

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
Majandusteaduskond
Majandusanalüüsi ja rahanduse instituut

Marthen-Patrik Kummer

PÄIKESEPARGI INVESTEERIMISPROJEKTI TASUVUSE JA
RISKI ANALÜÜS ETTEVÕTE X TAEBLA
INVESTEERIMISPROJEKTI NÄITEL

Bakalaureusetöö

Õppekava ärimatus, peeriala äriandus

Juhendaja: Ilzija Ahmet, PhD

Tallinn 2022

Deklareerin, et olen koostanud töö iseseisvalt ja olen viidanud kõikidele töö koostamisel kasutatud teiste autorite töödele, olulistele seisukohtadele ja andmetel, ning ei ole esitanud sama tööd varasemalt ainepunktide saamiseks. Töö pikkuseks on 6307 sõna sissejuhatusest kuni kokkuvõtte lõpuni.

Marthen-Patrik Kummer

(allkiri, kuupäev)

Üliõpilase kood: 154825TABB

Üliõpilase e-posti aadress: marthenkummer@gmail.com

Juhendaja: Ilzija Ahmet, Ph.D.

Töö vastab nõuetele

.....

(allkiri, kuupäev)

Kaitsmiskomisjoni esimees:

Lubatud kaitsmisele

.....

(nimi, allkiri, kuupäev)

SISUKORD

LÜHIKOKKUVÕTE.....	4
SISSEJUHATUS	5
1. PÄIKESEENERGIA JA TAASTUVENERGIA SEKTOR EESTIS.....	7
1.1 Päikeseenergia maht, areng ja perspektiiv Eestis	7
1.2 Konkurents elektriturul ja võimalikud riskid.....	8
1.2.1 Elektribörs regioonis.....	8
1.2.2 Konkurents Eestis ja taastuvenergia toetuse vähempakkumine	10
1.3 Ülevaade varasematest uuringutest	12
2. ANDMED JA METOODIKA	14
2.1 Sisendid	14
2.1.1 Elektri müügihind.....	14
2.1.2 Elektri jaama rajamise kulu	15
2.1.3 Kapitalihind	16
2.2 Tasuvusanalüüsi meetod ja selle rakendamine energeetikas.....	18
3. ANALÜÜSI TULEMUSED JA JÄRELDUSED.....	20
3.2 Analüüsi tulemused	25
3.3 Järeldused	29
KOKKUVÕTE	31
SUMMARY.....	34
KASUTATUD ALLIKATE LOETELU	37
LISAD	41
Lisa 1. Arendusprojekti asukoht kaardil ja päikese kiirguse maht.....	41
Lisa 2. 2021. aastal Eestis toodetud elekter tootmisliigiti	42
Lisa 3. Sisendi muutuste mõju NPV-le	43
Lisa 4. Sisendi muutuste mõju IRR-le.....	44
Lisa 5. 2021. aasta suve elektri börsihindade võrdlus baastsenaariumi hinnaga.....	45
Lisa 6. Baastsenaariumi rahavoogude prognoos investeerimisprojekti 40 aasta eluea jooksul	46
Lisa 7. Laenu graafik, baastsenaarium, võrdsete põhiosadega laenumakse, makse graafik 15 aastat	48

LÜHIKOKKUVÕTE

Lõputöö uurimisprobleemiks on uurida ettevõtte X Taeblassse rajatava päikesepargi investeerimisprojekti tasuvust ja analüüsida tundlikkuse analüüsiga kolme projekti olulisema sisendi mõju projekti tasuvusse. Taeblassi päikesepargi puhul on tegu investeerimisprojektiga, kus baasstsenaariumi järgi on esialgne investeering 6,87 miljonit eurot ja päikesepark on 12,1 MWp võimsusega. Päikesepark toodab eelduslikult keskel läbi 12000-13000 MWh elektrienergiat aastas, mis on ligi 4000 keskmise Eesti majapidamise kasutatav elektri kogus. Päikesepark finantseeritakse 36% ulatuses omakapitalist ja 64% ulatuses laenust, millel on 15-aastane tagasimakse graafik. Projekti eluiga on 40 aastat.

Töö on jaotatud kolme osasse. Esimeses osas annab autor ülevaate taastuvenergeetika turust ja perspektiivist Eestis, taastuvenergeetikasse tehtavate investeeringute riskist ja ülevaate varasematest uuringutest. Töö teises osas kirjeldab autor investeerimisprojekti olulisi sisendid müügitingimuste ja investeeringute näol ja kirjeldab töös kasutatavat riski- ja tasuvusanalüüsi meetodeid. Kolmandas osas analüüsib autor andmeid ja teeb tulemustest järeldused. Tundlikkuse analüüsis analüüsib autor kolme sisendi muutust. Baasstsenaariumis on pikaajaliste elektrimüügilepingute hinnaks seatud 45€/MWh, laenuperioodil laenuintressi määraks 1,9% ja esialgse investeeringu suuruseks seatud 6,87 miljonit eurot. Tundlikkuse analüüsis vahetatakse ühe kaupa sisendeid. Elektrimüügi lepingute hinnaks seatakse 40,5€/MWh, 49,5€/MWh ja 54€/MWh. Laenuintressi määra tõstetakse 1,9% pealt 2,9%, 3,9% ja 4,9% peale. Esialgse investeeringu suurust langetatakse 5% võrra ja tõstetakse 10% ja 20% võrra.

Baasstsenaariumis saadi projekti NPV-ks 313 000€ ja IRR oli 6,66%. Autori hüpotees oli, et kõige suuremat mõju omab projektile PPA hindade määr. Arvutuste tulemusena antud hüpotees leidis ka kinnistust. 10% tõus sõlmitud PPA hinnas tõstis projekti NPV-d ligi 800 000€ võrra ja IRR tõusis ligi 1,77% võrra. Laenuintressi tõus 1% võrra langetab projekti NPV-d 260 000€ võrra ja IRR-i ligi 0,55-0,58% võrra. Investeeritava summa tõus 10% võrra mõjutab projekti NPV-d negatiivselt 550 000€ võrra ja IRR-i 1,18% võrra. Selleks, et ettevõtte X oleks valmis projekti investeerima on vaja leida võimalus, kuidas tulusid tõsta või kulusid langetada võrreldes baasstsenaariumiga, sest 6,66% IRR ei ole ettevõtte X jaoks piisavalt atraktiivne.

Märksõnad: tasuvusanalüüs, tundlikkuse analüüs, taastuvenergeetika, päikesepark

SISSEJUHATUS

Energeetika sektoris on toimumas väga suured muutused üle maailma. Kliimasoojenemine on jõudnud punkti, kus poliitikud ja erasektor saavad väga selgelt aru, et nüüd on viimane aeg tegutseda. 2021/2022 talvel tõusid Eestis, Euroopas ja ka mujal maailmas elektrienergia hinnad mitmeid kordi võrreldes eelmiste aastatega. Need põhjused on pannud Eestis erasektori väga tõsiselt taastuvenergiasse investeerima, võib lausa öelda, et suurte päikeseparkide rajamises on tekkinud buum.

Autor liigitab selle bakalaureusetöö raames suured päikesepargid päikeseparkideks, mis on vähemalt 10 MWp võimsusega ehk vähemalt 12 hektari suurune päikesepark ehk päikesepark, mille päikesepaneelid toodavad maksimaalselt 10 MW energiat. Selliste parkide rajamine vajab väga palju kapitali ja neid rajatakse vaid atraktiivse riski-tulu suhte juures. Taastuvenergiajaamade rajamine on muutunud niivõrd palju odavamaks, et need on ka ilma toetusteta investoritele atraktiivsed. Suured ja olulisemad taastuvenergia toetused lõppesid 2020. aastal ja tulemas on veel viimased taastuvenergia vähempakkumised, kus erinevad tootmisüksused saavad vähempakkumise kaudu endale nii öelda hinnapõranda kindlustada. Garanteeritud toetuste puudumine tõstab investorite jaoks oluliselt päikeseparkide rajamise riski, sest projekti tasuvus sõltub peamiselt elektribörsi hinnast või pikaajalise elektrimüügi lepingute hinnast ja mahust.

Käesoleva bakalaureusetöö autor valis töö teemaks taastuvenergia projektide tasuvuse, kuna tegeleb ise igapäevaselt päikeseparkide arendamisega (sh antud töö raames kasutatud projekt). Sellest tulenevalt on autoril huvi aru saada, millised riskid mõjutavad Eestisse rajatava päikesepargi tasuvust enim ja mida saavad investorid teha, et riske võimalikult palju maandada. Eestis hakati suurema võimsusega päikeseparkide rajama 2020. aastal ja mahud hakkasid suurenema 2021. aastal. Valdkond on ise väga innovatiivne ja uus ning seepärast pole selliseid tasuvusuuringuid Eestis akadeemilisel tasemel veel tehtud. Töö eesmärgiks on hinnata ettevõtte X Taeblassse rajatava päikesepargi tasuvust ja riske. Töö eesmärgi saavutamiseks püstitas autor järgmised uurimisküsimused:

1. Milline on antud päikesepargi investeerimisprojekti NPV ja IRR tasuvusnäitajad?
2. Milliste riskide realiseerimine mõjutab projekti NPV ja IRR näitajaid kõige rohkem?

Autor kasutab antud töös kvantitatiivset meetodit, kus teostab saadud andmete põhjal analüüsi, leides rahavoogude meetodil projekti NPV ja IRR näitajad ja analüüsides tundlikkuse analüüsiga sisendite mõju NPV ja IRR näitajatele. Analüüsis kasutatavad andmed pärinevad Solargis tarkvarast, mis annab ülevaate päikeseenergia hulgast valitud asukohas, Eleringi võrguga liitumiste andmetest ja Eleringi elektribörsi andmetest, lisaks kasutatakse Ettevõtte X siseinfot teatud kulude hindamiseks. Autor ei avalda ettevõtte X nime, sest töös on kasutatud äriliselt tundlikut siseinfot.

Bakalaureusetöö koosneb kolmest peatükist. Esimeses peatükis käsitletakse päikeseenergia olukorda ning perspektiivi Eestis ja päikeseenergia konkurentsivõimet teiste energialiikidega Eesti energiahinna piirkonnas. Lisaks antakse ülevaade varasematest uurimustest ja nende tulemustest. Teises peatükis tuuakse välja uurimuse valim ja metodika. Kõigepealt käsitletakse tasuvusanalüüsi meetodit ja selle rakendamist energeetikasektoris, seejärel kogutakse Läänemaa võimaliku investeerimisobjekti andmeid ja töödeldakse neid vastavalt varasemalt käsitletud tasuvusanalüüsi meetodile. Kolmandas peatükis analüüsitakse antud päikesepargi tulusust peamiselt mõjutavaid riske ja tehakse järeldusi ja ettepanekuid, kuidas neid riske võiks olla võimalik maandada.

Töö autor soovib tänada lõputöö juhendajat Ilzija Ahmeti professionaalse nõu, abistamise ja kannatlikkuse eest.

1. PÄIKESEENERGIA JA TAASTUVENERGIA SEKTOR EESTIS

Antud peatükk annab ülevaate päikeseenergia olukorrast, mahust ja tuleviku perspektiividest Eestis. Lisaks antakse ülevaade varasematest teadustöödest ja tuuakse välja kuidas päikeseenergia konkureerib teiste energialiikidega ja millised on peamised riskid ja ohud võrreldes teiste energialiikidega.

1.1 Päikeseenergia maht, areng ja perspektiiv Eestis

Päikeseenergiat saab toota ainult päeval kui päike paistab. Läbi pilvede toodavad päikesepaneelid samuti energiat, aga päikesepaneelid toodavad elektrit tunduvalt efektiivsemalt pilvitul ajal.

Euroopa Komisjoni andmetel oli 30% Eestis kasutatavast energiast 2020. aastal taastuvenergia (European Commission, 2022). See tundub kõrge protsent, aga tuleb meeles pidada, et taastuvenergia alla liigitatakse ka biomass ehk puidugraanulid, võsa, puusüsi, puiduhake jm. Eleringi andmete põhjal toodeti 2020. aastal taastuvatest allikatest elektrienergiat võrku kokku 2225 gigavatt-tundi (GWh), mis moodustab 25 protsenti elektrienergia kogutarbimisest Eestis. 1226 GWh ehk üle poole taastuvatel allikatel põhinevast elektrienergiast toodeti biomassist ning jäätmetest. (Eesti Taastuvenergia Koda, 2021) Varasemalt biomassist toodetud elektrienergia hulk on Eestis olnud väiksem ulatudes aastatel 2010-2016 kuni 8% kogu tarbitud elektrienergiast (Volkova, et al.,2020).

