeeritud kapitali tootlus (2)	13,5%	12,0%
Omakapitali tootlus (3)	15,3%	14,1%

- (1) Finantsvõimendus = netovõlg / (netovõlg + omakapital)
- (2) Investeeritud kapitali tootlus = viimase 12 kuu ärikasum / (netovõlg + omakapital)
- (3) Omakapitali tootlus = viimase 12 kuu puhaskasum / omakapital

Riskijuhtimine

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

Elektrienergia müügi hinnarisk

Elektrihinna riski maandatakse kombinatsiooniga

- erinevate riiklike taastuvenergia toetustest (FIP, CfD jm skeemid), mida saavad grupi erinevad olemasolevad tootmisvarad ning
- kasvavas mahus aktiivselt sõlmitavate elektrimüügilepingutega (ingl. k. Power Purchase Agreement, PPA), millega grupp on seadnud eesmärgiks fikseerida müüdava elektri hind uute arendusprojektide siduva investeerimisotsuse tegemise hetkeks minimaalselt 60% ulatuses vastava arendusprojekti vähemalt esimese viie aasta elektrienergia prognoositava toodangu mahust.

Esimeses kvartalis 2023 uusi PPA lepinguid ei sõlmitud.

Sõlmitud PPA lepingute maht kokku on 10 266 GWh ning keskmine hind 72,0 EUR/MWh.

Peale 2027. aastat toodetavast elektrist on PPA-dega kaetud 3 677 GWh keskmise hinnaga 78,1 EUR/MWh.

Allpool on graafikul esitatud 31.03.2023 seisuga uuendatud info lähiaastate prognoositavate tootmismahude ja maandatud riskiga tootmismahude kohta.

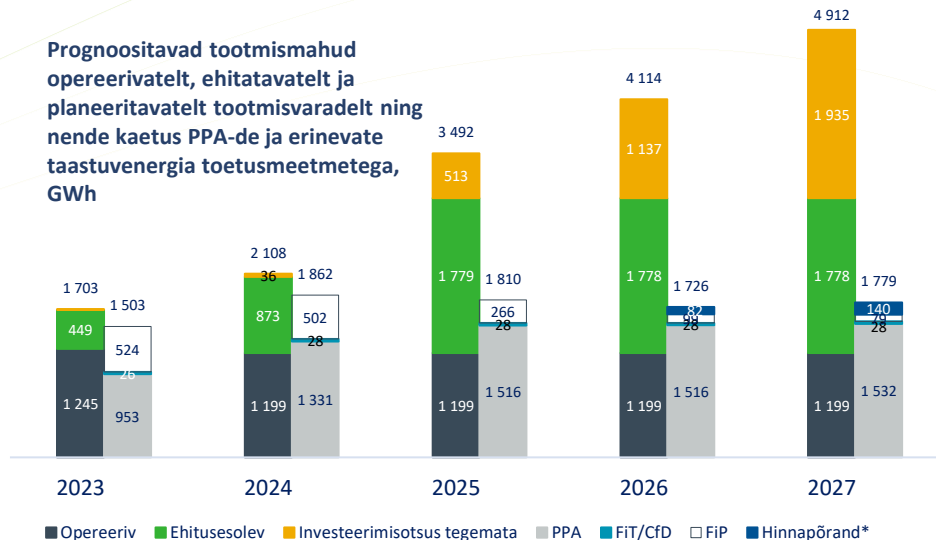
Intressimäära risk

Intressimäära riski juhib grupp intressimäära vahetustehingute (ingl. k. *interest rate swap, IRS*) abil.

Intressimäära risk on risk, et finantsinstrumentide õiglase 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 ning osaliselt ujuva intressimääraga laenude võtmise kaudu, mille puhul IRS-ide abil fikseeritakse laenude intressikulud. Intressimäära vahetustehingute info on välja toodud raamatupidamisaruande lisas 5.

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



	2023	2024	2025	2026	2027	Periood 2023-2027 kokku
FIT/CfD meetmega fikseeritud toodangu osakaal**	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Kogus (GWh)	26	28	28	28	28	140
FIT/CfD kaalutud keskmine hind, EUR/MWh	94,1	94,2	96,1	98,1	100,1	96,6
FIP toetusega kaetud toodangu osakaal**	31%	24%	9%	3%	3%	12%
Kogus (GWh)	524	502	266	99	79	1 470
FIP kaalutud keskmine toetus, EUR/MWh (lisandub elektri turuhinnale)	50,2	50,2	50,3	53,7	53,7	50,6
PPA-dega kaetud toodangu osakaal**	56%	64%	51%	51%	51%	54%
Kogus (GWh)	953	1 331	1 516	1 516	1 532	6 848
PPA-de kaalutud keskmine hind, EUR/MWh	86,9	67,6	64,7	64,7	69,0	69,3

