

TARTU ÜLIKOOL

Majandusteaduskond

Martin Käärik

**TUULEENERGIAETTEVÕTETE FINANTSILISE
TULEMUSLIKKUSE PROGNOOS VAHEMIKUS 2019-
2040**

Bakalaureusetöö

Juhendaja: dotsent Priit Sander

Tartu 2019

Suunan kaitsmisele

(juhendaja allkiri)

Olen koostanud töö iseseisvalt. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, põhimõttelised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

.....

(töö autori allkiri)

SISUKORD

TÄNUSÕNAD	5
SISSEJUHATUS	6
1. EESTI TUULEENERGIA TOOTMISE FINANTSILISE TULEMUSLIKKUSE MÕÕTMINE	8
1.1. Tuuleenergiaettevõtete subsidiumite kujunemine	8
1.1. LCOE (levelized cost of energy) meetod	10
1.2. Diskonteeritud rahavoogude meetod	11
Projekti Sisemine tasuvusmäär (IRR)	12
Diskonteeritud rahavoogude ja LCOE mudelis kasutatavad tegurid	13
Riskivaba tulu	13
Beeta	13
Riigi riskipreemia	14
Turu riskipreemia	14
Väikefirma preemia	14
Laenukapitali hind	14
2. HÜPOTEETILISE TUULEPARGI FINANTSILINE TULEMUSLIKKUS	15
2.1 Diskonteerimismäär	15
Riskivaba tulu	15
Beeta	15
Riigi riskipreemia	15
Turu riskipreemia	15
Väikefirma preemia	16
Laenukapitali hind	16
Mudelis kasutatav diskonteerimismäär	17
2.2 Taastuvenergia Eesti energiatootmises	18
Energiamajanduse arengukava aastani 2030 (ENMAK)	20
2.3 Elektri hind ja -tootmine	21
2.4 Tuulepargi kulud	25
Operatiiv- ja hoolduskulud (Operational and maintenance costs)	26

Tuulepargi eluiga	30
2.5 Hüpoteetilise tuulepargi finantsilise tulemuslikkuse hindamine.	30
2.6 Sensitiivsusanalüüs	33
Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt NPV-st	36
Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt IRR-st	38
Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt LCOE-st	39
Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt suure investeeringuga kaasnevatest erisustest	40
KOKKUVÕTE	42
VIIDATUD ALLIKAD	45
SUMMARY	49

TÄNUSÕNAD

Soovin tänada järgmisi isikuid, kes aitasid töö koostamisele kaasa. Esiteks juhendaja, Priit Sander, kes andis konstruktiivset tagasisidet terve töö koostamise perioodi jooksul. Samuti soovin tänada Monikat, kes andis kulda väärt nõu viitamise osas ning Kristinit, kes aitas töö koostamisele kaasa nii keeleliselt kui vormiliselt.

SISSEJUHATUS

Globaalse soojenemise on põhjustanud inimtegevus. Ka Eestis antakse selle toimumiseks oma panus, põletades taastumatut energiaallikat põlevkivi, mille madala kütteväärtuse tõttu peetakse Eesti energiatootmist globaalselt üheks kõige reostavamaks (Electricitymap, 2018).

2018. aasta juunis võeti vastu elektrituruseaduse, energiamajanduse korralduse seaduse ja maagaasiseaduse muutmise seadus, mille tõttu muutusid oluliselt taastuvenegiatoetuse maksmise alus ning summad (Elektrituruseadus, 2018). 2014. aastal koostatud Eleringi raportis väideti, et ilma subsidiumiteta on võimalik saavutada 30% taastuvelektri osakaal kogutarbimises aastaks 2030 (Elering, 2014:3).

Elering (2014) koostas mudeleid eeldustel, et 2020. aasta elektri hind on märkimisväärselt kõrgem kui 2018. aasta keskmine. Juhul kui elektri hind jääb pikaajaliselt madalamaks kui Eleringi prognoosid näitavad, võib tekkida olukord, kus ajavahemikus 2019-2040 uusi tuuleenergiaprojekte ellu ei viida kuna tuuleparkide finantsiline tulemuslikkus ei oleks investorit rahuldav. Investeeringute kriitilisel määral puudumine võib mõjutada energiamajanduse arengukava eesmärkide saavutamist, kui uusi projekte ei oleks ratsionaalne ajavahemikus 2018-2040 aastat ellu viia. Samuti võib investeeringute puudumisel kriitilisel määral väheneda sektori *know-how*. Sest projekteeritavate tuuleparkide elueaks on keskmiselt planeeritud 20 aastat (Krohn et al., 2009; Vassiljev, 2012). Eelnevat arvesse võttes uurib autor, milline peaks olema minimaalne keskmine elektrihind tuulepargi kasuliku eluea jooksul, et ratsionaalne investor oleks huvitatud finantseerima tuulepargi püstitamist ajavahemikus 2019-2040. Samuti uurib autor, milline on vahemikus 2019-2040 püstitatud hüpoteetilise tuulepargi finantsiline tulemuslikkus ning millised tegurid mõjutavad kõige rohkem hüpoteetilise tuulepargi finantsilist tulemuslikkust, lähtuvalt elektrihinnaprognosist.

Bakalaureusetööst võivad saada kasu eelkõige energiasektoris tegutsevad ettevõtjad, kes saaksid töö raames ülevaate tuuleenergiasektori kulu- ja tulubaasist ning tuuleparkide võimalikest kulusäästudega kaasnevatest trendidest. Juhul kui bakalaureusetööst selgub, et investorid ei oleks nõus Eesti projektidesse vahemikus 2019-2040 investeerima, võib

riigil tekkida raskusi energiamajanduse arengukava raames seatud taastuenergia osakaalu eesmärkide saavutamiseks.

Bakalaureusetöö koosneb kahest osast. Esimeses osas selgitatakse praegust subsiidiumitega seotud regulatiivset keskkonda, antakse ülevaade teguritest, mille abil on võimalik määrata tuuleenergiat tootvate projektide ühtlustatud energiakulud (LCOE- levelized cost of energy), puhas nüüdisväärtus (NPV- Net present value) ja sisemine tasuvusmäär (IRR- internal rate of return) ning määratakse mudeli sisendite hinnangulised suurused Eesti kontekstis lähtuvalt empiirilistest uuringutest ning sektori praktikast.

Teises osas koostatakse mudel, milles võrreldakse erineva algusajaga projektide puhasnüüdisväärtust, projekti sisemist tasuvusmäära ja ühtlustatud energiakulusid sõltuvalt projekti algusajast. Mudelis esitletakse hüpoteetilist subsideerimata tuulepargi projekti, mille võimalik algusaeg on vahemikus 2019-2040 ning mille nominaalvõimsus oleks 1MW. Mudelis võetakse arvesse ka prognoosperioodil tehnoloogia efektiivistumisega kaasnevat säästusid.

Samuti koostatakse teises osas sensitiivsusanalüüs, mille käigus vaadatakse erinevate tegurite mõju hüpoteetilise tuulepargi finantsilisele tulemuslikkusele. Kõiki tegureid muudetakse baastasemega võrreldes 10% võrra ning tulemust võrreldakse baastaseme finantsilise analüüsiga. Samuti selgitatakse välja, millist finantsilist tulemuslikkust võivad oodata suuri tuuleparke ellu viivad investorid aastal 2030.

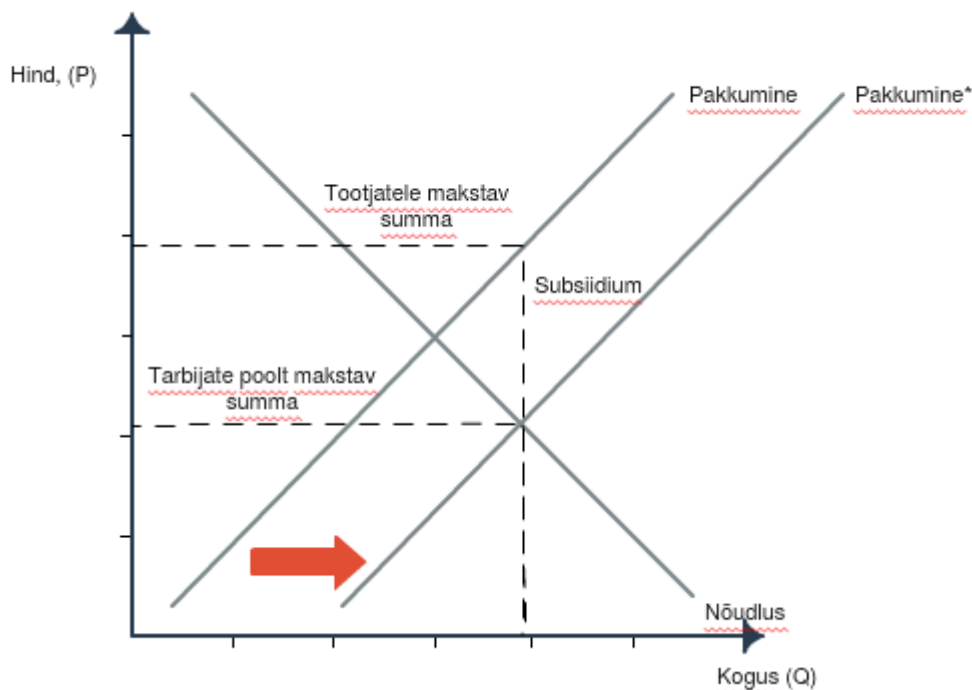
Mudel on koostatud eesmärgiga võimalikult täpselt esitada Eesti kontekstis tuuleparkides esinevaid kulusid. Samas tuleb arvestada, et autoril puudus vahetu kontakt tuuleparke haldavate ettevõtetega ning mudelid on koostatud, lähtudes rahvusvahelistest raportitest ja trendidest. Täpsemad tulemused Eesti kontekstis oleks võimalikud, kui teha koostööd tuuleparke haldavate ettevõtetega. Lisaks tasub arvestada, et tuuleparke ellu viies võivad esineda kulud mida bakalaureusetöö autor ei arvestanud mudeleid koostades.

Märksõnad: Tuuleenergia, LCOE, elektri hind, subsiidiumid, elekter, ENMAK, prognoos, tuulikud.

1. EESTI TUULEENERGIA TOOTMISE FINANTSILISE TULEMUSLIKKUSE MÕÕTMINE

1.1. Tuuleenergiaettevõtete subsiidiumite kujunemine

Taastuenergia konkurentsivõimeliseks muutmisel on oluline koht subsiidiumitel (Laaniste, 2017:109). Myers ja Kent (1998) on oma raamatus välja toonud, et subsiidiumite eesmärk on eelkõige toetada riigi jaoks strateegiliselt olulisi sektoreid või ettevõtteid, et saavutada kindel majandus- või sotsiaalpoliitika eesmärk. Subsiidiumite jagamise tulemusena hüvise hind väheneb ning seetõttu suureneb selle tarbimine. Kui arengumaades subsideeritakse pigem tarbijaid, siis arenenud riikides toetatakse tootjaid. Hüvist subsideerides väheneb selle hind tarbijate jaoks ning tootjatele hüvitatakse suurem summa hüvise kohta. See viib suurema pakkumiseni. Allolev joonis selgitab graafiliselt subsiidiumi maksmisest tingitud pakkumise kasvu, kus turu tasakaalupunkt tekib madalama hinna ning suurema tarbimise juures.