Eestis on tuulest elektrit toodetud pikema aja jooksul ja seepärast on avalikes andmetes selle kohta tunduvalt rohkem informatsiooni kui päikeseenergia kohta. Päikeseelektrit toodeti 2020. aastal elektrivõrku 119 GWh ning tegemist on kõige suuremat kasvutrendi näitava valdkonnaga. See tähendab, et aastal 2020. toodetud taastuvenergia oli 5,3% päikeseenergia. Eleringi andmetele toetudes on 2020. aasta lõpuks elektritootmisvõimekuse saavutanud ligikaudu 500 MW jagu päikeseparke. Ent osa neist ootab endiselt võrguühenduse väljaehitamist. (Eesti Taastuvenergia Koda, 2021)

2019. aastal avaldati Eesti riiklik energia- ja kliimakava, mis nägi ette, et 2020. aastaks oleks ehitatud 100MW päikeseparke ja aastaks 2030 415MW päikeseparke (MKM, 2019). Mõlemad eesmärgid saavad mitmeid kordi ületatud. Mida rohkem on päikeseparke, seda parem on see kliimale, aga kui päikeseparke on liiga palju, siis on see halb investoritele, sest elektri hind päikesepaistelisel päeval võib muutuda väga madalaks.

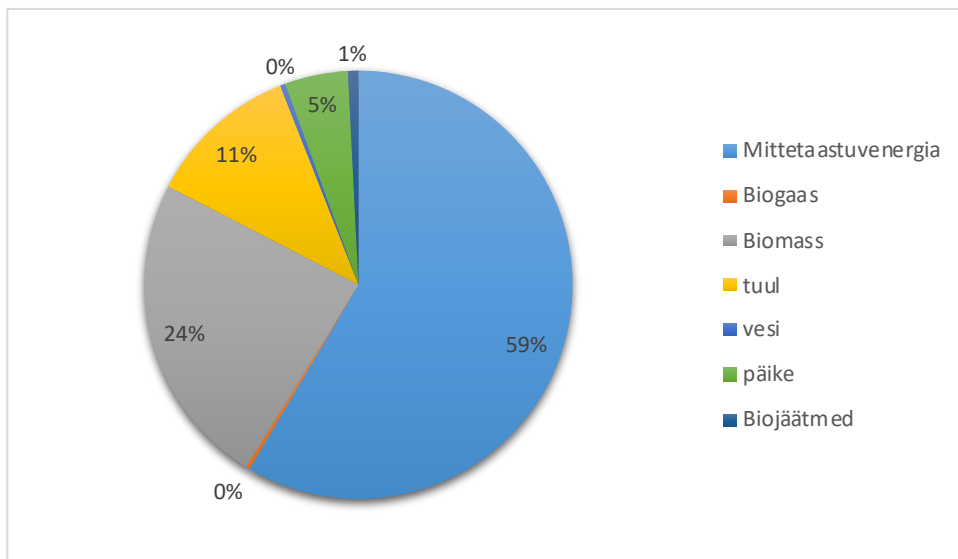
Eleringi esialgsete andmete põhjal toodeti 2021. aastal Eestis ligi 2578 GWh elektrienergiat taastuvallikatest, millest ligi 305 GWh oli päikeseenergia (Elering, 2022). Ehk 2021. aastal oli juba ligi 11,82% Eestis toodetust taastuvast elektrienergiast toodetud päikesest, mis on üle kahe korra kõrgem kui aasta varem. Täpseid andmeid, kui mitme MW mahus päikeseparke oli aasta 2021 lõpuks elektrivõrku ühendatud, veel ei ole, aga arvestades, et toodeti ligikaudu 305GWh päikeseenergiat ja ühe MW suurune päikesepark võiks toota ca 1 GWh (Solargis, 2022) jagu energiat aastas, siis aasta lõpuks oli võrku ühendatud juba kindlasti üle 300 MW päikeseparke. Kokkuvõtlikult võib öelda, et arendajad arendavad Eestis tunduvalt rohkem päikeseparke, kui riiklikud eesmärgid ette nägid. Autor süveneb antud teemasse teises peatükis täpsemalt, aga päikeseparkide nii kiire ehitamine tekitab päikeseparkide operaatorile olukorra, kus ilusa päikesepaistelise päevaga on elektritoodangut päikeseparkidest palju ja seetõttu ka hind madalam.

1.2 Konkurents elektriturul ja võimalikud riskid

1.2.1 Elektribörs regioonis

Kreekas tehtud uuringu tulemusena leiti, et on olemas hulk inimesi, kes on valmis taastuvenergia eest rohkem maksma. Samas tõid autorid ka välja, et uuringu põhjal on turul taastuvenergia elektripaktid ebapopulaarsed. Inimestele ja ettevõtetele on elektrienergia juures on kõige olulisem hind. (Ntanos, et al, 2018) Seepärast konkureerivad päikeseenergia tootjad kõigi elektritootjatega ja seda regionaalselt, mitte ainult Eestis. Eestil on ühendused Läti ja Soome elektrivõrguga. Soome on omakorda ühendatud Rootsi ja Norra elektrivõrguga ja Läti Venemaa ja Leedu elektrivõrguga. Eestit ja Soomet ühendab Estlink 1 ja Estlink 2 kaablit, maksimaalse ülekandmise võimsusega 1000MW (Elering, 2022), Eesti ja Läti vahelised liinid on valmis elektrit üle kandma kuni 600MW. (Elering, 2022) See tähendab, et teoreetiliselt oleks ka võimalik, et Eestis elektrit ei toodeta ja kõik tarbitav elekter on sisse ostetud või, et

Eestis toodetakse mitu korda rohkem elektrit kui ära tarbitakse. See on oluline, sest see tähendab, et tarbitakse ära kõige odavam turul olev elekter ja kallim elekter jääb tootmata.



Joonis 1. 2021. aastal Eestis toodetud elektrienergia mahud
Allikas: (Elering, 2022)

Jooniselt 1 on näha, et 2021. aastal Eestis toodetud elektrist üle 59% tuli mitte-taastutavatest kütustest, peamiselt põlevkivist, ligi 41% toodetud elektrist oli taastuenergia. Toodetud taastuenergia jagus omakorda ligi 59% biomassiks, 28% tuuleenergia, 11,8% päikeseenergia ja alla 1% hüdroelektrist ja biogaasist (Elering, 2022).

Soomes toodetakse elektrit tunduvalt rohkematest kütustest. Soomes on päikeseenergiajaamasid väga vähe, aga see-eest on neil kaks töötavat tuumaelektrijaama. Lisaks arvestatav kogus hüdroelektrit ja tuuleenergiat ning lisaks muid fossiilsetel kütustel elektrijaamu ja biomassi elektrijaamu (Puhakka, 2020). Soome on ühenduses Rootsi ja Norraga, kes toodavad väga palju odavad hüdroenergiat (Nord Pool, 2022). Lätis toodetav elektrienergia tuleb peamiselt nende suurtest hüdroelektrijaamadest ja osati ka gaasijaamadest. Päikeseelektrijaamasid on Lätis siiani väga vähe. Leedus toodetav energia tuleb peamiselt gaasijaamadest, järgnevad tuuleenergia ja päikeseenergia. (Lu, et al., 2020)

See kõik on oluline välja tuua, sest kui päikeseelektrijaam toodab teatud hinnaga elektrit, aga turul on sellest elektrist odavam elektrit, siis saab teistest riikidest odavam elekter Eestisse liikuda ja päikeseelektri turult kõrvale jätta. Teisest küljest on võimalik enda jaamas toodetud

elektrit ka teistesse riikidesse müüa. Üldiselt on Eesti, Läti, Leedu ja Soome elektrienergia importijad ning tarbivad rohkem elektrit kui ise toodavad (Štreimikiene, et al., 2016).

1.2.2 Konkurents Eestis ja taastuvenergia toetuse vähempakkumine

Eestisse rajatava päikeseelektrijaama kõige suuremateks konkurentideks on peamiselt teiste regioonide taastuvelektrijaamad. Päikese- ja tuuleparkide eeliseks on, et ei kasutata kütust ehk parkide ehituseks tehakse väga suured investeeringud, aga hiljem on elektri tootmise ressurs tasuta käes. Kütust põletavad elektrijaamad ei tooda elektrit, kui põletatava kütuse hind on kõrgem, kui turult elektri eest saadav hind. Kui toota põlevkivist elektrit, peab elektritootja maksma nii kütuse ehk põlevkivi eest kui ka ostma saastekvoote ja maksma palku elektrijaama töötajatele. Päikese- ja tuuleparkidel on ka püsikulud tunduvalt väiksemad kui fossiilseid kütuseid kasutatavatel jaamadel. Kuna elektrituru põhimõte on, et kõige odavamad tootmisviisid jõuavad turule, siis kasutatakse ära kõigepealt kõige odavam elektrienergia ja seejärel kallimad allikad ehk viimasena pannakse tööle põlevkivijaamad. See tähendab, et päikesepaistelisel päeval võib kogu Eestis vajaminev elekter tulla päikeseelektrijaamadest, sest selline tootmisviis on kõige odavam ja teised tootjad ei pääse turule. Eestis võib olla ka rohkem taastuvelektrijaamasid kui Eestil enda tarbeks vaja on. Kui teistes regiooni riikides on elektrit puudu, siis saab ülejääva elektri nendesse riikidesse müüa.

Päikeseparkide rajamiseks on vaja kaasata võõrkapitali, kuna parkide ehitamine on suur investeering. Selleks, et pangad oleksid valmis päikese- ja tuuleparke finantseerima on pankadel vaja kindlust, et tehtav investeering on majanduslikult tulutoov ja panga jaoks on riskid maandatud. Kuna päikesepargi toodangumaht on suures osas ette prognoositav, siis panga jaoks on kõige olulisem, et suudetakse piisav osa elektri müügihinnast fikseerida. Müügihinna fikseerimiseks on Eestis peamiselt kaks võimalust. Esimene võimalus on sõlmida suurte tarbijate või vahendajatega pikaajalisi elektrimüügi lepinguid, inglise keeles *power purchase agreement* (edaspidi PPA). Teine võimalus on saada elektrivõrgu operaatorilt garantiid hinna osas ehk sisulist on võrgu operaator valmis teatud hinnavahe kinni maksma. Selleks korraldab riik taastuvenergia toetuste vähempakkumisi.

Eestis ehitati väga palju nn kobarparkide enne 2020. aasta lõppu. Kobarpark tähendab, et justkui ühe päikesepargi sees oli tegelikult väga palju väikeseid päikeseparke. Kõik alla 50 kW pargid,

said kõrget taastuenergia toetust. Lisaks börsihinnale, maksis riik 53,7€/MWh juurde (Pruul, 2020). Pankadel oli päikeseparke küllaltki lihtne finantseerida, sest isegi kui elektri börsihind on 0€, siis riik maksab 53,7€/MWh eest peale ning ainuüksi riigi toetusest oleksid päikesepargid kasumlikud. Selline toetusmeede lõppes 2020. aastal ja see asendati taastuenergia vähempakkumisega.

2022. aastal toimub vähempakkumine 450 GW/h (Riigi Teataja, 2021) aastasele toodangule ja 2024. aastal 650 GW/h-le (MKM, 2022) taastuenergiALE. Need kaks vähempakkumist võiksid katta ligikaudu 17% Eesti aastasest elektri tarbimisest (Märss, et al., 2016). Tundub justkui piisavalt suur number, aga on olemas väga realistlik oht, et Tootsi tuulepark võtab esimesest vähempakkumisest kas kõik või väga suure osa.