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

** eeldatav toodang sisaldab opereerivate ning ehitusesolevate varade prognoositud toodangut

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne I kvartal 2023

Lühendatud konsolideeritud kasumiaruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2023	I kv 2022
Müügitulu	9	68 785	58 141
Taastuenergia toetus ja muud äritulud	10	8 719	8 579
Valmis- ja lõpetamata toodangu varude jääkide muutus		-5 060	-2 067
Kaubad, toore, materjal ja teenused	11	-24 792	-14 134
Tööjõukulud		-2 486	-2 443
Põhivara kulum, amortisatsioon ja allahindlus		-9 815	-9 648
Muud tegevuskulud		-4 055	-2 504
ÄRIKASUM		31 296	35 924
Finantstulud		407	170
Finantskulud		-380	-325
Neto finantstulud (-kulud)		27	-155
Kasum kapitaliosaluse meetodil investeringutelt sidusettevõttesse		19	4
KASUM ENNE TULUMAKSUSTAMIST		31 342	35 773
Tulumaks		-820	-849
ARUANDEPERIOODI KASUM		30 522	34 924

Tava ja lahustunud puhaskasum aktsia kohta

Kaalutud keskmine aktsiate arv, tuh	6	264 276	264 276
Tava puhaskasum aktsia kohta, EUR	6	0,12	0,13
Lahustunud puhaskasum aktsia kohta, EUR	6	0,12	0,13

Lühendatud konsolideeritud muu koondkasumiaruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2023	I kv 2022
ARUANDEPERIOODI KASUM		30 522	34 924
Muu koondkasum			
Kirjed mida võib edaspidi ümber klassifitseerida kasumiaruandesse:			
Rahavoo riskimaandamisinstrumentide ümberhindlus (sh. ümberklassifitseerimised kasumiaruandesse)	5,7	-689	937
Välismaiste tütarettevõtjate ümberarvestusel tekkinud valuutakursivahed	7	-35	-137
Aruandeperioodi muu koondkasum		-724	800
ARUANDEPERIOODI KOONDKASUM KOKKU		29 798	35 724

Lühendatud konsolideeritud finantsseisundi aruanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	31.03.2023	31.12.2022
VARAD			
Põhivara			
Materiaalne põhivara	4	843 998	776 870
Immateriaalne põhivara		60 342	60 382
Varade kasutusõigus		4 528	4 239
Ettemaksud põhivara eest	4	34 538	19 412
Edasilükkunud tulumaksuvara		1 344	1 321
Investeeringud sidusettevõtjatesse		524	506
Tuletisinstrumentid	5, 7	9 206	11 277
Pikaajalised nõuded		40	40
Kokku põhivara		954 520	874 047
Käibevara			
Varud		8 628	14 227
Nõuded ostjate vastu, muud nõuded ja ettemaksud		46 777	41 091
Raha ja raha ekvivalendid		80 509	131 456
Tuletisinstrumentid	5	3 871	3 349
Kokku käibevara		139 785	190 123
Kokku varad		1 094 305	1 064 170

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	31.03.2023	31.12.2022
OMAKAPITAL			
Emaettevõtja omanikele kuuluv kapital ja reservid			
Aktiivkapital		264 276	264 276
Ülekurs	6	60 351	60 351
Kohustuslik reservkapital		3 259	3 259
Muud reservid	5,7	165 730	166 419
Realiseerimata kursivahede reserv	7	-797	-762
Jaotamata kasum		255 712	225 190
Kokku omakapital		748 531	718 733
KOHUSTUSED			
Pikaajalised kohustused			
Võlakohustused	8	252 470	255 755
Sihtfinantseerimine		6 991	7 115
Tuletisvaba lepinguline kohustus	5,7	18 086	18 086
Edasilükkunud tulumaksukohustused		12 297	12 326
Muud pikaajalised võlad		3 000	3 000
Eraldised		9	9
Kokku pikaajalised kohustused		292 853	296 291
Lühiajalised kohustused			
Võlakohustused	8	20 266	23 808
Võlad hankijatele ja muud võlad		29 298	20 215
Eraldised		2	2
Tuletisvaba lepinguline kohustus	5	3 355	5 121
Kokku lühiajalised kohustused		52 921	49 146
Kokku kohustused		345 774	345 437
Kokku omakapital ja kohustused		1 094 305	1 064 170

Lühendatud konsolideeritud rahavoogude vahearuanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Lisa	I kv 2023	I kv 2022
Rahavood äritegevusest			
Äritegevusest saadud raha	12	44 337	46 035
Makstud intressid ja laenukulud		-2 053	-502
Saadud intressid		311	2
Makstud tulumaks		-574	-500
Kokku rahavood äritegevusest		42 021	45 035
Rahavood investeerimisest			
Tasutud materiaalse ja immateriaalse põhivara soetamisel	4	-85 747	-12 326
Laekunud materiaalse põhivara müügist		0	3
Kokku rahavood investeerimisest		-85 747	-12 323
Rahavood finantseerimisest			
Tagasi makstud pangalaenu	8	-7 137	-4 643
Tagasi makstud liisingkohustused	8	-84	-82
Kokku rahavood finantseerimisest		-7 221	-4 725
Neto rahavoog		-50 947	27 987
Raha ja raha ekvivalendid aruandeperioodi algul		131 456	80 454
Raha ja raha ekvivalendid aruandeperioodi lõpul		80 509	108 441
Kokku raha ja raha ekvivalentide muutus		-50 947	27 987