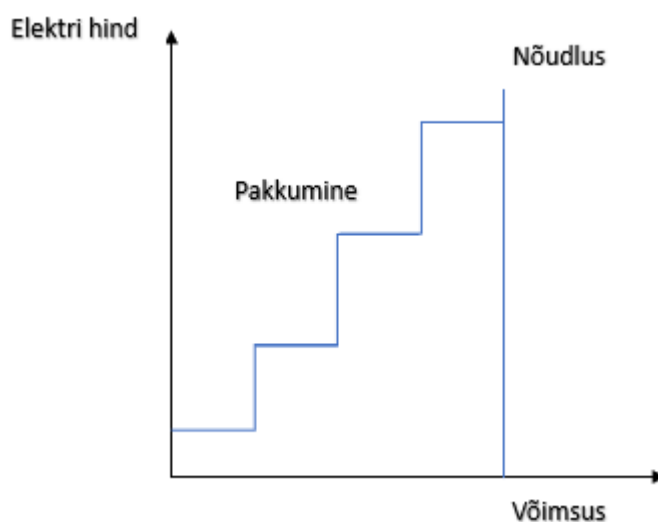
Joonis 1. Subsiidiumite teoreetiline mõju elektri hinnale („Subsidies“, 2019).

Subsideerimine tekitab turumoonutusi, mis viivad elektri hinna alla. Reeglina tõuseb elektri hind juhul kui elektri võimsusest on puudus. Nii lisanduvad pakkujad erinevate hinnatasemete juures turule kuni tekib tasakaalupunkt elektri pakkumise ja nõudluse

vahel. Sellisel juhul toodetakse elektrit seal, kus on selle tootmine kõige odavam. (Elering, 2018:74)

Eleringi varustuskindluse aruandes (2018:74) on selgitatud, et hetkel ilmestavad elektriturgu neli probleemi:

- Turul on madalad elektrihinnad, mis on tingitud subsiidiumite poolt;
- Hetkel ei osale tarbijad piisavalt elektriturul, et nõudluse järgi oleks võimalik hinda arvestada;
- Elektri tootmine toimub tulevikus kokku lepitud hindade ja koguste alusel. Seetõttu eksisteerib võimalus efektiivsust parandada;
- On võimalik, et tulevikus ei kata olemasolevad tootmisvõimsused kogunõudlust ära.



Joonis 2. Elektrihinna kujunemine (Elering, 2018:76).

Üleval olev joonis selgitab, kuidas kujuneb elektri hind nõudluse ja pakkumise suhtes. Elektritootjad lepivad kokku, millise hinnaga millise koguse elektrit nad turule suudavad tulevikus kindlal ajahetkel müüa ning juhul kui nõudlust on rohkem kui pakkumist, siis tõuseb elektri hind ning turule tulevad uued pakkujad. Nõudluse ja pakkumise kohtumispunkt määrab elektri hinna.(Elering, 2018:74)

1.1. LCOE (levelized cost of energy) meetod

Autor kasutab tuuleenergiaprojekti mudeldades kaht erinevat tehnikat (DCF ja LCOE), mis sisaldavad sarnaseid komponente, kuid täiendavad üksteist piisaval määral, et lugejal oleks ülevaade hüpoteetilise tuulepargi tasuvusest.

LCOE meetodit kasutatakse sageli erinevate energiatootmistehnoloogiate võrdlemiseks (Elering, 2014; Kost et al, 2018). LCOE meetod näitab, milline oleks antud projekti puhul vajaminev minimaalne keskmine elektri hind tuulepargi töötamisperioodi jooksul, et projekti omanik oleks nõus seda veel läbi viima. Selleks peab projekti puhas nüüdisväärtus (*NPV*) olema null.

Antud meetod arvestab kindla projekti puhul kõikide projekti raames tekkivate kuludega. Kuna tulud ning kulud võidakse teha ka tulevikus, siis diskonteeritakse kõik tuleviku rahavood tänapäevasesse vääringusse spetsiifilise diskonteerimismäära kaudu. Taastuvenergia projektide finantsiline tulemuslikkus LCOE näitel sõltub eelkõige järgmistest näitajatest: (Kost et al., 2018).

- energiaallika ehitamise ning installatsiooniga kaasnevad kulud,
- kohalikud ilmastikutingimused,
- opereerimiskulud,
- projekti eluiga,
- finantseerimistingimused ja kapitali kulukuse määr.

Eeldades, et LCOE väärtus jääb püsima üle aastate, saame kirjutada LCOE valemi kujul:

$$(1) LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

kus I_t - investeringukulutus aastal t (eurot),
 M_t - operatiiv- ja hoolduskulud aastal t (eurot),
 F_t - kütusekulutud aastal t (eurot),
 E_t - elektritoodang aastal t (eurot),
 r - kapitali hind (protsenti),
 n - projekti kestvus aastates.

Sisuliselt on LCOE näol tegemist finantsilise tasuvuspunktiga. Kui tasuvuspunkti analüüsi puhul vaadeldakse müügimahtu, siis LCOE puhul elektritoodangu ühiku müügihinda. LCOE arvutamisel kasutatakse diskonteeritud rahavoogude mudeli tehnikaid ning projekti rahavood diskonteeritakse kapitali kaalutud keskmise kulukuse määra abil.

1.2. Diskonteeritud rahavoogude meetod

Ettevõtte või projekti nüüdisväärtust saab vaadata kui selle diskonteeritud tulevaste rahavoogude summat. Tavapäraselt hinnatakse investeeringu tänapäevast väärtust puhta nüüdisväärtuse (*NPV- net present value*) meetodil. Antud meetodi raames diskonteeritakse tulevased rahavood kindla diskonteerimismääraga, mis leitakse tehtava projektiga kaasnevaid riske arvestades. Selleks kasutatakse kapitali kaalutud keskmist hinda (*WACC*), mis võtaks arvesse nii võla maksumust (*Cost of debt*) kui ka omakapitali maksumust (*Cost of equity*). Juhul kui projektist saadavad diskonteeritud tulud on suuremad kui selle raames tehtud algne investeering, peetakse projekti investeerimiskõlbulikuks ehk projekti puhas nüüdisväärtus on positiivne. Järgnevalt esitatud funktsioonilt on võimalik näha NPV mudelit. (Vassiljev, 2012:7)

$$(2) \quad NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C(P)t}{(1+r)^t} - C_0$$

kus $C(P)t$ - rahavoog aastast t (eurot),
 r - kapitali hind (protsenti),
 n - projekti kasulik eluiga,
 C_0 - esialgne investeering projekti (eurot).

Teisest funktsioonist on näha, et nüüdispuhasväärtus kasvab siis, kui kapitali kaalutud keskmine hind on madalam. Väärtus väheneb juhul kui kapitali kaalutud keskmine hind on kõrgem.

Võla ja omakapitali hinna suhte projekti elluviimisel määrab kaasatud laenukapitali osakaal kogukapitalist. Allolev matemaatiline funktsioon näitab kapitali kaalutud keskmise (*WACC*) diskonteerimismäära leidmise mudelit. (Bruner et al 1998:14)

$$(3) \quad WACC = W_d \times K_d \times (1 - t) + W_e \times K_e + W_p \times K_p$$

kus W - vastava kapitali osakaal kogukapitalis,

- K - vastava kapitali hind (protsent),
 t - maksumäär (protsent).

Mudeli (4) lihtsustamiseks on tehtud eeldus, et projekti rahastamiseks on võimalik kasutada kas laenukapitali või omakapitali. Seetõttu leitakse mudelis kapitali kaalutud keskmine kulukuse määr valemiga.

$$(4) \quad WACC = RE \times \left(\frac{E}{D+E} \right) + RD \times \left(\frac{D}{D+E} \right)$$

- kus $WACC$ - Kapitali keskmine kulukus (protsenti),
 RE - Omakapitali hind (protsenti),
 RD - Laenukapitali hind (protsenti),
 $E/D+E$ - omakapitali osakaal ettevõtte passivast (protsenti),
 $D/D+E$ - laenukapitali osakaal ettevõtte passivast (protsenti).

Omakapitali hinna leidmiseks on mitmeid võimalusi (Bruner et al 1998:14). Autor kasutab bakalaureusetöö raames CAPM (*Capital asset pricing model*) mudelit.. Allolev matemaatiline funktsioon näitab omakapitali hinna mudelit.

$$(5) \quad RE = R_f + R_c + \beta \times MRP + R_a$$

- kus R_f - Riskivaba määr (protsenti),
 R_c - riigi riskipremia (protsenti),
 β - võimendusega beeta,
 MRP - Turu riskipremia (protsenti),
 R_a - Väikefirma preemia (protsenti).

Mudeli (5) abil on võimalik leida projekti või ettevõtte teoreetiline omakapitali hind, võttes arvesse projekti elluviimisega kaasnevaid riske

Projekti Sisemine tasuvusmäär (IRR)

Projekti Sisemine tasuvusmäär (IRR) on alternatiivne meetod energiasektori investeringute tulususe leidmiseks LCOE ja NPV meetodi kõrval. Järgnevalt on esitatud IRR-i valem.

$$(6) \quad NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C(P)t}{(1+r)^t} - C_0 = 0$$

- kus $C(P)t$ - rahavoog aastast t (eurot),
 r - kapitali hind (protsenti). Antud juhul IRR määr,

- n - projekti kasulik eluiga,
- C_0 - esialgne investeering projekti (eurot).

IRR-i saab vaadata kui NPV meetodi erijuhtumit, kus leitakse sisemine tasuvusmäär juhul kui NPV oleks võrdne nulliga. Tasub arvestada, et IRR valem arvestab, et kõik saadud rahavood investeeritakse sisemise tasuvusmääraga edasi, kuigi reaalsuses seda alati ei juhtu. Seetõttu võib öelda, et optimaalne oleks kasutada projekti finantsilise tulususe hindamiseks NPV-d, mis näitab projekti absoluutset tulusust, võtmata arvesse projekti raames tehtavat esialgset investeeringut. Samas IRR näitab suhtelist tulusust ja seetõttu on võimalik võrrelda projektide tulusust lähtuvalt esialgsest investeeringu suuruselt. Mida kõrgem on IRR, seda suuremat suhtelist tulusust projekt pakub ning juhul kui IRR on suurem kui kapitali kulukuse määr, siis viiks ratsionaalne investor projekti ellu.

Diskonteeritud rahavoogude ja LCOE mudelis kasutatavad tegurid

Järgnevalt kirjeldab autor, milliseid tegureid on kasutatud hüpoteetilise tuulepargi finantsilise tulemuslikkuse hindamiseks.

Riskivaba tulu

Jegorov on oma uurimuses (2010) väitnud, et riskivaba tulu tagab väärtpaber, millel ei ole reinvesteeringuriski ega ükskõik millisel moel maksete ärajäämise riski (*risk of default*). Reeglina kasutatakse praktikas riskivaba tulu lähendnäitajana valitsuse võlakirjadelt saadavat tulu kuna eeldatakse, et valitsustel puudub maksevõimetuse risk. Järeldatavalt turul Eesti riigi võlakirjasid ei ole.

Beeta

Beeta näitab kindla aktsia või sektori volatiilsuse seost turu üldise volatiilsusega (Sharpe 1999:965, viidatud Jegorov, 2010:22 vahendusel). Kui beeta on positiivne, siis see tähendab, et vaatlusalune varaklass liigub samas suunas üldise turu trendiga. Mida kõrgem on beeta väärtus seda volatiilsem on varaklass turu üldise liikumise suhtes. Juhul kui beeta väärtus on suurem kui üks, näitab see varaklassi kõrgemat volatiilsust ja riskitaset võrreldes kogu turuga. (Black, 1972:451) Allolev matemaatiline funktsioon selgitab beeta leidmise valemit.

$$(7) \quad \beta = \frac{Cov_{im}}{\sigma^2 m}$$

kus Cov_{im} - Investeeringu ja turuportfelli (turuindeksi) tulususte kovariatsioon,

$\sigma^2 m$ - turuportfelli tulususe dispersioon

Aswath Damodaran (2018b) on koostanud ülevaateid sektoripõhistest beetadest, võrreldes börsil noteeritud ettevõtete aktsiahindade muutust turu keskmise muutusega. Selle põhjal koostab ta loendi sektoripõhistest beetakordajatest.