„Eesti Energia lõpetas kurikuulsa kohtulahingu Eleringiga ja proovivad võita 2022. aasta suvist vähempakkumist. Eesti Energia pressiesindaja Priit Luts ütles BNSile, et energiakontserni nõukogu andis tõepoolest Eesti Energia juhatuse initsiatiivil nõusoleku lõpetada kohtuvaidlus Eleringiga, kui osutub võimalikuks teha tuulepargi puhul alternatiivne investeerimisotsus, näiteks osalemine tulevastel taastuenergia vähempakkumistel. Ta rõhutas, et töö selle nimel käib.“ (BNS, 2022)

2016. aasta Lääne Elu artiklile tuginedes, plaaniti Tootsi tuulepark ehitada kuni 150 MW võimsusega. „Kuni 150 MW võimsusega tuulepark kerkib Eesti Energia Tootsi ammendunud turbaväljale Pärnumaal. Ettevõtte alustas tuulepargi rajamiseks keskkonnamõjude hindamist 2012. aastal.“ (Lauri, 2016) Tuulegeneraatorid on muutunud aastate jooksul võimsamaks (ZAFAR, 2018) ja seepärast võib eeldada, et planeeritud 150 MW tuulepargist tuleb tegelik tuulepark võimsam. 150 MW tuulepark toodab Eestis suurusjärgus 300 GWh jagu energiat aastas (Tuuleenergia Assotsiatsioon, 2022). Tootsi tuulepark suudab üksi võtta ära üle 2/3 pakutavast taastuenergia toetusest. Võttes arvesse, et töö kirjutamise hetkel, on väga palju päikeseparke arenduses, (Tooming, ERR, 2022) siis võib eeldada, et väga paljud päikesepargid jäävad taastuenergia toetusest ilma.

Peale taastuenergia toetuse vähempakkumise osalemist on teine võimalus tulusid fikseerida, kui müüa päikesepargist saadav elekter ette ära ehk sõlmida pikaajalised elektrimüügilepingud. Üha rohkem taastuenergia tootjaid kasutab võimalust sõlmida PPA-sid, sest sellega saab arendaja maandada oma investeringu riske (Zhang & Tang). PPA-de sõlmimises on tekkimas

üha suurem konkurents, sest on järjest rohkem päikeseparki opereerijaid, kes tahavad oma elektrit samadele tarbijatele maha müüa. Ainult börsihinna riski ei taha pangad väga võtta, sest elektri hindu pangad prognoosida ei soovi. (Ettevõtte X siseinfo)

1.3 Ülevaade varasematest uuringutest

Suurte päikeseparkide arendamine ja ehitamine on hakanud kiirelt kasvama üle maailma ja seda peamiselt kahel põhjusel. Esiteks võtab päikeseparkide rajamine tunduvalt vähem aega, kui teiste elektrijaamade rajamine. Päikeseparkide rajamine võtab 6-12 kuud, aga hüdro- või fossiilkütuste elektrijaamade ehitamine võib võtta 4-12 aastat (International Finance Corporation, 2015). Teiseks on drastiliselt lüüdnud alla pargi ehituseks vajalike materjalide hinnad. Aastatel 2010-2016 langesid päikesepaneelide hinnad 74% (1,85-lt dollarilt vati kohta 0,48-le dollarile vati kohta) (Dobrotkova, et al., 2018).

Olenevalt päikesepargi asukohast on Eestis keskmiselt 1600-1900 päikesepaistelist tundi, mis on vähem kui pool võimalikust päikesepaistelist tundide arvust. (Poljanskihh, et al., 2018) Suvekuudel võib Eestis päike paista keskmiselt kuni 15 tundi päevas (Shabbir, et al., 2021). 2020. aastal tarbiti Eestis keskmiselt iga tund umbes 905 MWh elektrit ja toodeti ca 500MWh. Talvel kui energiatarbimine on kõrgem, võib tarbimine olla kuni 1400 MWh ja tootmine on umbes 800 MWh. Suvekuudel on tarbimist vähem kui talvel ja tootmist võib kohati olla rohkem kui tarbimist, siiski on aasta lõikes keskmiselt 500MWh tootmist vähem kui tarbimist. Eesti on Nord Pool elektribörsil, kus osalevad Põhjamaad ja Baltimaad ja kui Eestis on elektri tootmist vähem kui tarbimist, siis tuleb Soome või Läti kaablite kaudu Eestisse elekter nendest riikidest. (Shabbir, et al., 2021)

Shabbir jt uuring oli keskendunud väikeste päikeseparkide tasuvuse arvutamiseks. Autorid keskendusid peamiselt 12 kW ja 50 kW ja 300 kW päikeseparkide tasuvuse uurimisele. Oma töös uurisid autorid nimetatud suurustega päikeseparkide tasuvust ja võtsid arvesse ka 2020. aasta taastuvenergia toetused. Nad leidsid, et energiat ainult võrku müües, oleks 12 kW päikesepargi tasuvusaeg ca 18 aastat, 50 kW ca 11-12 aastat ja 300 kW päikesepargil ca 10 aastat. (Shabbir, et al., 2021)

Üldiselt on elekter maailmas börsikaup ja enamikes riikides sõltub elektri hind *day-ahead* elektribörsi hinnast, sellest tulenevalt on teadustööde autorid analüüsinud, milline lähenemine investeerimise perspektiivist annab arendajatele investeringute tegemisel piisava kindluse. Parim meetod tagamaks, et ehitatakse mõistlike ja tasuvaid taastuvenergia projekte on toetuse vähempakkumise oksjonid, kus arendaja pakuvad üksteisest väiksemat vajalikku toetuse summat, millega nad oleksid suutelised projekti ehitama. (Dobrotkova, et al., 2018) Autorid toovad välja, et vähempakkumise oksjonid tagavad mõistlike projektide arendamise ja ehitamise, sest arendajad konkureerivad omavahel hinna fikseerimise osas. Ostja või võrguhaldur korraldab vähempakkumise oksjoni, kus oksjoni korraldaja tagab teatud mahu elektrienergia ostu ja kes on valmis energiat madalaima hinnaga müüma, võidab oksjoni. See on ka viis, kuidas alates 2021. aastast on Eestis taastuvenergia toetusi jagatud. Oksjonitel on erinevad energiakogused, mida riik on valmis subsideerima ja kõik taastuvenergiatootjad konkureerivad riigi poolt subsideeritud koguse müümise nimel. Antud lähenemine tagab ka selle, et ehitusesse ei lähe projektid, mis muidu majanduslikult elujõulised ei ole.

2018. aasta uuringu andmetel jäid väga suur osa tollaegseid oksjoneid erinevates riikides 60-140€/MWh juurde (Dobrotkova, et al., 2018), siis 2020. aastal jäid maailmas korraldatud vähempakkumisi juba 50-60€/MWh juurde (Martin, et al., 2020).

2021. aastal välja kuulutatud ja 2022. aasta suvel toimuval Eesti taastuvenergia vähempakkumisel on maksimaalne hinnalagi pandud kõigest 45€/MWh juurde (Elering, 2022).

2. ANDMED JA METOODIKA

Teises peatükis kirjeldab autor täpselt rahavoogude prognoosis ja tundlikkuse analüüsis kasutatavaid andmeid ja metoodikat, kuidas andmeid analüüsitakse.

2.1 Sisendid

Alapealkirjas kirjeldab autor kolme olulisemat sisendit, mis päikesepargi tasuvust enim mõjutavad. Nendeks sisenditeks on müügihind, millega kogu toodang maha müüakse, laenu intressimäär ja esialgse investeeringu suurus. Esialgne investeering hõlmab ennast nii kogu ehitusmaterjalide ehk paneelide, inverterite jm. ostu, kui ka võrguga ühendamise kulusid.

2.1.1 Elektri müügihind

Elektrienergia talletamine ei ole tänasel hetkel veel majanduslikult efektiivne (Bassett, et al., 2018) ja see tähendab, et elektrivõrgu töös hoidmiseks on vaja pidevat tasakaalu tootmise ja tarbimise vahel. Energiatootjad ja ostjad teevad oma pakkumised energiahindadele iga tunni kohta päev ette (inglise keeles *day-ahead power market*). Oluline on see eelkõige taastuvenergia tootjatele, sest päev varem ollakse küllaltki täpselt võimelised ette prognoosima toodangut. (Pape, et al., 2016)

2022. aastal ei ole Baltikumi elektriturul veel praktiliselt salvestustehnoloogiat kasutusel ja see on oluline faktor, sest see tähendab, et elekter tuleb müüa hetkel kui seda toodetakse. Seepärast on üks kõige olulisem sisend riskianalüüsi teostamisel hind, millega tootja suudab oma toodetud energiat müüa.

Kuna on suur võimalus, et täna arenduses olevad päikesepargid ei saa suurt toetust taastuvenergia toetuse vähempakkumistel osaledes, siis võtab autor arvutuste tegemisel aluseks, et kõik päikesepargist tulev elekter müüakse maha pikaajaliselt elektrimüügilepingutega (PPA) ja elektrituru riski ei võeta. Ettevõttel X ei ole veel ühtegi pikaajaliselt elektrimüügilepingut sõlmitud, aga läbirääkimistel PPA lepingute ostjatega on

pakutud erinevaid hindu ning läbirääkimistele tuginedes võtab autor PPA-de baasstsenaariumi hinnaks 45€/MWh.

Päikesepargi planeeritavas asukohas on Solargis tarkvara andmetele 20 aasta keskmine tootlikkus 1084 MWh/MWp kohta (Solargis, 2022). MWh on megavatt-tund elektrienergiat ehk elektrienergia mõõtühik ja MWp on *Megawatt peak* ehk mõõtühik nominaalse võimsuse mõõtmiseks päikeseenergia valdkonnas (Julio Pascual, 2021). Kokkuvõtvalt 1 MWp suurune päikesepark Taebias toodab 1084 MWh elektrienergiat aastas.

2.1.2 Elektriijaama rajamise kulu

Päikeseelektriijaama tehakse kõige suuremad investeeringud pargi arenduse ja ehituse faasis. Kõige suurem kulu on seadmed ehk päikesepaneelid, inverterid, kaablid, raamid jne. Järgnevad elektrivõrguga ühendamise kulud ja seejärel maaga seotud kulud.

2019. aastal hinnati 1 MWp päikesepargi investeeringu suuruseks ligikaudu 890 000€ ja aastaseks ülalpidamiskuludeks ligikaudu 17 750€ MWp kohta ehk ülalpidamiskuludeks hinnati ligi 2% algsest investeeringust aastas (Dippenaar, et al., 2019).

Ettevõtte X siseinfo hinnangul jaotuvad 2022. aastal elektriijaama kulud järgmiselt:

Tabel 1. Päikesepargi MWp ehitamise kulud

Kulu artiklid	Kulu '000 €	% kogukulust
Materjali kulu MWp kohta	432	76,1%
Võrguga liitumisega seotud kulud	101	17,8%
Muud arenduskulud	15	2,6%
Kinnistu kulud	20	3,5%
Kokku kulud MWp kohta	568	100,0%

Allikas: Ettevõtte X siseinfo, autori arvutused

Päikesepaneelide hinnad on ajas stabiilselt langenud, aga koroonakriisist tekkinud maailma tarnekriisi tõttu on ka päikesepaneelide hinnad viimase paari aasta jooksul pisut tõusma hakanud ja aastatel 2021-2022 jõuavad hinnad tagasi 2019 aasta tasemele. (PV Magazine, 2021)

Erinevaid turge, riike ja päikeseparke ei saa otseselt esialgse investeeringu alusel võrrelda, sest elektri jaama rajamise kulu sisendid võivad olla väga erineva suurusega. Näiteks on tabelist 1 näha, et selle pargi puhul on 76% investeeringus materjaliga seotud kulud, ligi 18% võrguga liitumisega seotud kulud, arenduse ja kinnistuga seotud kulud kõigest ligi 6%. Ka Eesti siseselt võib erinevate päikeseparkide kulude struktuur olla küllaltki erinev.