Lühendatud konsolideeritud omakapitali muutuste vahearuanne

<i>tuhandetes eurodes</i>	Aktiivkapital	Ülekurs	Kohustuslik reservkapital	Muud reservid	Realiseerimata kursivahed	Jaotamata kasum	Kokku omakapital
Omakapital seisuga 31.12.2021	264 276	60 351	479	151 793	-965	157 673	633 607
Aruandeperioodi kasum	0	0	0	0	0	34 924	34 924
Aruandeperioodi muu koondkasum	0	0	0	937	-137	0	800
Aruandeperioodi koondkasum kokku	0	0	0	937	-137	34 924	35 724
Omakapital seisuga 31.03.2022	264 276	60 351	479	152 730	-1 102	192 597	669 331
Omakapital seisuga 31.12.2022	264 276	60 351	3 259	166 419	-762	225 190	718 733
Aruandeperioodi kasum	0	0	0	0	0	30 522	30 522
Aruandeperioodi muu koondkahjum	0	0	0	-689	-35	0	-724
Aruandeperioodi koondkasum kokku	0	0	0	-689	-35	30 522	29 798
Omakapital seisuga 31.03.2023	264 276	60 351	3 259	165 730	-797	255 712	748 531

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuande lisad

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

1. Oluliste arvestuspõhimõtete kokkuvõte

Käesolev lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne on koostatud kooskõlas rahvusvahelise raamatupidamisstandardiga IAS 34 „Vahefinantsaruandlus“ ja ei sisalda kõiki lisasid, mida tavapäraselt sisaldab raamatupidamise aastaaruanne, mistõttu tuleks seda lugeda koos grupi 31. detsembril 2022 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 2022 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 2022 lõppenud majandusaasta kohta koostatud konsolideeritud raamatupidamise aastaaruandes.

Käesolev vahearuanne ei ole auditeeritud ega muul moel kontrollitud auditorite 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 vahearuanne lugeda koos grupi 31. detsembril 2022 lõppenud majandusaasta kohta koostatud raamatupidamise aastaaruandega.

Alates 2022. aasta märtsist kasutab grupp intressimäära riski juhtimiseks intressimäära vahetustehinguid. Intressimäära risk on risk, et finantsinstrumentide õiglase väärtus või rahavood kõiguvad tulevikus tulu 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 laenu võtmise kaudu, mille puhul intressimäärade vahetustehingute abil fikseeritakse laenu intressikulud. Intressimäära vahetustehingud on välja toodud lisas 5.

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

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

3. Segmendiaruandlus

Enefit Greeni juhatus kasutab grupi majandustulemuste hindamiseks ja juhtimisotsuste tegemiseks segmendipõhist raporteerimist, kus grupi segmendid on määratletud vastavalt äriüksuste peamistele tegevusvaldkondadele. Kõik grupi opereeritavad tootmisüksused on jaotatud ärisegmentidele vastavalt nende energiatootmise viisile. Muud sisemised struktuuriüksused on jaotatud ärisegmentidele vastavalt nende peamisele tegevusvaldkonnale.

Grupis on eristatud kolm peamist tegevusvaldkonda, mida esitatakse eraldi avalikustatavate segmentidena, ja väiksemad tegevusvaldkonnad, mis on esitatud koos kui „Muud“:

1. Tuuleenergia (hõlmab kõiki grupi tuuleparke);
2. Koostootmine (hõlmab kõiki grupi koostootmisjaamasid ja pelleti tootmist);
3. Päikeseenergia (hõlmab kõiki grupi päikeseparke);
4. Muud (sh hüdroenergia, kombineeritud taastuvenergialahendused, 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 segmendid põhinevad väljapoole müüdavatel 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 kajastatavatel investeringutelt sidusettevõtetesse ei jaotata segmentide vahel.

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

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

3. Segmendiaruandlus (järg)

tuhandetes eurodes	I kv 2023	I kv 2022
MÜÜGITULU		
Tuuleenergia	37 946	34 617
Koostootmine	30 141	22 118
Päikeseenergia	494	1 279
Kokku avalikustatavad segmendid	68 581	58 013
Muud	205	128
Kokku	68 785	58 141
TAASTUVENERGIA TOETUS JA MUUD ÄRITULUD		
Tuuleenergia	6 889	6 838
Koostootmine	1 810	1 691
Päikeseenergia	16	32
Kokku avalikustatavad segmendid	8 714	8 561
Muud	5	18
Kokku	8 719	8 579
EBITDA		
Tuuleenergia	30 825	34 720
Koostootmine	12 870	12 286
Päikeseenergia	-435	413
Kokku avalikustatavad segmendid	43 260	47 419
Muud	-2 148	-1 851
Kokku	41 112	45 568
Põhivara kulum ja väärtuse langus	9 815	9 648
Netofinantstulud (-kulud)	0	-155
Kasum/-kahjum kapitaliosaluse meetodil investeringutelt sidusettevõtetesse	0	4
Kasum enne maksustamist	31 296	35 768
ÄRIKASUM		
Tuuleenergia	23 891	27 908
Koostootmine	10 293	9 708
Päikeseenergia	-661	185
Kokku avalikustatavad segmendid	33 523	37 801
Muud	-2 227	-1 877
Kokku	31 296	35 924

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

3. Segmentiaruandlus (järg)

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2023	I kv 2022
INVESTEERINGUD PÕHIVARASSE		
Tuuleenergia	77 852	11 816
Koostootmine	93	149
Päikeseenergia	12 182	1 161
Kokku avalikustatavad segmendid	90 127	13 126
Muud	1 810	621
Kokku	91 938	13 746