Riigi riskipreemia

Damodarani poolt määratud riigi riskipreemia näitab kindlasse riiki investeerimisega kaasnevat riski. Investeerides vähem stabiilsesse ja nõrgema krediidireitinguga hinnatud riiki, võib oodata suuremat tulu, kuid investeerija peab arvestama ka kõrgema riskitasemega. (Kruschwitz et al., 2012:2)

Turu riskipreemia

Turu riskipreemia näitab riski, milles ei ole kindla varaklassi-spetsiifilisi riske. Korrutades turu riskipremiat Beetaga, on võimalik leida turuga seotud riskipreemia. Kõrgem riskipreemia tähendab, et investor võtab suurema riski investeerides ning seetõttu on tal ootus kõrgema tulu saamiseks. (Damodaran, 2015)

Väikefirma preemia

Väiksemad ettevõtted on ajalooliselt teeninud suuremat tulusust kui suuremad ettevõtted ning seetõttu on investorid korrigeerinud hindamiste korral ettevõtete rahavoogusid vastavalt ettevõtte suurusele. Samas on Damodaran (2015) väitnud, et väikefirma preemiat ei peaks enam kasutama kuna on ilmnenud uuemad uuringud, mis lükkasid ümber osaliselt väikefirma preemiat toetavad argumendid. (Damodaran, 2015)

Laenukapitali hind

Laenukapitali hind (*Cost of debt*) on keskmine intressimäär, mida kindel ettevõte või projekti läbiviija maksab, et teenindada oma laenusid (Fernandes, 2014:19).

2. HÜPOTEETILISE TUULEPARGI FINANTSILINE TULEMUSLIKKUS

2.1 Diskonteerimismäär

Järgnevalt kirjeldab autor, milliseid väärtusi ta kasutas mudelis olevates tegurites. Uurimis- ja bakalaureusetöö raames kasutab autor tuulepargi tulude diskonteerimiseks sama diskonteerimismäära nii LCOE kui ka DCF mudelites.

Riskivaba tulu

Kuna Eesti riigil ei ole järelkaubeldaval turul võlakirju, siis kasutab autor krediidiagentuuride poolt AAA-le hinnatud Saksamaa võlakirjasid, mille tulumäär on 0.23 protsenti 29.12.2018 seisuga (Trading economics, 2018).

Beeta

2018. aasta jaanuari seisuga oli Lääne-Euroopa taastuenergia ettevõtete keskmine võimendatud beetakordaja 1,14, mis näitab, et taastuenergiaettevõtete aktsiad on liikunud turuga samas suunas ning nendega kaasneb üldisest turuportfelist kõrgem risk. Kõrgem risk on eelkõige tingitud sektori kõrgemast võla ja omakapitali suhtest, mis on rohkem kui kolm korda kõrgem turu keskmisest, kuhu ei arvestata finantsteenustepakkujaid. Taastuenergiasektori võimendamata beetakordaja oli madalam kui turu keskmine, mis näitab, et võimenduse puudusel on taastuenergiasektoris väiksemad riskid turu keskmisest. (Damodaran, 2018) Autor eeldab mudelit koostades, et kasutatav beetakordaja vastab turu keskmisele.

Riigi riskipreemia

Damodaran (2018a) on hinnanud riikide riskipreemiaid ning Eestisse investeringuid tegevad investorid peavad arvestama ka Eesti riskipreemiaga, milleks on 2018. aasta jaanuari seisuga 0.81%. Antud suurust kasutab autor ka mudeli diskonteerimismäära leidmisel.

Turu riskipreemia

Eesti riskipreemia on arvutatud Damodarani poolt ning 2018. aasta jaanuari seisuga oli see Eesti turul 5.89%. (Damodaran, 2018) Autor kasutab antud väärtust mudeli diskonteerimismäära leidmisel.

Väikefirma preemia

Praktikas kasutatakse kõige tihedamini 5% suurust korrigeerimist ettevõtetele, mille turuväärtus on väiksem kui 50 miljonit dollarit (KPMG... 2017:14). Mudeli üheks eelduseks on väide, et taastuvenergiaprojekti turuväärtus on alla 50 miljoni dollari. Samas kõik sektorid ei oma sarnast riskitaset, mistõttu peaksid riskipreemiad erinema sektorite lõikes. Autor viis analüüsi läbi lähtuvalt suurettevõtte seisukohast. Sellisel juhul väikefirma riskipreemiat ei kajastata.

Laenukapitali hind

Sektori keskmise võlataseme leidmiseks kasutas autor Nelja Energia 2016. majandusaasta aruannet, kuna see on üks Baltikumi suurimaid taastuvenergiaettevõtteid, mis on keskendunud peamiselt tuuleenergiale („4Energia, Investorile“, 2019). Autori kalkulatsioonide tulemusena oli antud aruandes keskmine laenu kulukuse määr 2.81%.

Tabel 1. Nelja energia laenude ülevaade 2016. aasta lõpu seisuga.

Finantseerimise tüüp	Intressimäär	Jääk, 000€	Kaalutud laenuosa
Pangalaen	1.20%	61669	26.11%
Võlakiri	6.50%	48006	20.33%
Pangalaen	1.69%	28176	11.93%
Pangalaen	3.50%	19626	8.31%
Pangalaen	2.20%	16525	7.00%
Pangalaen	2.05%	16088	6.81%
Pangalaen	2.45%	10921	4.62%
Pangalaen	1.80%	8930	3.78%
Pangalaen	1.80%	8361	3.54%
Pangalaen	2.20%	7790	3.30%
Pangalaen	1.80%	7718	3.27%
Pangalaen	1.72%	2132	0.90%
Pangalaen	3%	226	0.10%
Kokku	2.82%	236168	100.00%

Allikas: (Nelja Energia, 2017: 64); autori arvutused.

Mudelis kasutatav diskonteerimismäär

Uurimis- ja bakalaureusetöös kasutatav diskonteerimismäär on arvatud all olevas tabelis.

Tabel 2. Tuuleenergiaprojektide kapitali kaalutud keskmise hinna arvutus.

Komponendi nimetus	Komponendi suurus
Riigi riskipremia	0.81%
Riskivaba määr	0.24%
Väikefirma preemia	5.00%
Turu riskipremia	5.89%
Võimendusega beeta	1.14
Omakapitali hind	12.76%
Laenukapitali hind	2.81%
Taastuvenergiasectori keskmine võlatase	56.15%
Projekti keskmine kapitali kulukus	7.18%

Allikas: autori arvutused.

Autor arvutas potentsiaalse taastuvenergiaprojekti baasstsenaariumi kulukuseks 7.18%. Antud tulemus on ligikaudu samal tasemel põhjamaade tuuleenergiaettevõtete keskmine diskonteerimismäär (Thornton, 2018:19). Seetõttu võib väita, et autori arvutatud diskonteerimismäär on põhjamaade praktikute poolt kasutatava määraga samas suurusjärgus. Diskonteerimismäär on arvatud maksude-eelsete tasemete põhjal, mis tähendab, et mudelisse ei lisata tulumaksu (kuna autor eeldab, et tuuleenergiaettevõtted ei ole prognoosperioodil tulusad..

Diskonteerimismäär ei ole fikseeritud suurus, mis jääb ühe ettevõtte puhul alatiseks konstantseks, kuna erinevate komponentide aluseks olevad tegurid, näiteks riikide võlakirjade tulusus ja turu volatiilsus, muutuvad pidevalt. Sellel põhjusel koostab autor iga prognoosperioodi aasta juures diskonteerimismäära sensitiivsusanalüüsi, mille käigus võrreldakse aastate lõikes tuulepargi LCOE-d.

2.2 Taastuenergia Eesti energiatootmises

Kuni 2016. aasta lõpuni algatatud taastuenergiaprojektide eest, mille elluviija oli võtnud mis tahes kohustuse, mis muutis selle investeerimisprojekti pöördumatuks, jagas valitsus toetusi. Subsiidiumi suurus toodetud MWh eest oli 53.7 eurot. Toetust jagatakse välja tootjatele alates energiatootmise alguse hetkest kuni kaheteistkümnenda tegevusaasta lõpuni. (Elektrituruseadus, 2018)

2018. aasta suvel toimunud seadusemuudatuse tagajärjel hakkas riik eristama uusi tootjaid olemasolevatest (Elektrituruseadus, 2018). Uue seaduse eesmärk on tagada taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootmise eesmärgid tarbija jaoks võimalikult väikese kuluga ning kindlustada, et uued turule tulevad elektritootjad oleksid konkurentsivõimelised täiendavate subsideerimisteta. (*Elektrituruseadus*, 2018:105)

Seadusemuudatuse tagajärjel ei saa toetust enam alates 01.01.2017 algatatud taastuenergiaprojektid, mille nominaalvõimsus on vähemalt 1MW. Selle tulemusena peavad taastuenergiaprojektid konkureerima turutingimustes kõigi teiste energiatootmiseseadmetega. (Elektrituruseadus, 2018)

Eleringi analüüsi (2014) tulemusena muutub Eestis subsideerimata tuuleenergia tasuvaks aastal 2040. Juhul kui Eesti plaanib saavutada 2030. aastaks kliimapoliitika raames seatud sihttaseme, see tähendab taastuvelektri osakaal kogutarbimises oleks 27%, siis lähtuvalt Eleringi uuringust ei investeeriks ratsionaalne investor kuni aastani 2040 tuuleparkidesse. (Elering, 2014)

Uurimuse autor leiab, et vahepeal on ilmnunud mitmed asjaolud, mis võivad mõjutada Eleringi prognoose tuuleenergia tasuvuslikkusest. Nimelt on Eleringi prognoositud 2020. aasta elektri hind reaalsest 2018. aasta keskmisest 38% kallim (47 €/MWh (NordPool, 2018) versus 65 €/MWh (Elering, 2014:39)), mis võib tähendada olukorda, kus Elering on elektri hinna kasvu perioodil 2012-2020 üle hinnanud. Selle tulemusena võivad Eleringi prognoosid, mis väidavad, et Eesti suudab täita kliimapoliitika raames seatud eesmärgid, olla küsitavad. Seda põhjusel, kuna ratsionaalsed investorid ei oleks tõenäoliselt nõus madala elektri hinna juures investeeringut tegema, sest investeeringu nüüdisväärtus oleks negatiivne.

Samas planeeritakse lähiajal sulgeda Eesti elektrijaama ja Balti elektrijaama plokke koguvõimsusega 620MW (Elering, 2018:57), mille tulemusena muutub taastuvenergia osakaal kogutarbimises suuremaks isegi siis, kui lisainvesteeringuid taastuvenergiasektoris ei tehta (Elering, 2014:36). Eelnevast järeldab autor, et taastuvenergia osakaalu kogutarbimises ei ole planeeritud tõsta mitte uute investeeringute lisamise näol, vaid saastavate tootmisvõimsuste sulgemise kujul. See võib küll aidata lühiajaliselt energiamajanduse arenduskava eesmärki täita, kuid pikaajaliselt võib investeeringute puudumine mõjuda negatiivselt “Energia tegevuskava aastani 2050” eesmärkide täitmisele ja tuuleenergiasektori jätkusuutlikkusele.

Eestis moodustas taastuvenergia 2017. aasta kogutarbimisest 16,8%. Rohkem kui pool ehk 54% taastuvenergiast toodeti biomassist ning 41,3% toodeti tuuleenergiast. (Annus et al, 2017). Aastal 2016 oli Eestis võrku ühendatud 375MW võimsuses elektrituulikuid ning 166MW võimsuses biomassist elektrit tootvaid elektrijaamasid. (Laaniste, 2017:32) 2018. aastal toodeti tuuleenergiat kokku 590GWh, millest toetustele klassifitseerus 490GWh. Aasta 2018 madalam tuuleenergia tootmine oli tingitud kehvematest tuuleoludest, mistõttu toodeti kokku 12% vähem energiat kui aasta varem. („Tuuleenergia Eestis | Tuuleenergia“, 2019)

Lähiajal muutuvad taastuvatest energiaallikatest kõige jätkusuutlikumaks päikese- ja tuuleenergia (Kost et al, 2018:3). Samas on selge, et hiljuti lisandunud seaduste tõttu ei ole veel Eestis ratsionaalne päikesepaneeli kasutada. Seda isegi olukorras, kus energiatootmist subsideeritakse („Tuuleenergia Eestis | Tuuleenergia“, 2019).