Autor võtab arvutuste tegemisel baasstsenaariumiks hinnaks 568 000€ MWp kohta. Planeeritud päikesepark on 12,1 MWp suurune ehk investeeringu suuruseks hinnatakse 6,87 miljonit eurot. Päikesepark võiks esimesel aastal toota 12 900 MWh elektrienergiat aastas, mis iga-aastaselt 0,4% võrra väheneb. Keskmise Eesti majapidamine tarbib aastas umbes 3000 kilovatt-tundi elektrit. (Eesti Energia, 2022)

Tabel 2. Taebla päikesepargi toodang Eesti kogu elektrienergia tarbimisega seoses

Muutujad	MWh
Taebla päikesepargi aastane toodang	12900
Eesti aastane elektrienergia tarbimine	8100000
Taebla päikesepargi toodangu suhe Eesti elektrienergia tarbimisega	0,16%

Allikas:(Märss, et al., 2016), autori arvutused

Taebla päikesepargi aastane toodang on sellisel juhul võrdne 4300 keskmise Eesti majapidamise elektritarbimisega ja kogu Eesti elektrienergia tarbimisest moodustaks Taebla päikesepargi toodang 0,16%.

2.1.3 Kapitalihind

Üks olulisemaid aspekte suuremahulise päikesepargi rajamisel on WACC-i määr. Roheliste võlakirjadega taastuenergia projektide laenuintressid võivad olla väga madalad, kuni 1.5% intressimäärani. 1,5% intressiga ja 10% omakapitali tootluse juures, 70/30 D/E võlakordaja juures tuleks päikesepargi WACC 4% (Vartiainen, 2020).

Taebla päikeseparki planeeritakse rahastada 36% ulatuses omakapitalist ja 64% ulatuses laenu rahaga (Ettevõtte X siseinfo). Ettevõtte X hindab enda WACC-i määraks 4,69%. Ettevõtte

on teinud oma WACC-iga seotud arvutused eeldusel, et laenuintress on laenuperioodil 1,9%, ettevõtte tulumaks on 0% ja Euribor on 0% ja CAPM on 6,3%.

Ettevõtte X CAPM arvutus:

Tabel 3. Ettevõtte X CAPM andmed

Sisend	Väärtus
Aksia beeta	1,07
Riskivaba määr	0,09%
Omakapitali riskipreemia	5,80%
Omakapitali hind (CAPM alusel)	6,30%

Allikas: Ettevõtte X finantsmudel

Kuna antud projekti WACC-iga seotud arvutused on tehtud 2021. aastal, siis autor arvutab uuendatud sisenditega WACCi ja CAPM määrad.

Tabel 4. Autori arvutatud CAPM andmed ja arvutus

Sisend	Väärtus (01.2022 seisuga)
Riigi riskipreemia	0,70%
Riskivaba määr	0,31%
Omakapitali riskipreemia	4,94%
Aksia beeta	1,07
Omakapitali hind (CAPM alusel)	5,96%

Allikas: (Damodaran, 2022), autori arvutused

Aswath Damodarani hinnangul on Eesti turu puhul omakapitali riskipreemia 2022. aasta jaanuaris 4,94% ja riigi riskipreemia 0,7% (Damodaran, 2022). Riskivaba intress on jaanuariks aastal 2022 tõusnud Eestis 0,31% peale (OECD, 2022) ja beetaks võtame sama 1,07. Selliste sisendite puhul tuleb CAPM väärtus 5,96%.

Tabel 5. WACC andmed

Kapitali liik	Osakaal	Intress
Laenukapital	64%	1,90%
Omakapital	36%	5,96%
WACC	100%	3,36%

Allikas: Ettevõtte X siseinfo, autori arvutused

Kaalutud keskmine kapitali hind tuleb investeerimisprojektil sellisel juhul 3,36%.

2.2 Tasuvusanalüüsi meetod ja selle rakendamine energeetikas

Nüüdispuhasväärtus (*net present value; NPV*) on kõige sobivam kapitali eelarvestamise meetod. Maksujärgsete rahavoogude diskonteerimine kapitali kaalutud keskmise hinnaga (WACC) võimaldab kergesti hinnata, kas projekt on kasumlik või mitte. Teisisõnu võimaldab NPV kasutamine saavutada ettevõtja tegevuse peamist eesmärki - positiivse NPV-ga projektide elluviimine suurendab aktsionäride rikkust. NPV on leitav valemiga: (Trinity Capital, 2022)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - I \quad (1)$$

kus
NPV - projekti puhas nüüdisväärtus,
CF_t – rahavood,
i - nõutav tulumäär,
n - projekti oodatav kestus,
I – alginvesteering.

Sisemine tasuvusmäär (*internal rate of return - IRR*) - on kõige laiemalt kasutatav NPV alternatiiv. IRR-i valem on väga sarnane NPV valemiga. Samuti võib IRR-i leidmist kapitali eelarvestamisel võrrelda YTM-i leidmisega võlakirjade hindamisel. IRR on diskontomäär, mille korral projekti NPV on null — projekti kulud on võrdsed tema tuludega. (Trinity Capital, 2022)

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+irr)^t} = 0 \quad (2)$$

kus
IRR – sisemine tulumäär.

IRR on sisuliselt projekti minimaalne oodatav tulusus. Kui IRR on suurem aktsionäride nõutavast tulinormist, siis jääb pärast võlausaldajatele laenukapitali tagasimaksmist raha üle ning selle saab aktsionäridele dividendidena välja maksta või ettevõttesse reinvesteeri. (Trinity Capital, 2022)

Rahavoogude aruande otsemeetod - autor kasutab rahavoogude leidmisel otsemeetodit. Arvutused on tehtud rahavoogude diskonteerimisel kogu päikesepargi eluea jooksul ehk 40-aastase perioodi jooksul. Autor arvutab müügituludest maha püsikulud ja laenu põhiosa ja intressi tagasimaksed. NPV arvutustes kasutab autor omakapitali hinna määra, milleks on 5,96%.

Riskianalüüsi meetoodika

Lisaks tasuvuse analüüsile analüüsib autor ka riske. Projekti riski hindamiseks kasutab autor tundlikkuse analüüsi. Tundlikkuse analüüsi puhul muudetakse ühte sisendit ja hoides teised samal ajal muutumatuna. Tundlikkuse analüüs näitab, kui palju mõjutab projekti tasuvust ühe sisendi muutus. (Brueggeman & Fisher, 2016)

Tundlikkuse analüüs annab vastuse, et milliste riskide realiseerumine mõjutab enim investeerimisobjekti tasuvust ja millisel määral. Analüüsi tulemustele põhinedes saavad arendajad aru, et millised riskid on investeerimisobjektile kõige olulisemad ja võimalusel neid riske maandada. Päikesepargi riskide ja tulususe hindamiseks on tundlikkuse analüüs väga hea, sest tõsiselt oluliste sisendite arv on küllaltki väike.

3. ANALÜÜSI TULEMUSED JA JÄRELDUSED

Andmete töötlemine

Autor on tundlikkuse analüüsi sisenditeks võtnud kolm sisendit. Sõlmitud PPA lepingute väärtus ehk elektrimüügi hind, laenuintressi tõus ehk võimalik Euribori tõus laenuperioodil ja päikeseelektrijaama arendamise ja ehitamise kulude muutus. Lisaks sellele on autor võtnud arvesse järgmised muutumatud sisendid (ettevõtte X siseinfo):

1. Elektriijaama toodang langeb esimesel tegevusaastal 1,5% ja igal järgneval aastal 0,4%;
2. Laenuperiood on 15 aastat ja tagasimaksed tehakse võrdsete põhiosa maksetena üks kord aastas;
3. Päikesepargi planeeritav eluiga on 40 aastat;
4. 1 MWp päikesepargi püsikulu on 8600€ aastas, mis indekseeritakse 2% eeldatava inflatsiooniga iga aasta. See tähendab, et esimesel aastal on päikesepargi püsikulu 104 060€. See arv tuleb ettevõtte X siseinfost ja on ligikaudu 1,5% esialgsest investeeringu suuruselt MWp kohta. Mis on samas suurusjärgus Dippenaari ja teiste uuringus leitud;
5. Ettevõtte omakapitali tootluse ootus on 5,96%. Autor kasutab NPV-d ja IRR-i arvutades rahavooge, kus laenu põhiosa tagasimaksete ja intressimaksete summad on maha arvatud.

Rahavoogude aruandes on rahavooge diskonteeritud CAPM määraga kuni aastani 2063. Baastsenaariumi rahavoogude aruanne on järgmine:

Tabel 6. Baastsenaariumi rahavoogude aruanne

Majandusaasta	Väärtus	2022	2023	2024	2025	2026
Aastane elektritoodang	–	–	12932	12879	12827	12774
Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh (indekseerimata)	45	–	€581,920.76	€579,557.63	€577,194.50	€574,831.37
Püsikulud kokku (2% indekseerimine)	–	-€104,060.00	€106,141.20	€108,264.02	€110,429.30	€112,637.89
Investeeritud omakapital	–	-€2,473,200.00				
Laenu põhiosa tagasimakse	–	–	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00
Laenu intressimakse 1.9% intressi juures	–	-€83,539.20	-€77,969.92	-€72,400.64	-€66,831.36	-€61,262.08
Aasta rahavood	–	-€2,660,799.20	€104,689.64	€105,772.97	€106,813.84	€107,811.40
NPV	\$313,117.40	–	–	–	–	–
IRR	6.66%	–	–	–	–	–

Allikas: Autori arvutused (lisa 6)

Stsenaariumid

Autor teeb tundlikkuse analüüsi järgmiste sisendite muutusega.

Tabel 7. PPA hindade sisendid

Stsenaarium	Hind
Baastsenaarium - Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh	45€
Stsenaarium 1 - Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh	40,5€
Stsenaarium 2 - Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh	49,5€
Stsenaarium 3 - Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh	54€

Sõlmitavate PPA-de hind langeb 10% või tõuseb 10% või 20% võrreldes baasstsenaariumiga, milleks on 45€/MWh.

Tabel 8. Laenu intresside sisendid

Stsenaariumid	Intressimäär
Baasstsenaarium Laenu intress on laenuperioodi jooksul	1,9%
Stsenaarium 4 - Laenu intress on laenuperioodi jooksul	2,9%
Stsenaarium 5 - Laenu intress on laenuperioodi jooksul	3,9%
Stsenaarium 6 - Laenu intress on laenuperioodi jooksul	4,9%

Teine sisend on laenuintress ja on küllaltki realistlik, et Euribor järgnevatel aastatel tõusmas on. Baasstsenaariumis on laenuperioodil intress 1,9%, lisaks teeb autor arvutused ka 2,9%, 3,9% ja 4,9% intressiga.

Tabel 9. Investeeringu suuruse muutuse sisendid

Stsenaariumid	Summa
Baasstsenaarium, esialgse investeeringu summa	€6,870,000.00
Stsenaarium 7 – Esialgse investeeringu summa on 5% väiksem	€6,526,500.00
Stsenaarium 8 – Esialgse investeeringu summa on 10% suurem	€7,557,000.00
Stsenaarium 9 – Esialgse investeeringu summa on 20% suurem	€8,244,000.00

Kolmas sisend on päikesepargi arendamise ja ehitusega seotud kulud, baasstsenaariumis on hinnaks 6,87 miljonit eurot, lisaks teeb autor analüüsid -5% hinnalangusega ja 10% ja 20% hinnatõusuga.

PPA müügihinna mõju investeerimisprojektile

PPA müügihinna muutus võiks eelduslikult omada kõige suuremat mõju investeerimisprojekti tasuvusele ja riskile, sest iga-aastane müügitulu suurus sõltub peamiselt sellest, kui kõrge hinnaga suudetakse energia maha müüa. Baasstsenaariumis võttis autor hinnaks 45€ MWh kohta, mis on küllaltki konservatiivne number ja ettevõtte X siseinfole põhinedes ollakse praegu turul valmis pakkuma kõrgemat kui 45€ MWh PPA hinda. Samas ei ole lepinguid

sõlmitud ja päikeseenergiat on järgnevatel aastatel turule tulemas palju, seepärast analüüsib autor -10%, +10% ja +20% suuruseid hinnamuutuseid võrreldes baasstsenaariumiga.

Tabel 10. PPA hinna muutuse tundlikkuse analüüs

Stsenaarium	€/MWh	NPV	IRR
Baasstsenaarium	45	€313,117.40	6.66%
Stsenaarium 1	40,50	-€479,862.30	4.88%
Stsenaarium 2	49,5	€1,106,097.10	8.42%
Stsenaarium 3	54	€1,899,076.80	10.20%

Allikas: Autori arvutused

Arvutustest on näha, baasstsenaariumi ehk 45€/MWh juures on NPV ca 313 000€ ja IRR on üle nõutava omakapitali tootlikuse ehk 5,96% määra. 40,50€/MWh hinna juures on projekti NPV negatiivne ja IRR on samuti alla nõutava 5,96%. 10% PPA hinna muutus mõjutab projekti NPV-d 793 000€ võrra ja IRR-i mõjutab 10% muutus 1,77% võrra.