<i>tuhandetes eurodes</i>	31.03.2023	31.12.2022
PÕHIVARA		
Tuuleenergia	733 564	668 422
Koostootmine	132 026	134 510
Päikeseenergia	73 184	55 035
Kokku avalikustatavad segmendid	938 775	857 968
Muud	15 746	16 079
Kokku	954 520	874 047

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

4. Materiaalne põhivara

<i>tuhandetes eurodes</i>	Maa	Hooned	Rajatised	Masinad ja seadmed	Lõpetamata ehitus	Ettemaksed	Kokku
Materiaalne põhivara seisuga 31.12.2022							
Soetusmaksumus	63 953	25 573	42 218	751 521	203 637	19 412	1 106 314
Kogunenud kulum	0	-10 385	-25 014	-274 615	-18	0	-310 032
Kokku materiaalne põhivara seisuga 31.12.2022	63 953	15 188	17 204	476 906	203 619	19 412	796 282
Aruandeperioodil toimunud liikumised							
Investeeringud põhivara soetuse	0	0	0	51	76 724	15 162	91 937
Valuuta ümberarvestuse kursivahed	0	0	1	21	1	0	23
Ümberklassifitseerimine	0	1	2	1 951	-1 918	-36	0
Arvestatud kulum ja allahindlus	0	-158	-317	-9 231	0	0	-9 706
Kokku aruandeperioodil toimunud liikumised	0	-157	-314	-7 208	74 807	15 126	82 254
Materiaalne põhivara seisuga 31.03.2023							
Soetusmaksumus	63 953	25 574	42 221	753 544	278 444	34 538	1 198 274
Kogunenud kulum	0	-10 543	-25 331	-283 846	-18	0	-319 738
Kokku materiaalne põhivara seisuga 31.03.2023	63 953	15 031	16 890	469 698	278 426	34 538	878 536

Seisuga 31.märts 2023 oli kontsernil põhivara soetamiseks sõlmitud lepingutest tulenevaid kohustusi 440 428 tuhat eurot (31. detsember 2022: 89 623 tuhat eurot ja 31. märts 2022: 212 890 tuhat eurot).

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

5. Tuletisvaba lepinguline kohustus, tuletisinstrumentid ja riskimaandamisarvestus

Tuletisinstrumente kajastatakse esmasel arvele võtmisel õiglases väärtuses tuletisinstrumenti lepingu sõlmimise kuupäeval ja hinnatakse edaspidi ümber nende õiglasele väärtusele. Väärtuse muutusest tekkinud kasumi või kahjumi kajastamise meetod sõltub sellest, kas tuletisinstrument on määratletud riskimaandamisinstrumentina ja kui on, siis maandatava objekti olemusest. Grupp kasutab 31.03.2023 seisuga rahavoo riskimaandamisinstrumente, mille eesmärgiks on maandada intressiriski, mis tekib ujuva intressimääraga laenudest.

Tehingu sõlmimisel dokumenteerib grupp riskimaandamisinstrumentide ja maandatavate objektide vahelise suhte, riskimaandamise eesmärgid ja erinevate riskimaandamistehingute sooritamise strateegia. Samuti dokumenteerib grupp, kas riskimaandamistehingutes kasutatavate tuletisinstrumentide ja maandatavate objektide rahavoogude muutuste vahel on majanduslik seos. Riskimaandamise alustamisel dokumenteerib grupp riskimaandamise ebaefektiivsuse allikad. Riskimaandamise ebaefektiivsus arvatatakse igal aruandeperioodil ja kajastatakse kasumiaruandes.

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

Rahavoo riskimaandamisena määratletud ja selleks kvalifitseeruvate tuletisinstrumentide õiglase 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 riskimaandamis 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 õiglase 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;
- Tase3: vara või kohustuste puhul mittejälgitavad sisendid.

Aktiivsel turul mittekaubeldavate finantsinstrumentide õiglase 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 jälgitaval turuandmel.

Tuletisvaba lepinguline kohustus

Grupp kasutas 2021. aasta jooksul rahavoo riskimaandamisinstrumente, mille eesmärgiks on maandada elektrihinna muutumise riski.

Osa grupi hallatavatest taastuenergia tootmise varadest, mille suhtes ei kohaldata sisentariifi alusel subsideerimiskava, on avatud elektrienergia hindade volatiilsuse ohule, kuna elektrit müüakse Nord Pooli avatud turul. Elektrihindade volatiilsuse riski maandamiseks on grupp kasutanud baaskoormuse vahetustehingute tuletislepinguid. Antud tuletisinstrumentide puhul on grupp ujuva hinna maksja ja vastaspool fikseeritud hinna maksja.

Tehingud, mille eesmärgiks on elektrienergia hinna muutumise riski maandamine on määratletud rahavoo riskimaandamise instrumentideks. Maandatavaks alusinstrumentideks on turuhinna risk kõrge tõenäosusega prognoositavate taastuenergia müügittehingute osas, mis on avatud turuhinna muutlikkusele. Riskimaandamise tulevikutehingud sõlmitakse 1:1 suhtes.