Ka biomass ei paku sobivat pikaajalist lahendust energiatootmiseks. Euroopa komisjonile koostatud dokumendis (Colozza et al, 2017:16) on välja toodud, et biomassi kasutamist on võimalik edendada ainult läbi poliitiliselt seatud eesmärkide ja initsiatiivide. Seda eelkõige järgmistel põhjustel:

- biomassi kasutamine tekitab endiselt süsihappegaase, kuna biomassi tootmise ja jaotuse tarneahelas toodetakse palju süsihappegaasi;
- biomassi tootmine mõjutab liikide mitmekesisust, mulda ja põhjavett;
- biomassi tootmine mõjutab õhu kvaliteeti;
- biomassist elektri tootmine on madala efektiivsusteguriga;

- biomassi tootes konkureeritakse teiste tööstusharudega väljaspool elektri tootmist;
- biomassi hinnad on mõjutatud erinevate toetuskeemide tõttu.

Eelnevat arvestades saab järeldada, et subsiidiume maksmata on just tuuleenergia tulevikus turutingimustel tegutsemiseks kõige suurem potentsiaal Eestis. Seetõttu keskendub autor eelkõige tuuleenergia tasuvuslikkuse uurimisele.

Energiamajanduse arengukava aastani 2030 (ENMAK)

Eestis on kolm elektrijaama, mis kasutavad energia tootmiseks ainult põlevkivi. Need on Balti elektrijaam, Sillamäe soojuselektrijaam ja Eesti elektrijaam. Lisaks põlevkivile suudab Auveres asuv elektrijaam põletada koos põlevkiviga ka biomassi. Arvestades, et keskkonnanõuded karmistuvad, tuleb nõudmistele mittevastavaid energiaplokke sulgeda. Seetõttu on plaanitud aastaks 2023 sulgeda 501MW ulatuses energiatootmisplokke. Aastaks 2031 plaanitakse sulgeda ka järelejäänud toimpõletusplokid ning alles jäävad Auvere elektrijaam ja 2 keevkihttehnoloogia plokki. Samaks aastaks on ka planeeritud, et eelmainitud energiatootmisblokkide koguvõimsus oleks 700MW. (Laaniste, 2017:32)

ENMAKi kohaselt on eesmärgiks võetud, et tuuleenergia kataks 2050. aasta elektritarbimise vajadusest kolmandiku ning taastuvenergia kataks ära lõpptarbimisest rohkem kui poole. Antud juhul tuleb silmas pidada, et hinnatakse energiatarbimise ja taastuvenergia tootmise vahetõrget ning võimalikku taastuvenergia ostu teistest liikmesriikidest ei arvestata. (Laaniste, 2017:15)

Arengukava andmetel looks suurimat lisandväärtust energiatootmisstsenaarium, kus riik sekkuks turu protsessidesse võimalikult vähe, kuid samal ajal võtaks arvesse ka põlevkivisektoris olevate ettevõtete tulevased investeeringud. See stsenaarium võeti kasutusele ka kui eelistatuim elektritootmise arengusuund. Eelmainitud stsenaarium parandab varustuskindlust ning selle mõju oli kõikidest alternatiivsetest variantidest kõige sobivam. Meelepärase stsenaariumi leidmiseks hinnati neid ressursikasutuse, keskkonnamõju, tööhõive ning majandusmõju suhtes. (Laaniste, 2017:28) ENMAKi kohaselt on elektriturule seatud järgmine eesmärk koos alapunktidega (Laaniste, 2017:15):

- 1) Elektritootmine taastuvatest energiaallikatest moodustab aastal 2030 vähemalt 50% elektri lõpptarbimisest ning täidetud on järgmised tingimused:
 - a) uute taastuvenegiapõhiste tootmisvõimsuste lisandumine toimub turutingimustel,
 - b) riigipoolne sekkumine on lubatud uute tehnoloogiate turule aitamiseks ja elektri tootmise võimekuse nõuete täitmiseks,
 - c) kütusevabadest energiaallikatest toodetud energia osakaal on vähemalt 10% lõpp-tarbimisest.

Arvestades vähenevat tootmisvõimsust suletavate põlevkiviplokkide näol, siis ei suuda allesjäänud võimsused katta Eesti maksimaalset tarbimist, kuna ühelt poolt elektritarbimine suureneb ja teiselt poolt suletakse tootmisplukke. Kuna Eesti on aina tihedamini seotud Põhja-Euroopa elektrituruga, siis tehti ENMAKi raames soovitus varustuskindlusnõuded ümber sõnastada. Soovitati, et seadus arvestaks terve Põhja-Euroopa regiooni varustuskindlusega, mitte ainult Eesti omaga eraldiseisvalt. Samas on märgitud, et elutähtsad teenused peavad olema riigil endiselt omadest tootmisvahenditest kaetud. (Laaniste, 2017:35)

ENMAKi raames on seotud eesmärk, kus kumulatiivselt peab elektritootjatel olema rohkem elektritootmisvõimsust kui päevane tiputarbimine, millele on lisatud varu suuruses 10%. Elektritootmisvõimsuse varu on seotud eesmärgiga hajutada võimalikke riske, kui toimub ootamatu katkestus või koormuse muutus. Aastaks 2020 on prognoositud tiputarbimisvõimsust 1650-1763 MW vahele ning aastaks 2030 võib tipmine tarbimisvõimsus ületada 1900 MW piiri. (Laaniste, 2017:34)

2.3. Elektri hind ja -tootmine

Elektri müük elektrivõrku on energeetikaettevõtete peamine tulukomponent (Nelja Energia, 2017). Eesti elektri hinda mõjutab eelkõige tarbimise ja tootmise vahetegur Nord Pool elektribörsil. Tegemist on keskkonnaga, kuhu kõik elektritootjad müüvad oma toodangut. Elektri hind määratakse nõudluse ja pakkumise suhtel. Väiksem tarbimine ja suurem elektritoodang tunnis tagavad madalama hinna ja *vice versa*. („Elektriturg - Eesti Energia“, 2019)

Püsivalt madalama elektri hinna ning varustuskindluse saavutamise nimel ühines Eesti põhjamaade elektrituruga ning seetõttu on Eesti ja Soome vahel mitu merekaablit, mida mööda liigub elekter odavamast piirkonnast alati kallimasse. Selle tulemusena on Eesti ja Soome elektri hinnad madalamad kui eraldiseisvalt. (*Elektrituru käsiraamat*, 2018)

Eesti keskmine elektri hind 2018. aastal on olnud 47.07 EUR/MWh (NordPool, 2018). Eleringi prognooside kohaselt kasvab elektri hind vahemikus 2020-2050 ligikaudu 65-75 euronit MWh eest, olenemata elektritootmist toetavast poliitikast. Surve elektri hinna kasvuks on juba praegu tugev, kuna Eleringi prognooside põhjal on aastaks 2020 kõikide energiatootmisviiside LCOE märkimisväärselt kõrgem kui praegune turuhind. (Elering, 2014:32)

Kõige hiljutisem uuring Lindroos et al poolt (2018) on väitnud, et elektri hind tõuseb 2050. aastaks suuruseni umbes 56 eurot megavatti juhul, kui Eesti asub mõõdukal määral täitma kliimamuutuse eesmärke. Selle stsenaariumi raames suudab Eesti täita 2020. aastaks seatud taastuvenergia osakaalu eesmärgi, kuid hilisemad eesmärgid ei täitu. Mudel võttis elektri baashinnaks 2015. aasta taseme ning esialgu prognoositi, et elektri hind langeb aastatel 2015-2020. Reaalsuses sellist elektri hinna arengut ei toimunud (NordPool, 2018), mis võib tähendada seda, et Lindroos et al koostatud mudel mõne teguriga ei arvestanud. Uuringus väideti, et mida suurem on taastuvenergia osakaal majanduses, seda suurem on surve madalamaks elektri hinnaks, kuna tuule- ja päikeserohketel päevadel müüvad tootjad elektrit alla turuhinna, tuues ka keskmist elektri hinda alla. See tekitab turuosaliste vahel "kannibalismi" ning keskmine tuuleenergia tootja saab turu keskmisest elektri hinnast 18 eurot madalama tulu MWh eest aastal 2050. (Lindroos et al., 2018:93). Juhul kui käesoleva bakalaureusetöö käigus selgub, et väikese ja/või suure investori jaoks on investeeringu tegemine irratsionaalne, siis antud teguriga arvestama ei pea. Autor näeb, et nii Eleringi kui ka Lindroosi uuringu prognoositud elektri hinda võiks arvestada mudelit koostades ning seetõttu valib autor elektri hinna (60 eurot megavatt-tunni eest aastal 2050), mis arvestab osaliselt mõlema uuringu leidudega.

Pärast 2050. aastat eeldab autor, et elektri hinnad jätkavad kasvu samas tempos nagu aastatel 2019-2050 (keskmiselt 0.76% aastas). Selle tulemusena on prognoositud elektri hind aastaks 2060 tasemele €64.2/MWh eest.

Tuuleenergiaettevõtted sõltuvad eelkõige energia tootmiseks sobivate tuulte olemasolust. Eesti tuuletingimusi peetakse üldjoontes heaks (*Elektrituru käsiraamat*, 2018:101). Varasemates uuringutes on tuuleparkide tulud arvatud järgnevalt (Vassiljev, 2012:32).

$$(7) \quad \text{Müüdav toodang} = \text{bruto toodang} \times \text{kasutegur} \times (1 - \text{võrgukaod} - \text{jäätumisest põhjustatud kaod})$$

Brutotoodang defineeritakse kui kogu elektrivõimsus, mis on toodetud kindla elektrigeneraatori poolt. (Eurostat, 2019) Keskmine tootmisvõimsuse tegur näitab turbiini efektiivsust (Vassiljev, 2012). Aastal 2011 oli Eesti tuuleparkide keskmine efektiivsus 29% (Ernst & Young, 2011).

Autor kasutab baasaasta efektiivsuse määramisel 2017. aasta Nelja Energia Eestis asuvate tuulikute kasutegureid kui baastaset keskmise Eestis oleva tuuliku kohta samal aastal. Kasutegur arvutatakse järgmise valemi põhjal:

$$(8) \quad \text{Kasutegur} = (\text{toodang perioodis} / \text{perioodis olevate tundide arv}) / \text{tuuliku nominaalvõimsus}$$

All olevas tabelis on esitatud tabel Nelja Energia AS Eestis asuvate tuulikute nominaalvõimsuse, toodanguga aastal 2017 ning kasuteguriga.

Tabel 3. Mudeli aluseks võetavate tuuleparkide kasutegurite ülevaade

Tuulepargi nimi	Valmimise aasta	Nominaalvõimsus (MW)	2017 toodang, MWh	Kasutegur
Aseriaru	2011	24.0	45316	21.6%
Paldiski	2012	22.5	53521	27.2%
Viru-Nigula	2007	21.0	42250	23.0%
Pakri	2005	18.4	44402	27.5%
Tooma I	2010	16.0	37846	27.0%
Vanaküla	2009	9.0	17767	22.5%
Esivere	2005	8.0	17728	25.3%
Tooma II	2016	7.1	18276	29.6%
Virtsu III	2010	6.9	16670	27.6%
Ojaküla	2013	6.9	16347	27.0%
Virtsu II	2008	6.9	15984	26.4%
Virtsu I	2002	1.2	3386	32.2%
Kokku		147.9	329493	25.4%

Allikas: („Energia“, 2019); autori arvutused.