Laenuperioodi keskmise intressi suuruse mõju investeerimisprojektile

„Euroalal on üldine inflatsioon tõusnud samale tasemele, mis on Ameerika Ühendriikides. Kui vaadata baasinflatsiooni, ehk jättes välja energia ja töötlemata toiduained, on see euroalal 3% ja USAs 5,4%. Põhimõtteliselt tähendab see seda, et keskpangad on sellel aastal jõulisemalt asunud oma rahapoliitikat karmistama. Euribor hakkas väga madalalt tasemelt ülespoole liikuma eelmise aasta lõpus intressimäärade tõusu ootuses. Kui veebruari lõpus Venemaa Ukrainasse tungis, saadi aru, et see tõenäoliselt suurendab hinnasurveid veelgi ja euribori tõus kiirenes. Muutusi ka euribori futuurid. Viimase seisu järgi jõuab 3 kuu Euribor nullini selle aasta oktoobris. Keskpikas vaates Mertsina sõnul väga järsku tõusu ei nähta.“ (Teder, 2022)

Arvestades Euroalas olevat kõrget inflatsioonitaset, siis analüütikud ennustavad, et intressimäärasid hakatakse aeglaselt tõstma. Väga kõrgele ei saa intresse tõsta, sest suure võlakoormusega Lõuna-Euroopa riigid ei peaks sellele vastu. Arvestades, et laenuperioodi pikkus on investeerimisobjektile 15 aastat, siis on oluline arvestada, kui palju mõjutab Euribori tõus investeerimisobjekti tootlikkust. Ettevõtte X on oma finantsmudelisse arvestanud 1,9%

suuruse intressiga kogu laenuperioodi jooksul. Autor võtab 1,9% intressi baasstsenaariumiks ja teeb erinevate stsenaariumite juures läbi arvutused ka 2,9%, 3,9% ja 4,9% intressimääraga.

Tabel 11. Laenuperioodi keskmise intressi muutuse tundlikkuse analüüs

Stsenaarium	NPV	IRR
Baasstsenaarium - intress laenuperioodil 1,9%	€313,117.40	6.66%
Stsenaarium 4 - intress laenuperioodil 2,9%	€54,310.30	6.08%
Stsenaarium 5 - intress laenuperioodil 3,9%	-€204,496.80	5.54%
Stsenaarium 6 – intress laenuperioodil 4,9%	-€463,303.90	5.06%

Allikas: Autori arvutused

Arvutustest on näha, et 2,9% intressi juures on projekti NPV veel positiivne, aga 3,9% intressi suuruse juures on juba projekti NPV negatiivne. 1% intressimäärade tõus mõjutab projekti NPV-d ca 260 000€ suuruses ja IRR-i ligikaudu 0,55%-0,58% võrra.

Investeeringiprojekti esialgsete kulude muutus

Investeeringiprojekti esialgsete kulude muutus on mingis mõttes kõige lahtisem osa finantsprognoosis, sest kulud võivad muutuda erinevatel põhjustel. Põhjuseid analüüsib autor täpsemalt töö järgmises osas.

„Juba enne sõja (Venemaa sõda Ukraina vastu – M. K.) algust olid paljud ehitajad kimpus sellega, et ehitushindade tõus hakkas tellijatele üle jõu käima ning nüüd on mitmed, ja ka riiklikud, ehitusprojektid edasi lükatud määramatusse tulevikku.“ kirjutab SEB majandusanalüütik Mihkel Nestor. (Äripäev, 2022)

Ehk päikesepargi ehituse hinnad võivad olla tunduvalt suuremad kui aasta tagasi planeeritud, aga esialgses investeeringus on ka suur osa võrguga liitumise kuludes, siis analüüsib autor ka -5% esialgse investeeringu muutust, kui ka +10% ja +20% investeeringu muutuse suurust.

Tabel 12. Esialgse investeeringu suuruse muutuse tundlikkuse analüüs

Stsenaarium	NPV	IRR
Baasstsenaarium, esialgne investeering on 6,87 miljonit eurot	€313,117.40	6.66%
Stsenaarium 7 – esialgse investeeringu suurus langeb 5%	€589,096.57	7.35%
Stsenaarium 8 – esialgse investeeringu suurus tõuseb 10%	-€238,840.93	5.48%
Stsenaarium 9 – esialgse investeeringu suurus tõuseb 20%	-€790,799.26	4.50%

Allikas: Autori arvutused

5% langus esialgse investeeringu suures toob ligikaudu 276 000€ suuruse NPV muutuse ja ligikaudu 0,7% kõrgema IRR. 10% investeeringu suuruse muutus toob aga ligikaudu 550 000€ võrra madalama NPV ja langetab IRR 1,18% võrra ja 20% investeeringu suurenemine langetab NPV-d 1,1 miljoni € võrra ja langetab IRR 2,16% võrra.

3.2 Analüüsi tulemused

Autori eesmärk tundlikkuse analüüsi tehes oli identifitseerida sisendid, mis mõjutavad investeerimisobjekti tasuvust kõige rohkem. Tundlikkuse analüüsist selgus, et kõige suuremat mõju valitud sisenditest omas toodetud elektrienergia müügihind.

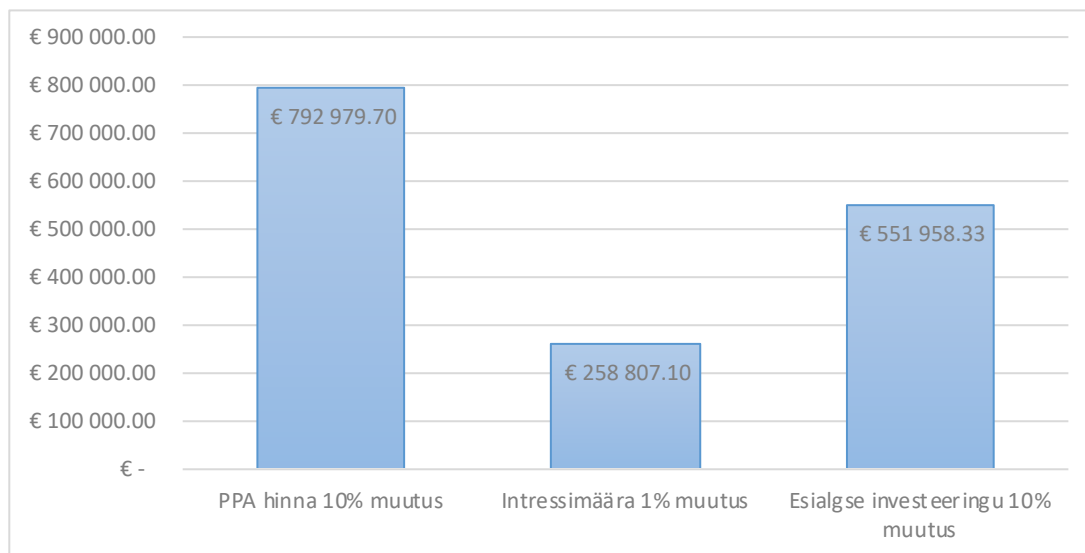
Tabel 13. Olulisemate sisendite muutuse mõju NPV-le ja IRR-le

Sisendi muutus	Mõju NPV-le	Mõju IRR-le
PPA hinna 10% muutus	€792,979.70	1.77%
Intressimäära 1% muutus	€258,807.10	0.58%
Esialgse investeeringu 10% muutus	€551,958.33	1.18%

Allikas: Autori arvutused

PPA müügihinna 10% muutus mõjutab päikesepargi NPV-d 792 000€ võrra ja IRR-i 1,77% võrra. Ettevõtte X finantsmudel eeldab, et laenuintress projektil on 1,9%, arvestades Euriboriks 0% ja panga marginaaliks 1,9%. Laenuintressi ehk Euribori 1% tõus mõjutab projekti NPV-d negatiivselt 260 000€ võrra ja IRR-i 0,55-0,58% võrra. Kolmas valitud sisend oli esialgse

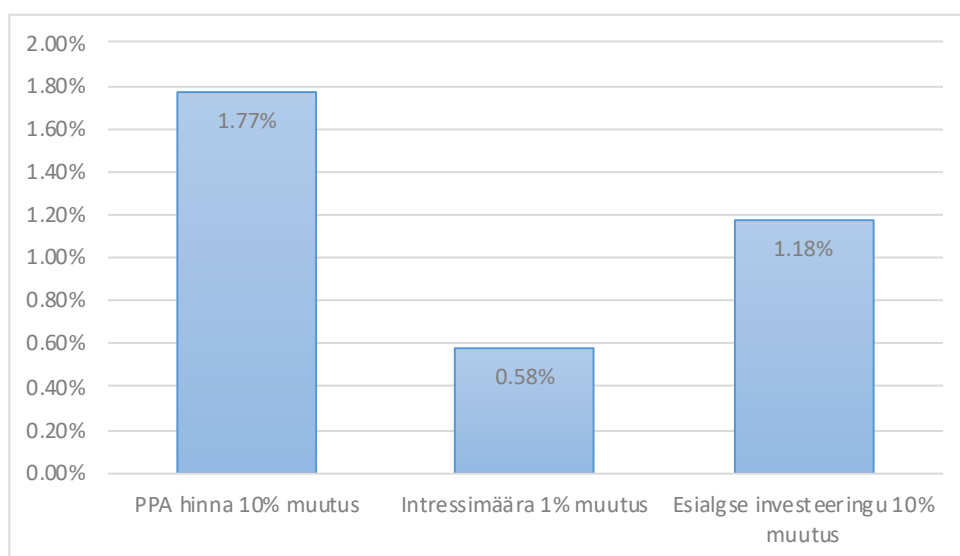
investeeringu suuruse muutus. 5% investeeringu suuruse langus, mõjutab NPV-d positiivselt 275 000€ võrra ja IRR-i 0,69% võrra. 10% investeeringu tõus mõjutab NPV-d negatiivselt 552 000€ võrra ja IRR-i 1,18% võrra. 20% investeeringu tõus mõjutab NPV-d negatiivselt 1,1 miljoni € võrra ja IRR-i 2,16% võrra.



Joonis 2. Sisendi muutuse mõju NPV-le

Allikas: Autori arvutused

Kõige suuremat mõju päikesepargi tootlikkusele omab elektri müügihind, sellele järgnevad esialgse investeeringu suuruse muutus ja kõige väiksema mõjuga valitud sisenditest on Euribori tõus.



Joonis 3. Sisendi muutuse mõju IRR-le

Allikas: Autori arvutused

Arvestades, et PPA müügihind omab kõige suuremat mõju projekti tasuvusele, siis otsust autor teha veel ühe analüüsi ja analüüsida projekti NPV-d ja IRR-i juhul kui sõlmitud PPA-de müügihind suudetakse baasstsenaariumiga võrreldes tõsta 20% ehk sõlmida pikaajalised elektrimüügilepingud 54€/MWh juures, aga laenu intresside suurus on keskmiselt 2,9% ja esialgne investeeringu summa tõuseb 20% võrra. Sellisel juhul on projekti NPV 484 000€ ja IRR 6,81%. Ehk projekti NPV selliste sisendite juures tõuseb ligi 170 000€ võrra ja IRR tõuseb on 0,15% võrra. Võrreldes baasstsenaariumiga saab intressimäärade tõusu ja esialgsete kulude suurenemise riski maandada sõlmides kõrgemate hindadega elektrimüügilepinguid.