3. taseme instrumenti õiglase väärtus on leitud kasutades kombinatsiooni turuhindadest, matemaatilistest mudelitest ja eeldustest, mis põhinevad ajaloolistel ja tulevikku suunatud turuandmetel ning muudel asjakohastel andmetel. Tuletisinstrumentide õiglase väärtuse kõige olulisem sisend on elektrienergia pikaajaline hind. Õiglase väärtuse arvutamise aluseks kasutas grupp Leedu ja Eesti elektriturude pikaajalisi hinnaprognose vahemikus 34EUR/MWh kuni 59EUR/MWh. 17. augustil 2021 hinnati tuletisinstrumentid õiglasesse väärtusesse.

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

5. Tuletisvaba lepinguline kohustus, tuletisinstrumentid ja riskimaandamisarvestus (järg)

Riskimaandamisinstrumentideks määratud tuletisinstrumentide õiglase väärtus tehingupäeval oli -10 781 tuhat eurot, mida kajastatakse otse omakapitali kaudu, kuna see kajastab tehingut emaettevõttega Eesti Energia AS. Seisuga 31. märts 2023 oli saldo -10 781 tuhat eurot.

Enefit Green AS ja emaettevõtte Eesti Energia AS sõlmisid 17. augustil 2021 EFETi üldlepingu („EFET General Agreement“) elektrienergia üleandmise ja vastuvõtmise kohta, lõpetades samaaegselt kõik avatud tuletislepingud grupi ja Eesti Energia AS vahel. Lepingu allkirjastamisega sõlmisid pooled füüsilise elektrienergia müügilepingu fikseeritud hinnaga ajavahemikuks 2023 - 2027. Antud leping sõlmiti samade elektrienergia mahtude ja samade fikseeritud hindade alusel kui algselt avatud tuletisinstrumentid.

Grupp jätkas riskimaandamisarvestuse rakendamist avatud tuletisinstrumentide positsioonide osas kuni 17. augustini 2021, kajastades tuletisinstrumentide õiglase väärtuse muutust kuni EFETi üldlepingu allkirjastamise kuupäevani. Tuletisinstrumentide kohustuse väärtus suurenes tehingupäeva -10 781 tuhandelt eurolt -23 207 tuhandele eurole seisuga 31.12.2021 seoses elektrienergia hinnaga ajavahemikus tehingupäevast kuni 17. augustini 2021. Vastav (-12 426 tuhat eurot) negatiivne õiglase väärtuse muutus kajastub muus koondkasumis, kuna ajavahemikus tehingupäevast kuni 17. augustini 2021 ei olnud riskimaandamise instrumentideks klassifitseeritud tulevikutehingute puhul tuvastatud olulisi ebaefektiivsuse allikaid. Kuna antud lepingu sõlmimise hetkeks olid tuletisinstrumentid hinnatud õiglasesse väärtusesse (hindamine seisuga 17. augustil 2021), siis alates uue lepingu kehtima hakkamisest ei muutu tuletisinstrumentide kohustuse väärtuse saldo enne kui saabub lepingus määratletud ajaperiood 2023-2027.

Alates 01.01.2023 algas nimetatud EFET lepingute elektri tarneperiood. Sellest tulenevalt vähenes esimeses kvartalis saldo 860 tuhande euro võrra ning oli 31. märts 2023 seisuga -11 566 tuhat eurot.

EFET-i üldleping vastab oma tarbe („own use“) erandile ja seetõttu ei loeta seda finantsinstrumentiks, mis IFRS 9 kohaselt peab olema kajastatud õiglasel väärtuses, vaid lepinguks IFRS 15 „Müügitud lepingutelt klientidega“ alusel, kusjuures müügitud kajastatakse fikseeritud ühiku väärtuse alusel alles 2023–2027 ehk elektrienergia tarnimise hetkel. Tuletislepingute asendamise hetkel EFETi üldlepinguga ei kajastata kasumit ega kahjumit. EFET-i üldlepingu sõlmimisel klassifitseeritakse tuletisinstrumentide kohustuse bilansiline maksumus vastaval kuupäeval (-23 207 tuhat eurot) ümber tuletisvabaks lepinguliseks kohustuseks, mis suurendab järk-järgult kajastatud tulusid kuni EFET-i üldlepingu täitmiseni. Antud tulude kasvu kompenseerib osaliselt lõpetatud riskindamaandamisarvestuse alusel elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reservi kogunenud 12 426 tuhande euro ümberklassifitseerimine 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 kajastatakse otse omakapitali kaudu. Vaata reservide detailsemat infot Lisast 7.

31. detsembril 2022 klassifitseeriti eelnevalt mainitud kohustus summas 23 207 tuhat eurot lühiajaliseks summas 5 121 tuhat eurot ja pikaajaliseks summas 18 086 tuhat eurot.