Nelja energia 2017. aasta keskmine tuulikute kasutegur võetakse kasutusse kui 2017. aasta baastase. Mudelit koostades tehakse eeldus, et aasta-aastalt turbiinide efektiivsus suureneb tänu tehnoloogia arengule 1,5% aastas, mis on konservatiivsem kui Euroopa viimase 15 aasta globaalne keskmine 2-3% (Krohn et al., 2009:42). Autori kalkulatsioonide tulemusel oleks 2019. aastal loodava tuulepargi keskmine efektiivsus 26.21% ning aastal 2040 oleks ehitatava tuulepargi efektiivsus 35.83%. Baasaasta ehk 2019. aasta tulemus on märkimisväärselt madalam kui Vassiljevi (2012) tehtud magistritöös (26,21% vs 30%), kuigi aluseks võetud tuulepargid kattuvad suurel määral ning meetodika on sama. Autor on seisukohal, et tuuletingimused on baasaastal representatiivsed, kuna Eesti Energia pidas baasaasta (2017) tuuletingimusi heaks (Eesti Energia, 2018). Autor on koostanud bakalaureusetöö raames sensitiivsusanalüüsi, kus tõstetakse nii kasuteguri baastaset kõrgemale kui ka kiirendatakse kasuteguri efektiivsuskasvu.

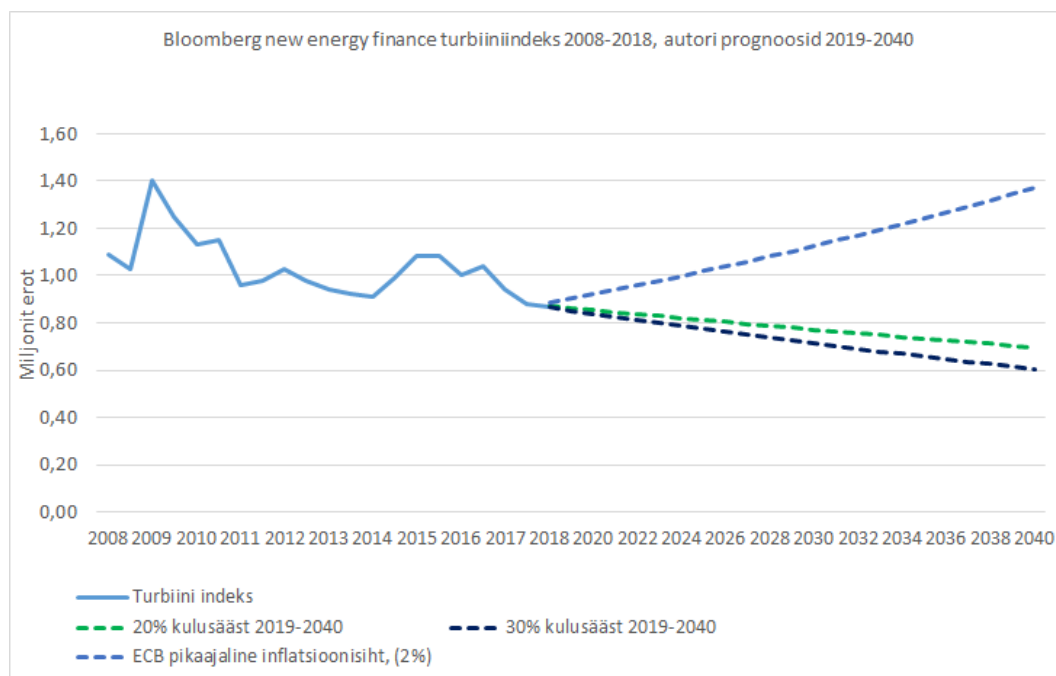
Võrgukadudeks on prognoositud 2.5% kogutoodangust ning jäätumisest põhjustatud efektiivsuskaoks on prognoositud 1% kogutoodanguks, mis on kooskõlas varasemate uuringute määradega (Vassiljev, 2012:32).

2.4. Tuulepargi kulud

Tuuleenergiaettevõtete investeeringukulutused:

Tuuleenergiaettevõtete esialgset investeeringut mõjutavad eelkõige viis kulukategooriat: turbiinide kogumaksumus, ehitustööde ettevalmistus, võrguühendus, planeerimine ja projekti kulud ning maa maksumus. Turbiinide maksumus moodustab kogu installeerimiskulust 64-84% tuuleenergiaettevõtetel, kes ehitavad tuulepargi maismaale, mille tõttu on turbiini hinna alanemine oluline komponent tuuleenergia tasuvaks muutmisel. Globaalselt on turbiinide hinnad langenud vahemikus 1983-2017 ligikaudu 70%, mis on tingitud nii efektiivsuskasvust kui ka konkurentsi tihenemisest hangetel. (IRENA, 2018)

Allolev joonis 2 näitab, milline on olnud globaalselt keskmine megavatti lepinguline hind uutes tuuleparkides. Joonisel ei ole arvestatud paigalduskulusid ega käibemaksu.



Joonis 3. Keskmine tuuleturbiini hind installeeritud MW kohta eurodes.
Allikas: (Bloomberg NEF, 2018), autori arvutused.

Turbiini hind, mis antakse töösse 2018. aasta esimeseks pooleks on Bloomberg New Energy Finance uuringu kohaselt langenud 0.87 miljoni euro tasemele, mis on võrreldes 2009. aasta esimesega poolega langenud 38% (Bloomberg NEF, 2018). Kahekümne aasta perspektiivis võib lisanduv kokkuhoid olla võrreldes 2012. aastaga ligikaudu 20-30% (IRENA, 2012; Lantz & Hand, 2012). Autor koostas kolm stsenaariumi tulevikus ostetava turbiini maksumuse kohta. Esimene neist väidab, et efektiivsuskasvu pole võimalik enam saavutada ning turbiini hind hakkab tõusma Euroopa Keskpanga pikaajalisel inflatsioonisihil, mis on 2% aastas (ECB, 2018). Teine ja kolmas stsenaarium kujutavad turbiini hinna odavnemist tänu efektiivsuskasvule vastavalt 20 ja 30 protsenti prognoosperioodi jooksul, sõltumata inflatsioonist. Baasstsenaariumiks on mudeli koostamisel valitud 20% efektiivsuskasv 2040. aasta jooksul.

Tuuleenergia tootmiseks tuleb lisaks turbiini ostmisele teha ka teisi investeeringuid, mis moodustavad märkimisväärse osa esialgsest investeeringust. Muud investeeringut mõjutavad tegurid on järgnevad: turbiini ühendamine elektrivõrku (9-14% koguinvesteeringust), turbiini paigalduskulud (4-16% kogukulust) ning muud kapitalikulud (4-10%). Maismaale paigutatud tuuleenergia tootmiseks vajalikud investeeringud moodustavad projekti esialgsest investeeringust kokku ligikaudu 11-35% (IRENA, 2012; IRENA, 2018). Baastasemeks on valitud muude investeeringute osakaal 23%, mis koos turbiini kuluga moodustab kogu esialgse investeeringu.

Operatiiv- ja hoolduskulud (Operational and maintenance costs)

Operatiiv- ja hoolduskulude alla kuuluvad tuuleturbiinide komponentide ja nende vahetamisega seotud kulud, hooldus-, juhtimis-, kindlustus-, rendikulud ning muud operatiivse tegevusega seonduvad kulud. Hiljutised uuringud on märkinud, et empiirikas operatiivsetest kuludest süsteemne ülevaade puudub, mis muudab võrdlemise või mudelite koostamise keerukamaks. (IRENA, 2018)

Operatiiv- ja hoolduskulusid saab jagada fikseeritud kuludeks ja muutuvkuludeks. Fikseeritud kuludeks nimetatakse kulusid, mis toodangumahu kasvades ei suurene. Fikseeritud kulude hulka kuuluvad näiteks maa rendilepingute kulud, mis võivad olla kindlas suuruses. Samas on ka võimalus, et maa rendikulu suurus sõltub tuulepargi müügitulust (Vassiljev, 2012).

Muutuvkulud sõltuvad toodangu suurusest ning tuuleenergiaettevõtete puhul võivad need sisaldada planeeritud ja plaaniväliseid hooldustöid, mis ei ole kaetud fikseeritud lepingutega. Muutuvkulude hulka kuuluvad ka masina kulumisest tingitud varuosad. Muutuvkulude osakaal Euroopas varieerub 7 ja 24 euro vahel toodetud MWh kohta. (IRENA, 2012) Operatiiv- ja hoolduskulude hulka on autor oma mudelis lisanud järgnevad kulud:

Turbiini hoolduskulud- need moodustavad kõigist operatiiv- ja hoolduskuludest ligikaudu poole. Hooldus viiakse tavaliselt läbi turbiinitootja poolt, kes müüb turbiine koos hooldusega. Samas on kliendil võimalus valida ka kolmas pakkuja, kes viiks hooldust läbi. Tuuleturbiinidel on küljes erinevad sensorid, mida analüüsides on võimalik hinnata turbiini seisukorda. Nii saab vahetada juppe enne välja, kui nad katki lähevad ja tekitavad võimalikke kahjusid teistele turbiini komponentidele. (IRENA, 2017)

Eelistatud on ennetav hooldus, kuna muidu seisaks turbiin lisaks hooldusajale ka selle aja, kui oodatakse mehaaniku saabumist. Autor on kasutanud antud mudelis andmeid, mis väidavad, et keskmine turbiini hoolduskulu jäi 2016. aastal vahemikku 20100-24500 dollarit ühe MW nominaalvõimsuse kohta tuulepargis. (IRENA, 2017)

Juhtkond ja projekti administreerimine- iga projekt vajab eestvedajat, samuti vajavad tuuleenergiaettevõtted inimesi, kes koordineerivad ning administreerivad tuulikutega seonduvaid kulusid. Antud mudeli raames on autor kasutanud IRENA (2017) andmeid, mis on mõõdetud Hiinas, Itaalias, Portugalis, Hispaanias ja USAs. Aastane kulu administratiivsetele tegevustele oli 8100-9900 dollarit (IRENA, 2017:39). Vastavalt projekti alustamise aastale on autor korrigeerinud kulude kasvu Euroopa pikaajalise inflatsioonisihiga.

Kindlustus- kindlustus aitab kaitsta tuulepargi operaatorit erinevate riskide realiseerumise eest. Tuuleparkide kindlustamise kohta on teinud töö Gatzert & Kosub (2016), kes selgitasid erinevaid kindlustuse liike:

- Põhivarale tekib füüsiline kahjustus, näiteks õnnetus, kulumine, disainivead, komponentides esinev praak;
- Ilmast tingitud õnnetused;

- Tuulepargi opereerijale hüvitatakse kulud juhul kui projekti käimatõmbamisega kaasneb viivitus rahavoogudes;
- Ilmastiku tõttu tekkivad tarneraskused (antud kindlustust kasutatakse pigem merel olevates tuuleparkides);
- Käibe vähenemine ootamatute ilmastikunähtuste tõttu;
- Õiguslike riskide vastu kindlustus. Tuulikute installimine kahjustab mingil määral keskkonda. Kindlustusest on rohkem kasu merel kuna seal on keerulisemad ehitustingimused;
- Miinimumtulu tagamine juhul kui tootmismaht langeb alla kriitilise piiri;
- Poliitikamuutuste vastu kaitsvad kindlustused.

Eelnevalt mainitud uuringu raames (Gatzert & Kosub, 2016) pakutakse maismaal asuvatele tuuleparkidele laia valikut kindlustusi, võrreldes merel asuvate tuuleparkidega. Autor on kasutanud mudelis andmeid, mis väidavad, et keskmine kindlustuskulu jäi 2016. aastal vahemikku 7500-9800 dollarit ühe MW nominaalvõimsuse kohta tuulepargis (IRENA, 2017).