Tabel 13. Kõrgema müügihinna, intresside ja investeeringu suurusega finantsplaan

Majandusaasta	Väärtus	2022	2023	2024	2025	2026
Tulu elektrimüügist PPA hinnaga	54€/MWh	-	€698,304.92	€695,469.16	€692,633.40	€689,797.65
Püsikulud kokku	-	-€104,060.00	€106,141.20	€108,264.02	€110,429.30	€112,637.89
Investeeritud omakapital	-	€2,967,840.00	-	-	-	-
Laenu põhiosa tagasimakse	-	-	€351,744.00	€351,744.00	€351,744.00	€351,744.00
Laenu intressimakse	-	-€153,008.64	€142,808.06	€132,607.49	€122,406.91	€112,206.34
Aasta rahavood	-	€3,224,908.64	€97,611.65	€102,853.65	€108,053.19	€113,209.42
NPV	\$484,591.62	-	-	-	-	-
IRR	6.81%	-	-	-	-	-

Allikas: Autori arvutused

Ettevõtte X on oma finantsplaanides arvestanud, et elektri müügihinna fikseeritud ajal ei indekseerita. See tekitab autorile teise küsimuse, et kui pakkuda tarbijatele odavamalt esialgset PPA hinda, aga seda ajas ennustatava inflatsioonimääraga (2%) indekseerida, siis kas see tõstaks või langetaks projekti tasuvust.

Tabel 14. 45€/MWh alghinnaga, aga indekseeritud müügihinnaga rahavoogude prognoos

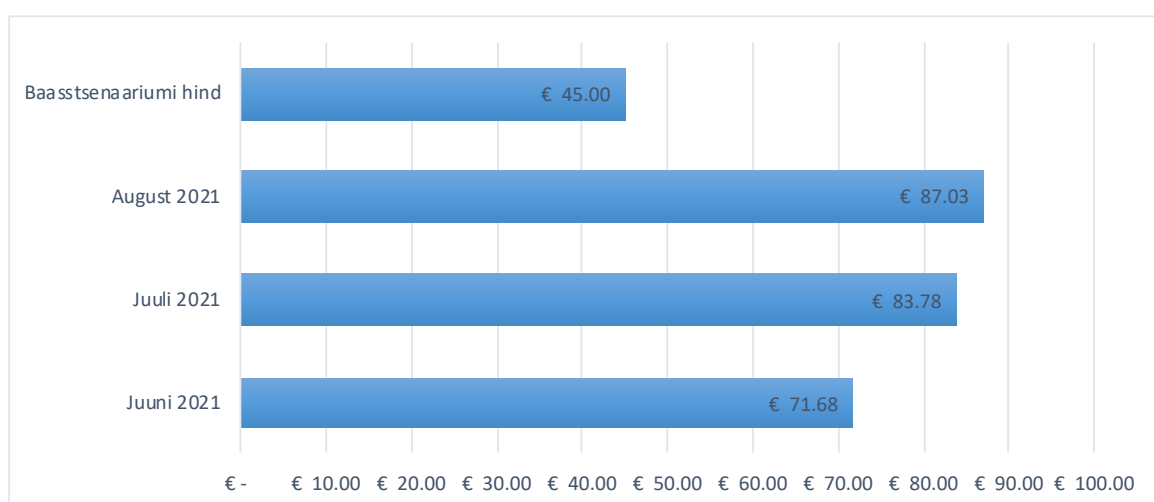
Majandusaasta	Väärtus	2022	2023	2024	2025	2026
Aastane müügitulu (2% iga-aastase indekseerimisega)	€45.00	-	€581,920.76	€591,148.79	€600,513.16	€610,015.65
Püsikulud kokku	-	-€104,060.00	€106,141.20	€108,264.02	€110,429.30	€112,637.89
Investeeritud omakapital	-	€2,967,840.00	0	0	0	0
Laenu põhiosa tagasimakse	-	-	€351,744.00	€351,744.00	€351,744.00	€351,744.00
Laenu intressimakse	-	-€153,008.64	€142,808.06	€132,607.49	€122,406.91	€112,206.34
Aasta rahavood	-	€3,224,908.64	-€18,772.50	-€1,466.73	€15,932.94	€33,427.42
NPV	\$1,265,898.80	-	-	-	-	-
IRR	7.60%	-	-	-	-	-

Allikas: Autori arvutused

Võrreldes kahte stsenaariumit, kus ühel juhul on elektri müügihind 40 aastaks fikseeritud hinnaga 54€/MWh juures ja teisel on alguses hind 45€/MWh, aga seda indekseeritakse 2% võrra igal aastal, siis teisel juhul on projekti NPV ligi 780 000€ võrra suurem ja IRR ligi 0,8% võrra suurem. Ehk projekti tasuvust arvestades, tasuks kaaluda võimalikult pikkade elektrimüügi lepingute sõlmimist, kus oleks võimalik müügihind indekseerida või ka tarbijahinnaindeksiga ära indekseerida.

3.3 Järeldused

Esimene järeldus arvutuste põhjal on, et autori hüpotees pidas paika ja elektri müügihinna muutus on kõige olulisem kolmest valitud sisendist. Arvestades viimase aasta elektrihindasid, võiks baasstsenaariumist 10% või 20% kõrgema hinnaga PPA lepingute sõlmimine olla vägagi võimalik ja tarbijad võiksid olla valmis selliseid lepinguid sõlmima. 2022. aasta jaanuari keskmine megavatt-tunni hind oli 141,74 eurot ja 2021. aasta detsembris 202,65 eurot. (Tooming, ERR, 2022)



Joonis 4. 2021. aasta suve elektrimüügihind võrreldes baasstsenaariumi hinnaga
Allikas: (Nord Pool, 2022)

Nord Pooli andmetel oli Eestis 2021. aasta suvel elektri hinnad järgmised: juunis keskmine elektri hind 71,68€ MWh, juulis 83,78€ MWh ja augustis 87,03€ MWh (Nord Pool, 2022) ehk hind, millega tarbijad saaksid hinna pikaks ajaks fikseerida oleks oluliselt madalam kui eelmisel suvel oli elektri börsihind.

Teine järeldus on, et päikesepargi projekti tasuvust mõjutab olulisel määral nii projekti kallinemine kui ka laenu intressi tõus. Päikesepargi jaoks vajalik esialgne investering võib tõusta või väheneda mitmel põhjusel. Üks olulisemaid tegureid on elektrivõrguga liitumise kulukus. Eleringi võrguvõimsuste andmebaasi andmetele tuginedes võiks olla võimalik Taebla investeerimisprojekti puhul liituda võrguga ainult liitumispunkti väljaehituse kulu makstes, mis on 350 000€. (Elering, 2022) Kui liitumisprotsessi käigus selgub, et vaba liitumisvõimsus on antud alajaamast juba teistele arendajatele laiali jagatud ja tuleks maksta kinni ka Eleringi

võrgus tehtav liinitugevdus tööd, siis võib vastav summa väga kergelt tõusta 1-1,5 miljoni euron. Selline kulu tõstaks planeeritud investeeringu summat automaatselt 10-25%. Vaba liitumisvõimsuse otsa saamine on võimalik, kui teised taastuenergia projektid on võimsuse võrgust endale saanud ja järgmine liitumine tekitab võrgus ülekoormuse. Võib ka juhtuda, et liitumisprotsessi käigus selgub, et on võimalik liituda hoopis Elektrilevi jaotusvõrguga, mis tähendaks, et liitumispunkti kulu 350 000€ suuruses ei lisanduks. Lisaks ei peaks kandma suuri kulusid, mis tulevad päikesepargist tuleneva pinge tõstmiseks kõrgemaks pingeks. Elektrilevi võrguga liitudes langeks päikesepargi esialgse investeeringu summa 10-20%. Juhul kui elektrivõrguga liitumine on võimalik samadel tingimustel, kui projekti eelarves ette nähtud, siis maailmas toimuv tarnekriis ja Ukraina sõda mõjutavad jällegi materjali- ja ehitusturgu ja see võib tähendada märgatavat materjali hinnatõusu. Sellisel juhul tuleb otsustada, kas on võimalik turult saada piisavalt head PPA-de hinda ja päikesepark on mõistlik valmis ehitada nendes oludes või tasub oodata ja loota, et hinnad hakkavad taas alanema ja investeerimisobjekti tasuvusnäitajatele tuginedes tasub investeerida hiljem.

Autori kolmas järeldus on, et madalate elektrihindade juures on taastuenergia projektid suuresti tasuvad tänu odavale laenuintressile. Juba 2% Euribori tõus baasstsenaariumi puhul, viiks projekti NPV omakapitali tootlust arvestades negatiivseks. See tähendab, et selleks et investorid oleksid huvitatud taastuenergia projektidesse investeerimisest, peab olema turul võimalus kaasata rohelistesse investeerimisprojektidesse odavamalt laenuraha. Vastasel juhul peavad tarbijad selle kallima hinna näol kinni maksma. Olenevalt milliseid tingimusi pangad taastuenergia arendajatele pakuvad, siis tasub arendajatel kaaluda intressimäärade fikseerimist, sest Euroala kiire inflatsiooni tõttu võib Euroopa Keskpank tahta intressimäärasid tõsta ja see võib omada taastuenergiaprojekti tasuvusele väga negatiivset mõju.

KOKKUVÕTE

Rohepööre on hetkel üks inimkonna olulisematest ülesannetest ja üks suur osa kasvuhooenergia vähendamiseks on taastuvatest allikatest roheline energia tootmine. On selge, et kui riigid tahavad endale seatud kliimaeesmärke täita, siis selleks peavad riigid ja erasektor tihedalt koostööd tegema. Riigid peavad looma võimalusi ja vähendama takistusi, et erasektor saaks investeringuid taastuvenergiarajatistesse teha. Erasektor peab leidma majanduslikult tulusad projektid ja need ellu viima. Paljud ettevõtted on huvitatud maailma päästmisest ja sellest, et rohelist elukeskkonda ning puhas õhku saaksid nautida ka järgmised põlvkonnad. Samal ajal on ettevõtluse peamine eesmärk siiski majanduslikku lisandväärtust luua ja investoritele tulu teenida. Seepärast peavad kõik projektid olema investoritele piisavalt tasuvad, et neid projekte ellu viidaks. Antud töö raames soovis autor välja selgitada päikesepargi arendusprojekti tasuvuse. Autor kasutas autor projekti atraktiivsuse hindamiseks riski- ja tasuvusanalüüsi.

Lõputöö eesmärgiks oli uurida ettevõtte X võimalikku investeerimisprojekti ehk Taebla päikeseparki, selle tasuvust ja analüüsida tundlikkuse analüüsiga erinevate sisendite muutuse suhet tasuvusse. Tänu läbiviidud tundlikkuse analüüsile on ettevõttel rohkem informatsiooni, milliste riskide realiseerumine avaldab investeerimisprojekti tasuvusele kõige suuremat mõju ja millised kulud või tulud on kõige kriitilisemad.

Taebla päikesepargi puhul on tegu investeerimisprojektiga, kus baasstsenaariumi järgi on esialgne investeering 6,87 miljonit eurot ja päikesepark on 12,1 MWp suurune. Päikesepark toodab eelduslikult keskel läbi 12000-13000 MWh elektrienergiat aastas, mis on ligi 4000 keskmise Eesti majapidamise kasutatav elektri kogus. Päikesepark finantseeritakse 36% ulatuses omakapitalist ja 64% ulatuses laenust, millel on 15-aastane tagasimakse graafik. Projekti eluiga on 40 aastat.

Töö esimeses osas tegi autor ülevaate elektriturust peamiselt Eestis, kui ka andis lühikese ülevaate naaberriikide elektriturust, põhjalikuma ülevaate taastuvenergeetika turust ja perspektiivist Eestis, taastuvenergiaprojektidesse tehtavate investeringute riskidest ja ülevaate varasematest uuringutest. Varasemaid sarnaseid uuringuid siiani väga palju tehtud ei ole. Töö teises osas kirjeldab autor töös kasutatavat riski- ja tasuvusanalüüsi meetodeid, lisaks

kirjeldab autor investeerimisprojekti olulisemad riski- ja tasuvusanalüüsi sisendeid ja viib läbi tundlikkuse analüüsi, et leida olulisemate sisendite mõju projekti tasuvusele. Kolmandas peatükis analüüsib autor tundlikkuse analüüsi tulemusi ja teeb sellest järeldused.