Seoses EFET lepingute tarneperioodi algusega tehakse 2023. aasta jooksul järgmised kanded ülalmainitud reservidesse ning kasumiaruandesse:

tuhandetes eurodes	Lisa	I kv 2023	II kv 2023	III kv 2023	IV kv 2023	Kokku
Tuletisvaba lepinguline kohustus		-1 766	-756	-1 033	-1 566	-5 121
Elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reserv	7	860	552	632	754	2 798
Tuletisinstrumentide tulud	10	905	204	401	813	2 323

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

5. Tuletisvaba lepinguline kohustus, tuletisinstrumendid ja riskimaandamisarvestus (järg)

Intressimäära vahetustehingud (swap-tehingud)

Seisuga 31. märts 2023 oli grupil sõlmitud kolm intressimäära vahetustehingut kolme laenu intressimäära riski maandamiseks (võrreldaval perioodil intressimäära vahetustehingud puudusid):

- Intressimäära vahetustehing nominaalsummas 76 522 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 tulevikus ujuva intressimääraga laenust, mis võeti välja 30. septembril 2022.
- Intressimäära vahetustehing nominaalsummas 50 000 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 37 500 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.

Intressimäära vahetustehingud on määratletud rahavoo riskimaandamise instrumentideks. Riskimaandamisinstrumentide (intressimäära vahetustehingud) ja riskimaandamisobjektide (laenulepingud) vahel eksisteerib majanduslik suhe, sest seisuga 31. märts 2023 ühtisid kõikide intressimäära vahetustehingute põhilised tingimused laenulepingute tingimustega (nominaalsummad, valutatad, tähtajad, maksegraafikud). Riskimaandamise tulevikutehingud on sõlmitud 1:1 suhtes. Riskimaandamise efektiivsuse testimiseks kasutab grupp hüpoteetilise tuletisinstrumendi 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 riskimaandamisinstrumendi vahel tasakaalust välja minna ning võib tekkida olukord, kus riskimaandamisobjekti ja riskimaandamisinstrumendi väärtused ei liigu enam vastassuunas. Grupi juhtkonna hinnangul on äärmiselt ebatõenäoline, et krediidiriskist saaks tekkida oluline ebaefektiivsus.

Riskimaandamisinstrumentide mõju finantsseisundi aruandele seisuga 31. märts 2023 oli järgmine:

tuhandetes eurodes	Nominaal-summa	Bilansiline maksumus (vara)	Bilansiline maksumus (kohustus)	Finantsseisundi aruande kirje nimetus	Õiglase väärtuse muutus*	Kasumiaruandes kajastatud ebaefektiivsus	Riskimaandamisreservist kasumiaruandes ümber liigitatud summad
Swaptehingud	168 334	13 077	0	Tuletisinstrumendid	-996	0	553

*võrreldes 31.12.2022 seisuga, kajastatud muus koondkasumiaruandes

Riskimaandamisobjektide mõju finantsseisundi aruandele seisuga 31. märts 2023 oli järgmine:

tuhandetes eurodes	Õiglase väärtuse muutus, mida kasutati ebaefektiivsuse arvutamisel	Riskimaandamisreservis kajastatud summad	Riskimaandamisreservis kajastatud summad, mille puhul riskimaandamisarvestust enam ei rakendata
Ujuva intressimääraga laenud	13 077	13 077	0

Õiglase väärtus on arvatud kasutades kolmanda osapoolde mudelit, mida kinnitab tehingupartneri kinnitus. Grupi sisemiste arvutuste alusel leitakse intressimäära vahetustehingute õiglase väärtus oodatavate tuleviku rahavoogude nüüdiseväärtusena 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.

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

6. Aktsiakapital ja dividendid

Seisuga 31. märts 2023 oli Enefit Green ASil registreeritud 264 276 232 aktsiat (31. märts 2022: 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.

Dividendid

Grupi juhatus on teinud aktsionäride üldkoosolekule ettepaneku maksta 31. detsembril 2022 lõppenud majandusaasta eest dividende 54 969 tuhat eurot (0,208 eurot aktsia kohta). Dividendid makstakse välja peale aktsionäride üldkoosoleku otsust 2023. aasta teise kvartali jooksul.

Tava ja lahustunud puhaskasum aktsia kohta kaalutud keskmise aktsiate arvuga

	Ühik	I kv 2023	I kv 2022
Emaettevõtja omanike osa kasumist	tuh euro	30 522	34 924
Kaalutud keskmine aktsiate arv	tuh	264 276	264 276
Tava puhaskasum aktsia kohta	euro	0,12	0,13
Lahustunud puhaskasum aktsia kohta	euro	0,12	0,13

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

7. Muud reservid

<i>tuhandetes eurodes</i>	31.03.2023	31.12.2022
Muud reservid perioodi algul	165 657	150 828
sh realiseerimata kursivahede reserv	-762	-965
sh intressimäära vahetustehing	14 626	0
sh elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reserv	-12 426	-12 426
sh Emaettevõttega tehtud tuletisinstrumentide tehingu esmasel kajastamisel tekkinud õiglase väärtus	-10 781	-10 781
sh muud reservid	175 000	175 000
Rahavoogude riskimaandamisinstrumentide õiglase väärtuse muutus	860	0
sh elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reserv	860	0
Intressimäära vahetustehingud	-996	14 529
Kajastatud intressikulu suurendamisena	-553	97
Välismaiste tütarettevõtjate ümberarvestusel tekkinud valuutakursivahed	-35	203
Muud reservid perioodi lõpul	164 933	165 657
sh realiseerimata kursivahede reserv	-797	-762
sh Intressimäära vahetustehingud	13 077	14 626
sh elektrienergia riskimaandamisinstrumendide reserv	-11 566	-12 426
sh Emaettevõttega tehtud tuletisinstrumentide tehingu esmasel kajastamisel tekkinud õiglase väärtus	-10 781	-10 781
sh muud reservid	175 000	175 000