Maa rent- tuulepargi arendajal on võimalik osta tuulikute all olev maapind või rentida seda. Maa rentijale peab olema renditulu piisavalt atraktiivne, et tal ei tekiks soovi samal maa-alal tegeleda mõne muu tegevusega, näiteks põllumajandusega. Ühe MW kohta kulub keskmiselt 22.4-34.5 hektarit maad (Denholm et al., 2009:10) Maakondadepõhine hektari hind vähemalt 10 hektari suurustele hoonestamata maatulundusmaa pindadele jääb maa-ameti andmetel Eestis vahemikku 1492 eurot kuni 2601 eurot (*Eesti kinnisvaraturg 2017. aastal*, 2018:27)

Euroopas on keskmine rendipinna kapitalisatsioonimäär 2-3% (Střeleček, et al., 2010:567). Arvestades eelolevat, on autori arvutuste kohaselt Eestis mediaantasemel maa rendiga kaasnev kulu ühe MW ehitamise kohta hinnanguliselt vahemikus 668 eurot kuni 2692 eurot aastas. Samas tuleb arvestada, et igale müüdud maatükile tuulikud ei ehitatud ning on täiesti võimalik, et tuuleparkide jaoks sobiv maa tuleb osta kõrgema hinnaga. Seetõttu on autor kasutanud antud mudelis andmeid, mis väidavad, et keskmine maa rendi kulu jäi 2016. aastal vahemikku 4000-6000 dollarit ühe MW nominaalvõimsuse kohta tuulepargis. Andmed on mõõdetud (IRENA, 2017)

Elektrisüsteemide hooldus- nende hulka kuuluvad kontrollid järgmistele elementidele: kaablite ühendused, kaitsed, pingetasemed ning akud. Autor on kasutanud antud mudelis andmeid, mis väidavad, et keskmine elektrisüsteemide hoolduse kulu jäi 2016. aastal vahemikku 1100-1300 dollarit ühe MW nominaalvõimsuse kohta tuulepargis. (IRENA, 2017)

Kõigi kulude puhul teisendatakse dollarites olev kulu eurodeks 2016. aasta keskmise EUR/USD suhte kaudu ning tuuakse euroopa pikaajalise inflatsioonisihi kaudu tänapäevasesse vääringusse. Operatiiv- ja hoolduskulusid on mõõdetud ka Eesti lähiriikides. Soomes mõõdeti hoolduskulusid aastal 2016. Vaatlusaluse perioodi keskmised operatiiv- ja hoolduskulud olid turbiini nominaalsest võimsusest 37 000 eurot aastas iga megavatti kohta. Ajalooliselt on operatiiv- ja hoolduskulud vähenenud globaalselt, mis näitab efektiivsuse kasvu tuuleenergiasektoris. (IRENA, 2018). Eelmainitud tulemus on madalam kui autori poolt kasutatav ning International Energy Agency (2018) analüüsi tulemus. Samas tasub arvestada, et autor viib läbi sensitiivsusanalüüsi, mille käigus analüüsitakse ka hoolduskulude madalama taseme mõju finantsilisele tulemuslikkusele.

Prognoose koostades arvestatakse, et uute tuuleenergiaprojektide esialgse investeeringu kulud vähenevad stabiilses tempos, kuid eeldatakse, et juba rajatud tuulepargi operatiivsed kulud kasvavad aasta-aastalt kooskõlas Euroopa Keskpanga poolt määratud inflatsioonihiga, mis on 2% aastas (ECB, 2018).

Lisaks võtab autor arvesse järgnevaid kulusid, mis ei kuulu operatiiv- ja hoolduskulude hulka:

Tasakaalustamiskulu- seda peetakse kuluks, mis on tingitud sellest, et elektrimüüja edastab Nord Pool börsile tulevikus müüdava energiakoguse kohta valed andmed ning valesti prognoositud osa ostetakse turult juurde turuhinnast kõrgema hinnaga või müüakse turule turuhinnast madalama hinnaga (Vassiljev, 2012:38) EWEA (2015) kohaselt peavad tuuleenergiaettevõtted maksma keskmiselt 2-3€/MWh eest, mis ületab tasakaalukogust. Tasakaalustamiskulu arvutamise metoodikal ei ole teaduslikus maailmas ühest vastet. Tsiteerin EWEA (2015) teksti: "Tasakaalustamiskulusid mudeldavad uuringud üritavad leida tuuleenergiast põhjustatud varieeruvust ja

ettenägematust (*uncertainty*). Samas arvestades, et mudel jääb endiselt osaliselt ettenägematuks. Kulude arvutamise meetodika on arenenud aastate jooksul, kuid ühtselt aktsepteeritavat meetodit ei ole veel leitud. Üksmeelel ollakse selles osas, et kulukomponent eksisteerib. Korrektselt kulu suuruse arvutamine võibki jääda probleemiks, millele lahendust ei leita.”¹ Bakalaureusetöö raames koostatavas mudelis kasutab autor eeldust, et kogu müüdav elektrienergia müüakse turule nii, et selle tõttu tuleks maksta EWEA (2015) uuringu raames leitud kulu.

Tuulepargi eluiga

Maismaa tuulepargi elueaks on erinevate varasemate mudelite vältel määratud 20 aastat (Krohn et al., 2009; Vassiljev, 2012). Autor eeldab ka enda mudelit koostades, et planeeritava tuulepargi kasulik eluiga on 20 aastat. Lisaks on mudel koostatud eeldusel, et tuulepark töötab kogu prognoosperioodi vältel ning sellel ei ole ettenägematuid kulusid ega hooldustöid, mis segaksid tuulepargi töötamist. Autor ei ole oma mudelisse lisanud tuulepargi demonteerimiskulusid. Ligikaudu 50MW võimsusega tuulepargi puhul võib arvestada, et tuulepargi demonteerimiseks kulub 8420 täistööajaga inimese tööpäeva (IRENA, 2017:43).

2.5 Hüpoteetilise tuulepargi finantsilise tulemuslikkuse hindamine.

Järgneva peatüki käigus saab vastuse küsimusele, alates millisest aastast investeeriks ratsionaalne investor tuuleenergiasse ning milliste tegurite muutmine mõjutab investeerimisotsust kõige enam.

Peatüki kalkulatsioonides oletame, et ettevõtja on saanud loa 1MW võimsuse tuulepargi ehitamiseks. Investor võib viia investeeringu ellu aastatel 2019 kuni 2040 ning tuulepargi eluiga on 20 aastat. Samuti eeldatakse, et investeering tehakse aasta alguses ning tuulepargi valmimiseks aega ei kulu. Investeeringuga kaasnevad rahavood

¹ “Integration cost studies generally attempt to capture the cost of the increased variability and uncertainty caused by wind energy, recognising some base level of variability and uncertainty that exist with no wind energy on the system. Methods to calculate this cost have evolved over the years, but there is currently no generally-accepted method in spite of there being general agreement that the variability and uncertainty from wind energy does have an additional cost element. The difficulty to correctly calculate the additional cost is an unresolved methodological issue that may not have a solution.”

laekuvad läbi aasta võrdsetes osades, alates esimesest aastast mistõttu kasutatakse kesk-aasta korrektsiooni rahavoogusid diskonteerides.

Järgnevalt esitab autor finantsilise tulemuslikkuse tulemused baastaseme stsenaariume arvestades aastate kaupa. Mida kõrgem on LCOE, seda kõrgemat keskmist elektri hinda vajab tuulepark, et olla prognoosperioodi jooksul püsivalt tasuv. NPV näitab, milline on hüpoteetilise projekti absoluutne tulusus ning IRR-i järgi on võimalik projektide suhtelist tulusust võrrelda. Kuna IRR, LCOE ja NPV kõik näitavad hüpoteetilise tuulepargi finantsilist tulemuslikkust, siis nende tulemused korreleeruvad mitmete tegurite lõikes.

Tabelist on näha, et aasta-aastalt muutub tuuleparkide püstitamine aina tulusamaks. Aastal, kui NPV muutub positiivseks ning IRR ületab kapitali kulukuse määra, tasub investering teha. Baasstsenaariumi korral on selleks aasta 2036. Arvestades, et baasstsenaariumi korral ei ole ratsionaalne investeerida kuni aastani 2036, tõstatub autoril küsimus, kuidas suudaks Eesti saavutada ENMAKI raames seatud eesmärgid, kus sätestati, et aastaks 2030 on taastuvenergia osakaal kogutarbimises 50%. Siinkohal tuleb autor meelde, et vastavalt varasematele uuringutele, on tuuleenergia kõige potentsiaalikaim energiaallikas lähitulevikus.

Järelikult investeerib ratsionaalse investor projekti juhul kui kapitali kulukuse määr on väiksem kui projekti sisemine tulumäär.

Tabel 4. Investeeringu tegemise kokkuvõte, baastsenaarium

Aasta	Tuulepargi kasutegur	LCOE	NPV	IRR	Kas võtta investeering vastu
2019	26.21%	69.3	-480,523	0.49%	EI
2020	26.60%	68.3	-454,369	0.84%	EI
2021	27.00%	67.4	-427,941	1.20%	EI
2022	27.41%	66.4	-401,230	1.56%	EI
2023	27.82%	65.5	-374,225	1.93%	EI
2024	28.23%	64.6	-346,913	2.30%	EI
2025	28.66%	63.7	-319,286	2.68%	EI
2026	29.09%	62.9	-291,330	3.07%	EI
2027	29.52%	62.1	-263,035	3.46%	EI
2028	29.97%	61.3	-234,389	3.86%	EI
2029	30.42%	60.5	-205,380	4.26%	EI
2030	30.87%	59.8	-175,995	4.68%	EI
2031	31.34%	59.1	-146,221	5.10%	EI
2032	31.81%	58.3	-116,046	5.52%	EI
2033	32.28%	57.7	-85,457	5.96%	EI
2034	32.77%	57.0	-54,441	6.40%	EI
2035	33.26%	56.4	-22,983	6.85%	EI
2036	33.76%	55.7	8,931	7.31%	JAH
2037	34.26%	55.1	41,314	7.77%	JAH
2038	34.78%	54.5	74,181	8.25%	JAH
2039	35.30%	54.0	107,548	8.74%	JAH
2040	35.83%	53.4	141,429	9.24%	JAH

Allikas: Autori arvutused

LCOE väheneb terve prognoosperioodi jooksul. Kõige suurem on erinevus vahemikus aastatel 2019 kuni 2020. Selles vahemikus on absoluutnumbrites kõige suurem esialgse investeeringu võimalik odavnemine (10800 eurot). Samas hoolduskulude absoluutnumbriline kasv on suurim prognoosperioodi lõpus, kuna absoluutnumbrites suuremat summat mõjutab 2%-line kasv.

Kuna LCOE ei arvesta mudeli tulupoolega, on autor koostanud kalkulatsioonid ka hüpoteetilise tuulepargi baasstsenaariumi NPV ja IRR-i kohta. Projekti NPV suureneb iga aasta vahemikus 26 tuhat kuni 34 tuhat eurot. Viimastel aastatel on näha tugevamat NPV kasvu, kuna ühest küljest on tuulepargi üles seadmine aina odavam ning teisest küljest on elektri hind tõusnud piisavalt kõrgele. Sarnaselt NPV-ga muutub aasta-aastalt suuremaks ka IRR, kasvades igal aastal ca 0.35-0.5 protsendipunkti võrra.

Hüpoteetilise tuulepargi IRR on positiivne kogu prognoosperioodi jooksul. See näitab seda, et juhul kui investor ei arvestaks riskidega, siis tal oleks võimalik investeerida tuuleparki ning saada tuulepargi eluea jooksul investeeritud raha tagasi. Samas see ei oleks ratsionaalne, sest selline käitumine ei arvestaks investori poolt võetavate riskidega. Seetõttu lisas autor neljanda veeru ülemisse tabelisse, mis selgitab, millisel aastal tuleks investering vastu võtta.

Mitmed mudelis olevate tegurite väärtused võivad tulevikus erineda prognoositud tulemustest ning seetõttu on autor koostanud sensitiivsusanalüüsi.