Investeerimisprojekti investeeringu analüüsis arvutas autor välja projekti tasuvusnäitajad NPV ja IRR. Ettevõtte X on oma CAPM määraks määranud 6,3%, autori värskemate andmetega tehtud arvutused leidsid ettevõtte CAPM määraks 5,96%. Investeerimisprojekti olulisteks muutuvas sisenditeks võeti pikaajaliste elektrimüügilepingute (PPA) hinnatase, laenuintresside tõus ja esialgse investeeringu suuruse muutus. Baasstsenaariumis võeti sisenditeks PPA hind 45€/MWh juures kogu pargi 40 aastase eluea ajal, aastane laenuintress 1,9% ja esialgne investeeringu suurus 6,87 miljonit eurot. Tundlikkuse analüüsi viidi läbi sisendeid üks haaval muutes. Esimesena võeti sõlmitud PPA-de hinnaks 40,5€/MWh, 49,5€/MWh ja 54€/MWh. Teiseks tehti tundlikkuse analüüs intressimäära tõusuga 1,9% pealt 2,9%, 3,9% ja 4,9% peale. Kolmandana analüüsiti esialgse investeeringu suuruse muutust võrreldes baasstsenaariumiga -5%, +10% ja +20%. Baasstsenaariumis saadi projekti NPV-ks 313 000€ ja IRR oli 6,66%. Autori hüpotees oli, et kõige suuremat mõju omab projektile PPA hindade määr. Arvutuste tulemusena antud hüpotees leidis kinnitust. 10% tõus sõlmitud PPA hinnas tõstis projekti NPV-d ligi 800 000€ võrra ja IRR tõusis ligi 1,77% võrra. Laenuintressi tõus 1% võrra langetab projekti NPV-d 260 000€ võrra ja IRR-i ligi 0,55-0,58% võrra. Investeeritava summa tõus 10% võrra mõjutab projekti NPV-d negatiivselt 550 000€ võrra ja IRR-i 1,18% võrra. Autor arvutas ka läbi stsenaariumi, kus elektri müügihinna indekseeritakse 2% iga-aastase hinnakasvuga ja leidis, et päikesepargi tasuvus on parem, kui sõlmida iga-aastase 2% hinnatõusuga leping 45€/MWh juures, kui sõlmida fikseeritud leping 54€/MWh juures.

Töö alguses püsis autor küsimused, et milline võiks olla Taeblassse planeeritud päikesepargi tasuvus ja milliste riskide realiseerumine omab tasuvusele kõige suuremat mõju. Antud päikesepargi tasuvus NPV vaates võiks jääda 300 000€-1 300 000€ vahemikku ja IRR võiks jääda 6,6%-7,6% vahemikku. Kõige olulisem sisend on toodetud elektri müügihind ja kui hinda on võimalik 10% võrra tõsta, siis võivad investeeritavad summad tõusta 10% võrra ja ka laenuintress võib 1% võrra tõusta ja NPV ja IRR on ikkagi baasstsenaariumist kõrgemal.

Ettevõtte X rajab päikeseparke, kui projekti IRR on 7,5% kõrgem. Antud töö ja ettevõtte X finantsmudeli tasuvusnumbrid on küllaltki sarnased ja see tähendab, et antud projekti

elluviimiseks on võrreldes baasstsenaariumiga vaja kas kulusid vähendada või kasvatada tulusid.

SUMMARY

PV SOLAR POWER PLANT RISK AND COST-BENEFIT ANALYSIS, BASED ON COMPANY X TAEBLA INVESTMENT PROJECT

The green transition is currently one of the most important challenges that humankind is facing. The production of green energy from renewable sources is a major part of reducing greenhouse gases. It is clear that if countries want to meet their climate targets, countries must work closely together with the private sector. Countries need to create opportunities and reduce barriers for the private sector to invest in renewable energy power plants. The private sector must find economically viable projects and construct them. Many companies are interested in saving the world and allowing future generations to enjoy a green, clean environment and air. At the same time, the main goal of a private company is to create profit and earn a return for investors. Therefore, all projects must be sufficiently profitable for investors to be built.

The aim of study was to analyze an attractiveness of a possible investment project in Western-Estonia. To assess the attractiveness of the project, in this study author used a risk and cost-benefit analysis and sensitivity analysis to assess different risks. Thanks to the sensitivity analysis, the company has more information about which risks realization have the greatest impact on the profitability of the investment project and which inputs of the investment project have the highest effect on the profitability of the investment.

The Taebala solar park is an investment project where, according to the baseline scenario, the initial investment is 6.87 million euros and the solar park is 12.1 MWp. The solar park is expected to produce an average of 12,000-13,000 MWh of electricity per year, which is the amount of electricity used by nearly 4,000 average Estonian households. The solar park is financed to the extent of 36% of equity and 64% of a loan with a 15-year repayment schedule. The lifespan of the project is 40 years.

In the first part of the study, the author gave an overview of the electricity market, mainly in Estonia, but as well a brief overview of the electricity market in neighboring countries, a more

thorough overview of the renewable energy market and the renewable energy prospects in Estonia, risks of investments in renewable energy projects and gave overview of previous research conducted. To date, not too many similar studies have been performed. In the second part of the study, the author describes the methods of risk and profitability analysis used in the work. In addition, the author describes the most important inputs of the risk and the return analysis of the investment project and performs sensitivity analysis to find the impact of key inputs on project profitability. In the third chapter, the author analyzes the results of the sensitivity analysis and draws conclusions from them.

In the investment analysis of the investment project, the author calculated the profitability indicators NPV and IRR of the project. Company X has set its CAPM at 6.3%, and the author's most recent calculations have found its CAPM to be 5.96%. The price level of long-term electricity sales contracts (PPAs), the increase in loan interest rates and the change in the size of the initial investment were significant variable inputs to the investment project. In the baseline scenario, the PPA price was set at 45 €/MWh for the entire 40-year lifespan of the park, the annual interest rate for the loan was set at 1.9% and the initial investment amount was set at 6.87 million euros. Sensitive analysis was performed by changing the inputs one by one. The price of the PPAs was changed to 40.5 €/MWh, 49.5 €/MWh and 54€/ MWh. Second, the sensitivity analysis was performed with an increase in interest rates from 1.9% to 2.9%, 3.9% and 4.9%. Thirdly, the change in the size of the initial investment compared to the baseline scenario of -5%, + 10% and + 20% was analyzed. In the baseline scenario, the NPV of the project was € 313,000 and the IRR was 6.66%. The author's hypothesis was that the PPA price rate has the greatest impact on the project profitability. The hypothesis was proved to be right by the calculations done by the author. A 10% increase in the price of the PPA contracts increased the NPV of the project by almost € 800,000 and increased the IRR by almost 1.77%. An increase in the interest rate of the loan by 1% lowers the NPV of the project by € 260,000 and the IRR by almost 0.55-0.58%. An increase of 10% in the amount of money invested will negatively affect the NPV of the project by € 550,000 and the IRR by 1.18%. The author also calculated through a scenario where the sales price of electricity is indexed with a 2% annual price increase and found that the profitability of a solar park is better when signing a long term PPA contract with a starting price of 45€/MWh and indexing this with a 2% expected annual inflation rate, compared to 54€/MWh PPA price for the whole lifespan of the project.

At the start of the study, the author asked questions, which could the profitability of a Taebra solar plant be and which risk realization will have the biggest impact to the profitability. The NPV value for this investment could be from €300 000 to €1 300 000 and the IRR could be in from 6.6% to 7.6%. The most important input of the project is the price value of the PPA contract. If the PPA price is set 10% higher, then the interest rate can raise by 1% and the initial investment amount can raise by 10% and the project will still have higher profitability than the baseline scenario. Company X will build solar parks if the project's IRR is 7.5% higher. The profitability figures of this work and the financial model of Company X are quite similar, which means that compared to the baseline scenario, it is necessary to find ways to get higher revenues or lower the costs to go ahead and invest into the project.

KASUTATUD ALLIKATE LOETELU

Äripäev. (2022, 04 01). Kättesaadav: <https://www.aripaev.ee/uudised/2022/04/01/mihkel-nestor-raha-sustimine-ehitusse-kukub-paljud-projektid-on-edasi-lukatud>

Bassett, K., Carriveau, R., & Ting, D. S.-K. (2018). Energy arbitrage and market opportunities for energy storage facilities in Ontario. *Journal of Energy Storage*, pp. 478-484.

BNS. (2022, 02 22). Eesti Energia loobub teise riigifirmaga Tootsi tuulepargi üle vaidlemisest. Kättesaadav: <https://majandus.postimees.ee/7460164/eesti-energia-loobub-teise-riigifirmaga-tootsi-tuulepargi-ule-vaidlemisest>

Brueggeman, W. & Fisher, J. (2016). *Real Estate Finance and Investments*. New York: McGraw-Hill Education

Damodaran, A. (2022, 01). Country Default Spreads and Risk Premiums. Kättesaadav: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Dippenaar, Merven, Euston-Brown, & Borchers. (n.d.). *A SYSTEM COST ANALYSIS OF EMBEDDED GENERATION VS UTILITY-SCALE SOLAR PV*. 2019: University of Cape Town

Dobrotkova, Z., Surana, K., & Audinet, P. (2018). The price of solar energy: Comparing competitive auctions for utility-scale solar PV in developing countries. *Energy Policy* 118, pp. 133-148

Eesti Energia. (2022). Kättesaadav: <https://www.energia.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/2018/08/14/kuum-teema-elekter>

Eesti Taastuenergia Koda. (2021). *Taastuenergia Aastaraamat*. Kättesaadav: <http://www.taastuenergeetika.ee/taastuenergia-aastaraamat-2020/>

Elering. (2022, 03 27). Eesti-Läti kolmas ühendus. Kättesaadav: <https://elering.ee/eesti-lati-kolmas-uhendus>

Elering. (2022, 03 27). Ülepiiriline Elektribandus. Kättesaadav: <https://elering.ee/ulepiiriline-elektribandus#tab2>

Elering. (2022). Kättesaadav: <https://vla.elering.ee>

Elering. (2022). Toodang ja prognoos. Kättesaadav: Elering: <https://elering.ee/toodang-ja-prognoos>

Entsoe. (2022, 03 27). Kättesaadav: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BZN&atch=false&dateTimes.dateTime=01.01.2022+00:00|UTC|YEAR&dateTimes.endDateTime=01.01.2022+00:00|UTC|YEAR&area.values>

Ettevõtte X siseinfo. (n.d.)

European Commission. (2022, 04 27). Europe 2020 targets: statistics and indicators for Estonia. Kättesaadav: <https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/estonia/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-estonia>

International Finance Corporation . (2015). Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. Washington DC: International Finance Corporation

Julio Pascual, F. M.-M. (2021). Long-term degradation rate of crystalline silicon PV modules at commercial PV plants: An 82-MWp assessment over 10 years. Madrid: Polytechnic University of Madrid

Lauri, U. (2016, 09 23). Lääne Elu. Kättesaadav: <https://online.le.ee/2016/09/23/eesti-energia-rajab-parnumaale-kuni-52-tuulikuga-tuulepargi/>

Lu, J., Zhang, C., Ren, L., Liang, M., Strielkowski, W., & Streimikis, J. (2020, 07 22). Evolution of External Health Costs of Electricity Generation in the Baltic States. Energy Use and Environmental and Public Health.

Majandus- ja kommunikatsiooniministeerium. (2019). Eesti riiklik energiaja kliimakava aastani 2030.

Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium. (2022). Kättesaadav: <https://mkm.ee/et/tegevused-eesmargid/energeetika/taastuvenergia>

Märss, M., Kallaste, A., Rassõlkin, A., & Vaimann, T. (2016). Feasibility study of a local power supply system for sparsely populated areas in Estonia. Agronomy Research 14(5), 1720–1729.

Martín, H., Coronas, S., Alonso, À., Hoz, J., & Matas, J. (2020). Renewable Energy Auction Prices: Near Subsidy-Free? Energies 2020.

Nord Pool. (2022, 03). Kättesaadav: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Production1/SE/Hourly1/?view=table>

Nord Pool. (2022, 03). Kättesaadav: <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>

Nord Pool. (2022, 04 10). Kättesaadav: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/EE/Monthly/?view=table>

Ntanos, S., Kyriakopoulos, G., Chalikias, M., Arabatzis, G., & Skordoulis, M. (2018, 03). Public Perceptions and Willingness to Pay for Renewable Energy: A Case Study from Greece. Sustainability, pp. 687-703.