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

8. Võlakohustused korrigeeritud soetusmaksumuses

tuhandetes eurodes	Lühiajalised võlakohustused		Pikaajalised võlakohustused		Kokku
	Pangalaenu	Rendikohustused	Pangalaenu	Rendikohustused	
Võlakohustused korrigeeritud soetusmaksumuses seisuga 31.12.2022	23 396	412	251 577	4 178	279 563
Aruandeperioodil toimunud liikumised					
Rahalised liikumised					
Lisandunud võlakohustus	0	18	0	358	376
Võlakohustuse tagasimaksmine	-7 137	-84	0	0	-7 221
Mitterahaline liikumine					
Ümberklassifitseerimine	3 659	0	-3 659	0	0
Muud liikumised	2	0	14	2	18
Kokku aruandeperioodil toimunud liikumised	-3 476	-66	-3 645	360	-6 827
Võlakohustused korrigeeritud soetusmaksumuses seisuga 31.03.2023	19 920	346	247 932	4 538	272 736

Real "ümberklassifitseerimine" on toodud laenude lühiajalise põhiosa muutus tulenevalt laenugraafiku muudatusest.

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

9. Müügitulu

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2023	I kv 2022
Tegevusvaldkondade lõikes		
Kaupade müük		
Pelletite müük	15 676	8 174
Vanametalli müük	263	291
Muu kaupade müük	90	45
Kokku kaupade müük	16 029	8 510
Teenuste müük		
Soojusenergia müük	3 276	2 355
Elektrienergia müük	44 544	42 108
Jäätmete vastuvõtt ja edasimüük	4 593	4 291
Vara rent ja hooldus	248	853
Muude teenuste müük	95	24
Kokku teenuste müük	52 756	49 631
Kokku müügitulu	68 785	58 141

10. Taastuenergia toetus ja muud äritulud

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2023	I kv 2022
Taastuenergia toetus	7 268	8 282
Sihtfinantseerimine	123	135
Tuletisinstrumentide tulud	906	0
Muud äritulud	422	162
Kokku muud äritulud	8 719	8 579

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

11. Kaubad, toore, materjal ja teenused

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2023	I kv 2022
Hooldus- ja remonditööd	3 102	2 985
Tehnoloogiline kütus	8 359	4 279
Elektrienergia	11 461	4 685
Tuhakäitlusega seotud teenused	563	795
Transporditeenused valmistoodangu müügiks	569	461
Materjalid ja varuosad toodangu valmistamiseks	411	698
Ülekandeteenused	115	27
Jäätmete käitlemine	80	79
Loodusvarade ressursimaks	1	2
Muud kaubad, toore, materjal ja teenused	50	44
Saastemaks	81	79
Kokku kaubad, toore, materjal ja teenused	24 792	14 134

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuanne lisad

12. Äritegevusest laekunud raha

<i>tuhandetes eurodes</i>	I kv 2023	I kv 2022
Kasum enne tulumaksustamist	31 342	35 773
Korrigeerimised		
Materiaalse põhivara kulum ja väärtuse langus	9 706	9 620
Immateriaalse põhivara amortisatsioon ja väärtuse langus	109	28
Põhivara soetamiseks saadud sihtfinantseerimise amortisatsioon	-123	-135
Intrassikulu võlakohustustelt	380	319
Kasum/kahjum kapitaliosaluse meetodil investeeringutelt sidusettevõtjatesse	-19	-4
Kasum materiaalse põhivara müügist	0	-2
Intressi- ja muud finantstulud	-311	-3
Kursikahjum (kasum) välisvaluutas antud ja võetud laenudelt	15	-91
Realiseerunud kasum tuletisinstrumentidest	-905	0
Korrigeeritud kasum enne maksustamist	40 194	45 505
Äritegevusega seotud käibevarade netomuutus		
Äritegevusega seotud nõuete muutus	339	79
Varude muutus	5 600	1 740
Muu äritegevusega seotud käibevarade netomuutus	-5 812	-2 049
Kokku äritegevusega seotud käibevarade netomuutus	127	-230
Äritegevusega seotud kohustuste netomuutus		
Eraldiste muutus	0	-1
Võlgnevuse muutus hankijatele	1 217	1 658
Muu äritegevusega seotud kohustuste netomuutus	2 799	-897
Kokku äritegevusega seotud kohustuste netomuutus	4 016	760
Äritegevusest saadud raha	44 337	46 035

Lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuande lisad

13. Tehingud ja saldod seotud osapooltega

Enefit Green ASI emaattevõtte on Eesti Energia AS. Eesti Energia ASI ainuomanik seisuga 31. märts 2023 on Eesti Vabariik.