2.6 Sensitiivsusanalüüs

Sensitiivsust mudelis olevate teguritele uurime järgmistel põhjustel:

- Erinevates sisendinfona kasutavates allikates olid tabelis olevate muutujate kohta erinevad andmed. Autori eesmärk oli leida erinevate allikate ühisosa;
- Mitmed allikad kasutavad andmete esitlemisel USA dollareid. Autor konverteeris kursi ümber vastavalt allikas olevale aastale, lähtudes aasta keskmisest valuutakursist. Samas jääb risk, et andmed on kogutud varasemal perioodil ning valuutade kõikumine on mõjutanud oluliselt tulemusi;
- Autor on kasutanud suurel määral samasid tuuleturbiine kui Vassiljev (2012) oma uuringus ning metodoloogia efektiivsuse arvutamiseks on sama. Samas autor andmetel on samade tuuleturbiinide efektiivsus märkimisväärselt madalam. Võrreldes teiste uuringutega on antud töö raames tehtavas mudelis madal efektiivsus (IRENA, 2018:102; Vassiljev, 2012). Sellel põhjusel on loodud sensitiivsusanalüüs;

- Sensitiivsusanalüüs aitab tulevatel investoritel paremini hinnata oma projekti tasuvust, vastavalt sellele, millise teguri areng on tugevam või nõrgem;
- Sensitiivsusanalüüs aitab paremini selgitada erinevate komponentide olulisust investeeringu planeerimisel. Töö käigus selgub, millised tegurid investeerimisel mõjutavad kõige rohkem finantsilist tulemuslikkust;
- Tuulepargid sõltuvad palju teguritest, mida inimesed kontrollida ei saa. Sensitiivsusanalüüsi kaudu saab välja selgitada, kui suur mõju võib olla kliimasoojenemisest tingitud heitliku ilma tõttu lisanduv kulu (näiteks kasvavad hoolduskulud);
- Kõikide kulude suurused ei olnud üheselt defineeritavad (näiteks tasakaalustamiskulu per MW). Seetõttu lisas autor võimalikud alternatiivsed lahendused.

Mudelis kasutab autor muudetavaid tegureid, mis hõlmavad hüpoteetilise tuulepargi esialgset hinda (turbiini hind ja muude investeeringut osakaal esialgses investeeringus), selle ülevõlthoidmise kulusid (hoolduskulud), erinevaid tulubaasi mõjutavad kulusid (tuulepargi kasutegur ning selle kasv, elektri hind) kui ka muid olulisi investeeringu tegemist mõjutavad kulusid (investeeringu tegemise aastane odavnemine, tasakaalustamiskulud).

All olevas tabelis on esitletud mudelis olevad muutujad, mille sensitiivsust tuulepargi finantsilisele tulemuslikkusele leitakse. Kõikide muutujate puhul on leitud baastase, lähtuvalt empiirikast. Sensitiivsust uuritakse, suurendades või vähendades muutujat 10% võrreldes baastasemega. Lisaks muutuvatele teguritele on mudelis kasutatud ka fikseeritud muutujaid koos mudelis kasutatud suurusega sulgudes, milleks on antud juhul: elektritootmiskaod (3.5%), Euroopa pikaajaline inflatsioonisiht (2%), elektrihinna baastase aastal 2018 (€47.09/MWh), elektri jaama nominaalvõimsus(1MW).

Tabel 5. Mudelis kasutatavate tegurite ülevaade.

Muudetav tegur	Muudetava teguri baasnäitaja	-10%	+10%
2019. aasta tuulepargi kasutegur	26.21%	23.59%	28.83%
Efektiivsusteguri kasv aastas	1.50%	1.35%	1.65%
Elektri hind 2050	60	54	66
2019 investeering, turbiin, mln eurot	0.86	0.78	0.95
2019. investeering, muude investeeringute osakaal	23%	21%	25%
Hoolduskulud 2019, eurot	42 030	37 827	46 233
Tasakaalustamiskulu per MWh	2.5	2.25	2.75
Diskonteerimismäär	7.18%	6.46%	7.90%
Investeeringu tegemise aastane odavnemine	-1.01%	-0.91%	-1.11%

Allikas: Autori arvutused

Sensitiivsusanalüüs koostatakse baasstsenaariumi põhjal. Baasaastaks on võetud antud juhul 2030, kuna see on prognoosperioodi keskel ning kõik mudelis kasutatavad trendid on saanud areneda kümme aastat. Sensitiivanalüüsi koostamisel muudeti 2019. aasta sisendeid ükshaaval 10% võrra, samal ajal kui teised tegurid jäid muutmata (*ceteris paribus* printsiip). Analüüsi käigus arvutati erinevus baasaastaga nii LCOE, IRR kui ka NPV lõikes. Autor ei ole hinnanud näitajate baastasemest erinemise tõenäosust või kooserinemise tõenäosust, kuid näeb, et seda võiks tulevikus edasi uurida. Autor lähtub baasstsenaariumis eelkõige empiirikast.

Tasub arvestada, et 2019. aasta kasuteguri muutmine võimendab hilisemate perioodide kasutegurit. See tähendab, et kui 2019. aastal on baasteguri ja 10% muutuse erinevus 2.62%, siis 2030. aastal on erinevus ligikaudu 3.09%.

Võrreldes 2019. aastaga on muutunud järgnevad olulised näitajad: esialgne investeeringu tegemine on odavnenud 0,11 miljoni euro võrra, tuulepargi kasutegur on kasvanud 30.87%-ni ning hoolduskulud esimesel tegevusaastal on kasvanud 52 259 euron. Ülevaade on antud allolevas tabelis.

Tabel 6. Tegurite võrdlus aastal 2019 ja 2030

Muudetav tegur	Tegur aastal 2019	Tegur aastal 2030
Tuulepargi kasutegur	26.21%	30.87%
Esialgne investeering	€1.07m	€0.96m
Hoolduskulud esimesel tegevusaastal	€42 030	€52 259

Allikas: Autori arvutused

Autor mõõdab sensitiivsusanalüüsi käigus 9 erineva teguri mõju hüpoteetilise tuulepargi finantsilisele tulemuslikkusele. Võrreldakse nii IRR-i, NPV-d ja LCOE-d aastal 2030. Esimesena võrdleb autor sensitiivsusanalüüsi käigus 2030. aasta NPV-d.

Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt NPV-st

Baastasemel on 2030nda aasta NPV ligikaudu -176 tuhat eurot, mis näitab, et investori nõutav tulusus ei oleks kaetud ning seetõttu ei oleks ratsionaalne investeeringut teha. Võrreldes aastaga 2019 on NPV kasvanud 204 tuhande euro võrra, LCOE on langenud 10 euro võrra ning IRR on kasvanud 4.19%. Allolev tabel näitab mudeli sensitiivsust erinevate tegurite suhtes.

Tabel 7. Sensitiivsusanalüüs NPV näitel aastal 2030

Baastaseme NPV aastal 2030	-175 995			
Muudetav tegur	Näitaja -10%	Erinevus baastasemest, %	Näitaja +10%	Erinevus baastasemest, %
2019. aasta tuulepargi kasutegur	-317 861	81%	-34 128	-81%
Efektiivsusteguri kasv aastas	-198 887	13%	-152 761	-13%
Elektri hind 2050	-263 613	50%	-91 564	-48%
2019 investeering, turbiin	-79 965	-55%	-272 024	55%
2019. investeering, muude investeeringute osakaal	-158 038	-10%	-193 951	10%
Hoolduskulud 2019	-112 558	-36%	-239 431	36%
Tasakaalustamiskulu per MWh	-169 177	-4%	-182 812	4%
Diskonteerimismäär	-130 949	-26%	-217 320	23%
Investeeringu aastane odavnemine	-186 818	6%	-165 281	-6%

Allikas: Autori arvutused

Tabeli põhjal saab järeldada, et Ühegi muutuja 10%-lise erinevuse korral ei muutu investeeringu tegemine aastal 2030 ratsionaalse investori jaoks mõistlikuks, kuna sensitiivsusanalüüsi käigus leitud nüüdisväärtused ei olnud positiivsed.

Kõige suuremat mõju NPV muutusele omab tuulepargi kasuteguri muutmine 10% võrra. See tõstab võrreldes baastasemega NPV-d 81% võrra. Tuulepargi kasuteguri tõstmine suurendab tulusid kogu prognoosperioodi jooksul, kuna tuulepark toodab rohkem energiat. Mida aasta edasi, seda suuremat mõju omab finantsilisele tulemuslikkusele tuulepargi kasutegur, sest saadavat tulu võimendab kõrgem elektri hind.

Samuti mõjutab väga tugevalt hüpoteetilise tuulepargi finantsilist tulemuslikkust esialgse investeeringu suurus. 2030. aastal koosneb esialgse investeeringu suurus kolmest komponendist: “2019. aasta investeering turbiini”, ”2019. investeering, muude investeeringute osakaal” ja “investeeringu aastane odavnemine”. Kõige suuremat mõju omab “2019. aasta investeering turbiini”, see moodustab esialgsest investeeringust 75%-79%. Esialgset investeeringut mõjutavate tegurite suur mõju on tingitud asjaolust, et

kõik finantsilist tulemuslikkust arvutavad mõõdikud arvestavad raha väärtuse kahanemisega ajas. Seetõttu on täna kulutatud raha suurema väärtusega kui aasta pärast kulutatud raha.

Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt IRR-st

All olevas tabelis on esitatud finantsilise tulemuslikkuse arvutused lähtuvalt IRR-ist.

Tabel 8. sensitiivsusanalüüs IRR näitel aastal 2030

Baastaseme IRR aastal 2030	4.68%			
Muudetav tegur	Näitaja -10%	Erinevus baastasemest	Näitaja +10%	Erinevus baastasemest
2019. aasta tuulepargi kasutegur	2.42%	-2.26%	6.71%	2.04%
Efektiivsusteguri kasv aastas	4.33%	-0.35%	5.02%	0.35%
Elektri hind 2050	3.22%	-1.45%	5.93%	1.26%
2019 investeering, turbiin	5.94%	1.27%	3.59%	-1.09%
2019. investeering, muude investeeringute osakaal	4.90%	0.22%	4.46%	-0.22%
Hoolduskulud 2019	5.61%	0.94%	3.69%	-0.99%
Tasakaalustamiskulu per MWh	4.78%	0.10%	4.57%	-0.10%
Diskonteerimismäär	4.68%	0.00%	4.68%	0.00%
Investeeringu aastane odavnemine	4.55%	-0.13%	4.81%	0.13%

Allikas: Autori arvutused

Sarnaselt NPV-le mõjutab ka IRR-i kõige rohkem tuulepargi kasutegur. Samas aitab IRR suhtelisel tasemel mõõta paremini projekti tulusust. See tähendab, et väiksemat ja suuremat esialgset investeeringut annab võrrelda selgemalt kui NPV puhul. Juhul kui erinevus IRR-i baastasemest on negatiivne, mõjutab tegur negatiivselt finantsilist tulemuslikkust ja *vice versa*.

Analüüsides tegurite mõju IRR-ile selgub, et esialgse investeeringu odavnemine (2019 investeering, turbiin) omab väiksemat mõju finantsilisele tulemuslikkusele kui elektri hinna 10%-line muutus. See näitab, et kuigi absoluutnumbrites on investeeringu suurusel suurem mõju, siis suhtarvuna mõjutab finantsilist tulemuslikkust rohkem hoopis elektri hind.

Seevastu diskonteerimismäär muutatus 2030. aasta IRR-i ei muudaks, kuna IRR arvutab ise välja nii-öelda tulusumäär. Seda saab võrrelda diskonteerimismääraga, et selgitada välja, kas investering tuleks vastu võtta või mitte.

Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt LCOE-st

LCOE meetod näitab, milline oleks antud projekti puhul vajaminev madalaim elektri hind tuulepargi töötamisperioodi jooksul, et ratsionaalne investor oleks nõus seda projekti ellu viima.

Baasstsenaariumi puhul on 2030. aasta LCOE 59.8 eurot. See tähendab, et keskmine elektri hind perioodil 2030-2050 peab olema vähemalt 59.8 eurot, et tuulepark oleks ratsionaalse investori jaoks tulus.