OECD. (2022, 04). Kättesaadav: <https://data.oecd.org/interest/long-term-interest-rates.htm>

Pape, C., Hagemann, S., & Weber, C. (2016). Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. *Energy Economics*, 376-387

Poljanskihh, A., Levina, A., & Dubgorn, A. (2018). Investment in renewable energy: practical case in Estonia. St Petersburg: Peter the Great Polytechnic University.

Pruul, K. (2020, 06 05). Äripäev. Kättesaadav: <https://www.aripaev.ee/uudised/2020/06/04/jokk-skeem-voimaldab-paikesest-raha-trukkida>

Puhakka, R. (2020). The potential of electricity generation with renewable energy sources in Finland 2030. Åbo Akademi University.

PV Magazine. (2021, 11 18). PV module price index: Prices set to rocket back to 2019 levels. From PV module price index: Prices set to rocket back to 2019 levels: Kättesaadav: <https://www.pv-magazine.com/2021/11/18/pv-module-price-index-prices-set-to-rocket-back-to-2019-levels/>

Riigi Teataja. (2021). Kättesaadav: <https://www.riigiteataja.ee/akt/326112021002>

Shabbir, N., Kütt, L., Raja, H. A., Jawad, M., Allik, A., & Husev, O. (2021, 06 17). Future Prospective of Domestic and Commercial Photovoltaic System Installation in Estonia: A TechnoEconomic Analysis. From SSRN.com: <https://ssrn.com/abstract=3868730>

Solargis. (2022). Kättesaadav: <https://apps.solargis.com>

Štreimikienė, D., Strielkowski, W., Bilan, Y., & Mikalauskas, I. (2016, 06). Energy dependency and sustainable regional development in the Baltic States - a review. *Geographica Pannonica*, pp. 79-87

Teder, M. J. (2022, 04 06). Äripäev. Kättesaadav: <https://www.aripaev.ee/uudised/2022/04/06/hoolimata-sojast-ennustab-swedbank-eesti-majandusele-vaikest-kasvu>

Tooming, M. (2022, 02 01). ERR. Kättesaadav: <https://www.err.ee/1608485567/elektriborsihind-oli-jaanuaris-pea-kolmandiku-madalam-kui-detsembris>

Tooming, M. (2022, 03 18). ERR. Kättesaadav: <https://www.err.ee/1608535111/elektrilevi-juht-naeme-et-tulevikus-saab-suvel-eestist-elektri-eksportija>

Trinity Capital. (2022). Kättesaadav: <https://www.rahandus.ee/et/irr>

Tuuleenergia Assotsiatsioon. (2022). Kättesaadav: <https://tuuleenergia.ee/tuuletoodang-eestis/>

Vartiainen, E. M. (2020). Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in photovoltaics: research and applications*, pp. 439-453.

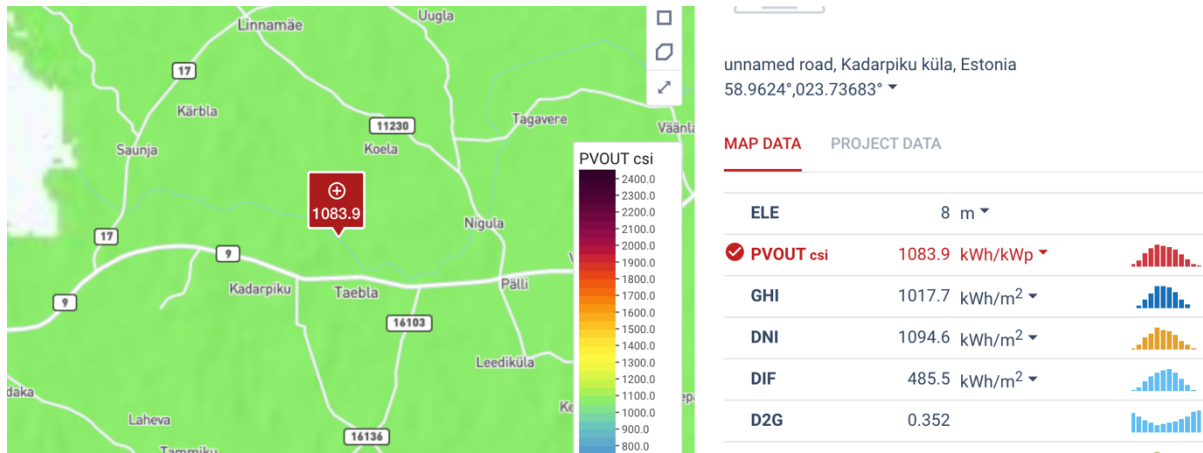
Volkova, A., Latosov, E., & Siirde, A. (2020). Heat Storage Combined with Biomass CHP under the National Support Policy. A Case Study of Estonia. *Environmental and Climate Technologies*, 171-184.

ZAFAR, U. (2018). LITERATURE REVIEW OF WIND TURBINES. Bauhaus Universität.

Zhang, F., & Tang, C. (n.d.). Classification, principle and pricing manner of renewable power purchase agreement. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* (p. 295). IOP Publishing.

LISAD

Lisa 1. Arendusprojekti asukoht kaardil ja päikesekiirguse maht



Allikas: (Solargis, 2022)

Lisa 2. 2021. aastal Eestis toodetud elekter tootmisliigiti

Tootmisliik	Võrku antud kogus (MWh)
Mittetaastuenergia	3 734 455
Biogaas	17 639
Biomass	1 518 836
tuul	730 711
vesi	24 759
päike	305 483
Biojätmed	50 344

Allikas: (Elering, 2022)

Lisa 3. Sisendi muutuste mõju NPV-le

Sisendi muutus	Mõju NPV-le
PPA hinna 10% muutus	€792,979.70
Intressimäära 1% muutus	€258,807.10
Esialgse investeeringu 10% muutus	€551,958.33

Allikas: Autori arvutused

Lisa 4. Sisendi muutuste mõju IRR-le

Sisendi muutus	Mõju IRR-le
PPA hinna 10% muutus	1.77%
Intressimäära 1% muutus	0.58%
Esialgse investeeringu 10% muutus	1.18%

Allikas: Autori arvutused

Lisa 5. 2021. aasta suve elektri börsihindade võrdlus baastsenaariumi hinnaga

Aeg	Hind €/MWh
Juuni 2021	€ 71.68
Juuli 2021	€ 83.78
August 2021	€ 87.03
Baastsenaariumi hind	€ 45.00

Allikas: (Nord Pool, 2022), Ettevõtte X siseinfo

Lisa 6. Baasstsenaariumi rahavoogude prognoos investeerimisprojekti 40 aasta eluea jooksul

Majandusaasta		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Aastane elektritoodang			12932	12879	12827	12774	12722	12669	12616	12564		
Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh (indekseerimata)	45		€581,920.76	€579,557.63	€577,194.50	€574,831.37	€572,468.24	€570,105.11	€567,741.98	€565,378.85		
Püsikulud kokku (2% indekseerimine)		€104,060.00	€106,141.20	€108,264.02	€110,429.30	€112,637.89	€114,890.65	€117,188.46	€119,532.23	€121,922.88		
Investeeringud omakapital		€2,473,200.00										
Laenu põhiosa tagasimakse			€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00		
Laenu intressimaksed 1.9% intressi juures		€83,539.20	€77,969.92	€72,400.64	€66,831.36	€61,262.08	€55,692.80	€50,123.52	€44,554.24	€38,984.96		
Aasta rahavood		€2,660,799.20	€104,689.64	€105,772.97	€106,813.84	€107,811.40	€108,764.79	€109,673.13	€110,535.51	€111,351.02		
NPV	€313,117.40											
IRR	6.66%											
Majandusaasta		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Aastane elektritoodang	12511	12459	12406	12354	12301	12249	12196	12144	12091	12039	11986	
Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh (indekseerimata)	€563,015.72	€560,652.59	€558,289.46	€555,926.33	€553,563.20	€551,200.07	€548,836.94	€546,473.81	€544,110.68	€541,747.55	€539,384.42	
Püsikulud kokku (2% indekseerimine)	€124,361.33	€126,848.56	€129,385.53	€131,973.24	€134,612.71	€137,304.96	€140,051.06	€142,852.08	€145,709.12	€148,623.30	€151,595.77	
Laenu põhiosa tagasimakse	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00					
Laenu intressimaksed 1.9% intressi juures	€33,415.68	€27,846.40	€22,277.12	€16,707.84	€11,138.56	€5,569.28	€0.00					

Aasta rahavood	€112,118.71	€112,837.63	€113,506.81	€114,125.25	€114,691.94	€115,205.83	€115,665.88	€403,621.73	€398,401.56	€393,124.25	€387,788.65
Majandusaasta	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Aastane elektritoodang	11934	11881	11829	11776	11724	11671	11619	11566	11514	11461	11409
Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh (indekseerimata)	€537,021.29	€534,658.16	€532,295.03	€529,931.90	€527,568.77	€525,205.64	€522,842.51	€520,479.38	€518,116.25	€515,753.12	€513,389.99
Püsikulud kokku (2% indekseerimine)	€154,627.69	€157,720.24	€160,874.64	€164,092.14	€167,373.98	€170,721.46	€174,135.89	€177,618.61	€181,170.98	€184,794.40	€188,490.29
Aasta rahavood	€382,393.61	€376,937.92	€371,420.39	€365,839.77	€360,194.79	€354,484.18	€348,706.62	€342,860.78	€336,945.27	€330,958.72	€324,899.71
Majandusaasta	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
Aastane elektritoodang	11356	11304	11251	11199	11146	11094	11041	10989	10936	10884	10831
Tulu elektrimüügist PPA hinnaga MWh (indekseerimata)	€511,026.86	€508,663.73	€506,300.60	€503,937.47	€501,574.34	€499,211.21	€496,848.08	€494,484.95	€492,121.82	€489,758.69	€487,395.56
Püsikulud kokku (2% indekseerimine)	€192,260.09	€196,105.29	€200,027.40	€204,027.95	€208,108.51	€212,270.68	€216,516.09	€220,846.41	€225,263.34	€229,768.61	€234,363.98
Aasta rahavood	€318,766.77	€312,558.44	€306,273.20	€299,909.52	€293,465.84	€286,940.54	€280,331.99	€273,638.54	€266,858.48	€259,990.09	€253,031.58

Allikas: Autori arvutused, Ettevõtte X siseinfo

Lisa 7. Laenugraafik, baasstsenaarium, võrdsete põhiosadega laenumakse, maksegraafik 15 aastat

		Laenusumma	€4,396,800.00						
Laenugraafik									
Intressaastas	1.90%								
Aasta	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Laenujääk perioodi alguses	€4,396,800.00	€4,396,800.00	€4,103,680.00	€3,810,560.00	€3,517,440.00	€3,224,320.00	€2,931,200.00	€2,638,080.00	€2,344,960.00
Laenu põhiosa tagasimakse		€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00
Laenujääk perioodi lõpus	€4,396,800.00	€4,103,680.00	€3,810,560.00	€3,517,440.00	€3,224,320.00	€2,931,200.00	€2,638,080.00	€2,344,960.00	€2,051,840.00
Intressimakse	€83,539.20	€83,539.20	€77,969.92	€72,400.64	€66,831.36	€61,262.08	€55,692.80	€50,123.52	€44,554.24
Aasta	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037		
Laenujääk	€2,051,840.00	€1,758,720.00	€1,465,600.00	€1,172,480.00	€879,360.00	€586,240.00	€293,120.00		
Laenu põhiosa tagasimakse	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00	€293,120.00		
Laenujääk perioodi lõpus	€1,758,720.00	€1,465,600.00	€1,172,480.00	€879,360.00	€586,240.00	€293,120.00	€0.00		
Intressimakse	€33,415.68	€27,846.40	€22,277.12	€16,707.84	€11,138.56	€5,569.28	€0.00		

Allikas: Autori arvutused

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks

Mina, Marthen-Patrik Kummer (*autori nimi*), annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose:

„Päikesepargi investeerimisprojekti tasuvuse ja riski analüüs ettevõtte x Taebla investeerimisprojekti näitel“, mille juhendaja on Ilzija Ahmet:

1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh TalTechi raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks TalTechi veebikeskkonna kaudu, sealhulgas TalTechi raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

1. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

2. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.