Enefit Green ASI lühendatud konsolideeritud raamatupidamise vahearuande koostamisel on loetud seotud osapoolteks omanikke, teisi samasse gruppi kuuluvaid äriühinguid (grupi ettevõtteid), tegev- ja kõrgemat juhtkonda ning eespool loetletud isikute lähedasi pereliikmeid ja valitseva või olulise mõju all olevaid ettevõtteid. 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 tütarettevõtted toodavad taastuvenergiat, mida müüakse vahetult kolmandatele osapooltele (sh elektribörsile Nord Pool). Emaattevõtte Eesti Energia AS osutab Enefit Greenile haldusteenuseid seoses nimetatud müügiotseduuriga. 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 märkimisväärse mahus ostu- ja müügittehinguid Eesti ülekandevõrgu operatori Elering ASiga, mis kuulub täielikult riigile.

tuhandetes eurodes	I kv 2023	I kv 2022
TEHINGUD		
EMAATTEVÕTE		
Teenuste ost	4 464	2 589
Kaupade müük	0	0
Teenuste müük	23 457	2 334
TEISED GRUPI ETTEVÕTTED		
Kaupade ost	0	6
Teenuste ost	857	970
Tulu kaupade müügist	0	0
Tulu teenuste müügist	420	1 976
TEISED SEOTUD OSAPOOLED (SH SIDUSETTEVÕTTED)		
Teenuste ost	456	367
Tulu teenuste müügist	0	0
ELERING AS		
Teenuste ost	1 587	31
Teenuste müük	7 330	8 368

tuhandetes eurodes	31.03.2023	31.12.2022
SALDOD		
Nõuded	9 069	11 968
Kohustused	22 545	26 412
sh tuletisvaba lepinguline kohustus	21 441	23 207
Nõuded	236	31
Kohustused	292	731
Nõuded	0	21
Kohustused	433	251
Nõuded	2 366	2 064
Kohustused	34	29

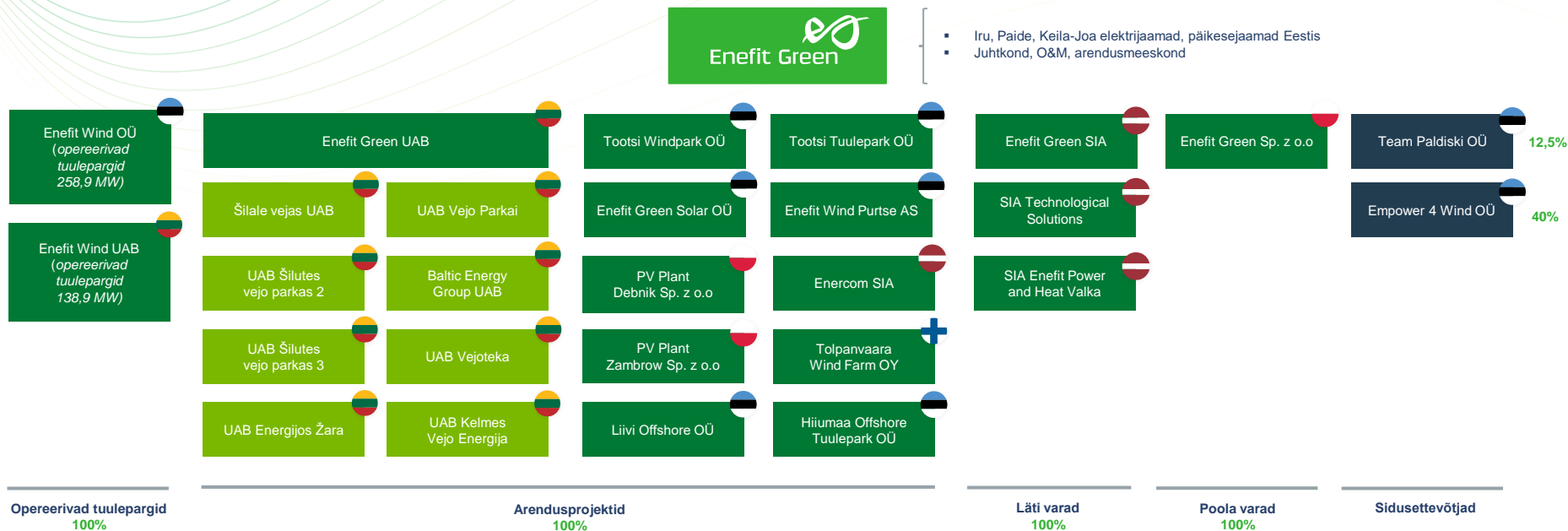
Seisuga 31.03.2023 on Enefit Green AS sõlminud pikaajalisi elektrienergia füüsilise tarne lepinguid seotud osapoolle Eesti Energia AS-ga mahus 9 111 GWh, elektrienergia tarnimiseks perioodil aprill 2023 kuni detsember 2033 Leedu, Eesti, Soome ja Poola elektrivõrgus. Lepingud on sõlmitud nii aastase baasenergia kui kuise baasenergia tarneks. Seotud osapooltega sõlmitud pikaajaliste elektrienergia füüsilise tarne lepingute kaalutud keskmine hind on 69,1 EUR/MWh.

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

Grupp jätkas riskimaandamisinvestuse 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 elektriinna muutumisega 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. märtsi 2023 seisuga oli elektrienergia riskimaandamisinstrumentide reservi saldo -11 566 tuhat eurot (vt ka lisa 5 ja 7).

Grupi struktuur

seisuga 31. märts 2023



- Otseses omandis tütarettevõttjad
- Kaudses omandis tütarettevõttjad
- Sidusettevõttjad