LCOE-d ei mõjuta elektri hind, kuna antud finantsilise tulususe mõõdik keskendub eelkõige kulubaasi analüüsile.

Tabel 9. Sensitiivsusanalüüs LCOE näitel aastal 2030, €

Baastaseme LCOE aastal 2030	59.8			
Muudetav tegur	Näitaja -10%	Erinevus baastasemest	Näitaja +10%	Erinevus baastasemest
2019. aasta tuulepargi kasutegur	66.1	6.4	54.6	-5.2
Efektiivsusteguri kasv aastas	60.7	0.9	58.9	-0.9
Elektri hind 2050	59.8	0.0	59.8	0.0
2019 investering, turbiin	56.4	-3.4	63.2	3.4
2019. investering, muude investeringute osakaal	59.1	-0.7	60.4	0.6
Hoolduskulud 2019	57.5	-2.3	62.1	2.3
Tasakaalustamiskulu per MWh	59.5	-0.3	60.0	0.3
Diskonteerimismäär	58.1	-1.7	61.5	1.7
Investeeringu aastane odavnemine	60.2	0.4	59.4	-0.4

Allikas: Autori arvutused

Kõige tuntavamalt mõjutab LCOE-d tuulepargi kasutegur aastal 2019. Juhul kui tuulepargi kasutegur oleks olnud 2019. aastal 10% kõrgem, siis oleks vaatlusaluse aasta LCOE 5.2 eurot madalam. Samas marginaalset mõju finantsilisele tulemuslikkusele omab investeeringu aastane odavnemise kiirus. Käesoleva mudeli raames varieerub investeeringu aastane odavnemine 0.91% ja 1.11% vahel, mis 20 aasta peale mõjutaks investeeringu suurst baastasemega võrreldes ligikaudu 2%.

Sensitiivsusanalüüsi tulemusena selgus, et kõige suuremat mõju hüpoteetilise tuulepargi finantsilisele tulemuslikkusele omab tuuliku kasutegur. See näitab selgelt, et finantsilistulemuslikkuse paranemiseks on vaja eelkõige 1) häid tuuleolusid, 2) tehnoloogilist arengut efektiivsuse kasvatamiseks.

Sensitiivsusanalüüs lähtuvalt suure investeeringuga kaasnevatest erisustest

Varasemad analüüsid on keskendunud eelkõige väikese investori seisukohast tuulepargi finantsilise tulemuslikkusele. Järgnevalt viib autor läbi sensitiivsusanalüüsi lähtuvalt sellest, millist finantsilist tulemuslikkust võiks suurem investor oodata (tuulepargi suurus 50MW). Suurem investor peab mitmeid tooteid ja teenuseid rohkem tarbima, mistõttu võib tekkida tarbitud ühiku kohta väiksem kulu ehk mastaabisääst. Samuti ei pea suured tuulepargid diskonteerima oma rahavoogusid väikefirma preemiat arvestades.

Autor viis mudelisse järgnevad muudatused, arvestades suurfirma ja väikese ettevõtte vahelisi erinevusi:

- suurfirmade puhul ei pea arvestama diskonteerimisel väikefirma preemiaga. Kaalutud keskmine kapitali hind on sellisel juhul 4.99% varasema 7.18% asemel,
- suurfirmade puhul arvestab autor, et elektrit tootva ettevõtte nominaalvõimsus on 50MW,
- suurfirmade puhul arvestab autor, et hoolduskulud on baastasemega võrreldes 10% madalamad. Kalkulatsioonide põhjal leitud kulutase jääks globaalselt koostatud valimi kulutaseme alumisse otsa (IRENA, 2017:39).

Ülejäänud tegurid jäävad baastasemele. Järgnevalt arvutab autor välja suurettevõtte finantsilise tulemuslikkuse aastal 2030.

Tabel 10. Suurfirma finantsiline tulemuslikkus aastal 2030

Suurfirma NPV aastal 2030, €	2 574 299
Suurfirma IRR aastal 2030, %	5.61%
Suurfirma LCOE aastal 2030, €	52.5

Selgub, et suurem tulutase, madalam diskonteerimismäär ning madalamad hoolduskulud parandavad suure tuulepargi finantsilist tulemuslikkust oluliselt ning aastal 2030 oleks see tulus. Mudeli kohaselt muutus suurettevõtte tasuvaks aastast 2029. Aastal 2030 püstitatud suur tuulepark oleks tulus eeldusel, et aastatel 2030-2050 on keskmine elektri hind vähemalt 52.5 eurot.

KOKKUVÕTE

Subsiidiumite maksmine aitab kaasa Eesti taastuvenergeetika arengule ning subsiidiumite maksmise kaudu on lisandunud arvestataval määral uut tootmisvõimsust tuuleparkide näol. Senimaani kestnud taastuvenergia tootmise subsideerimine lõpeb ära, mis võib investeeringu tegemise muuta tuuleenergiaettevõtetele mingiks perioodiks irratsionaalseks.

Eleringi uuring on väitnud, et tuuleenergia ei ole tasuv kuni aastani 2040 ning seetõttu ei ole investorite jaoks ratsionaalne investeerida uutesse projektidesse. Samas suudab Eleringi prognooside kohaselt riik saavutada ENMAKI raames seatud taastuvenergia tootmise eesmärgid, kuna riik plaanib sulgeda suures mahus keskkonda saastavaid tootmisvõimsuseid.

Bakalaureusetöö käigus selgus, kas tuuleenergeetikaettevõtjad investeeriksid uutesse projektidesse vahemikus 2019-2040. Bakalaureusetöös esitatud küsimusele vastuse leidmiseks kasutas autor kahte lähenemist, mis täiendavad üksteist. Diskonteeritud rahavoogude mudel selgitab, milline on projekti puhas nüüdisväärtus (NPV) ning sisemine tasuvusmäär (IRR) projekti läbi viies ning LCOE mudel selgitab, milline peaks olema minimaalne elektrihind, mille puhul oleks investor nõus investeerima hüpoteetiliselt projekti. Antud juhul uuris autor, milline peaks olema keskmine elektrihind kogu tuulepargi töötamise perioodil, et tuulepark oleks ratsionaalse investori jaoks tasuv.

Uurimistöö käigus arvutati välja tuuleenergiaprojekti diskonteerimismäär CAPM mudeli kaudu, milleks oli 7.18%. See vastas ka põhjamaade turu praktikale võimendatud (*leveraged*) diskonteerimismääradele tuuleenergiaettevõtetes.

Taastuvenergiaettevõtete tulu- ja kulustruktuuri selgitavad andmed näitavad, et tuuleenergia on muutunud ning muutub edaspidi märkimisväärselt efektiivsemaks, kuid esialgu veel tuuleenergiasse investeerimine ratsionaalne ei ole. Bakalaureusetöö käigus selgus, et ratsionaalsed tuuleenergiaettevõtjad investeeriks uutesse projektidesse alates 2036. aastast ning sellisel juhul peaks baasstsenaariumi kohaselt olema keskmine

elektrihind perioodil 2036-2056 suurem kui 59.8 eurot ühe megavatt-tunni eest. Aastatel 2019-2035 tagaksid kõik elluviidavad projektid positiivse rahavoo nominaalväärtuses (IRR on positiivne), kuid investorite riskidele vastavat tulusust projekt ei teeniks ning seetõttu ei oleks investeeringute tegemine ratsionaalne. Suurettevõtete jaoks, mille tuulepargi nominaalvõimsus on vähemalt 50MW, on tuulepargi rajamine ratsionaalne juba aastal 2029.

Töö autor viis läbi sensitiivsusanalüüsi, kuna:

- osa mudelis olevatest teguritest on esitatud algallikas teises valuutas, kuid autori koostatud mudel valuutakursside muutusi ei prognoosi.
- Mõned autori poolt arvatud tegurid on väiksemad kui teistes allikates.
- Sensitiivsusanalüüs aitab selgitada, millise teguri areng mõjutaks kõige tugevamini tuulepargi finantsilist tulemust.
- Kõik kulud ei olnud üheselt mõõdetavad
- Kõiki finantsilist edukust mõjutavaid tegureid ei ole võimalik prognoosida kuna tuleb säilitada mudeli lihtsus.

Autor ei ole hinnanud näitajate baastasemest erinemise tõenäosust või kooserinemise tõenäosust, kuid näeb, et seda võiks tulevikus edasi uurida

Kõige rohkem mõjutab hüpoteetilise tuulepargi finantsilist tulemuslikkust tuulikute kasutegur, mis sõltub omakorda tuuleoludest ja tehnoloogilisest arengust. Juhul kui 2019. aastal oleks keskmine tuulepargi kasuteguri kõrgem umbes 10% kui baastaseme kasutegur samal aastal, oleks tuulepark ratsionaalse investori jaoks peaaegu tasuv ka aastal 2030. Suuremat mõju finantsilisele tulemuslikkusele omab samuti elektri hind. Absoluutarvudes omab suuremat mõju finantsilisele tulemuslikkusele investeeringu suurus turbiini, kuid suhtarvudes omab suuremat mõju elektrihinna muutus. Ülejäänud sensitiivsusanalüüsi käigus uuritud tegurid omavad märkimisväärselt väiksemat mõju

Autor mõistab, et valitsuse energiapoliitika strateegia ei ole olnud ENMAKI meetmeid täita nii, et investorid lisaksid uusi tuuleenergiavõimsusi, vaid varasemad saastavamad energiatootmismeetmed pannakse kinni ning varustuskindlusnõuded sõnastatakse ENMAKI raames ümber nii, et Eesti toetuks rohkem välismaistele energiatootjatele.

Tuuleenergiaettevõtete finantsilist tulemuslikkust tasuks edasi uurida, lähtudes „*Baltic energy technology scenarios*“ uuringus esitatud väitest, et tuuleenergiaettevõtted saavad turul olevast elektri hinnast madalama tulu müüdud elektrienergia eest. On võimalik, et korrektuur müügituludele tuleb suurem kui autor antud uuringu käigus koostavas mudelis kasutas. Samas ei mõjuta antud tegur LCOE-d ning seetõttu ei muutu ka antud töö raames tehtud kalkulatsioonid kasutuks juhul kui müügitulusid tuleks tugevamalt korrigeerida.

Kokkuvõtvalt võib öelda, et elektri hinna kasv ning tuuleenergeetikaprojektide eesolevad kulusäästud võivad tekitada olukorra, kus tuuleenergiaettevõtted on kasumlikud vaatlusalusel perioodil ning juhul kui ENMAKi raames sõnastatakse varustuskindlusnõuded üle, siis suudab Eesti täita ka 2030. aastaks seatud ENMAKi eesmärgid.

VIIDATUD ALLIKAD

1. 4Energia, Investorile. (2019, jaanuar 4). Salvestatud 4. jaanuar 2019, <https://www.4energia.ee/investors>
2. Annus, M., Tammist, R., & Lokk, A. (2017). Taastuvenergia aastaraamat 2017. Salvestatud 27. detsember 2018, <http://www.taastuvenergeetika.ee/wp-content/uploads/2018/06/Taastuvenergia-aastaraamat-2017.pdf>
3. Black, F. (1972). Capital market equilibrium with restricted borrowing. *The journal of business*, 45(3), 444–455.
4. Bloomberg NEF. (2018, mai 9). 2H 2017 Wind Turbine Price Index. Salvestatud 7. detsember 2018, <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>
5. Bruner, R., M. Eades, K., Harris, R., & Higgins, R. (1998). Best Practices in Estimating the Cost of Capital: Survey and Synthesis. *Financial Practice and Education*, 8.
6. Colozza, D. (2017). Sustainable and optimal use of biomass for energy in the EU beyond 2020. Salvestatud Euroopa komisjon website: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/biosustain_report_final.pdf
7. Damodaran, A. (2018). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2018 Edition, 133.
8. Damodaran. (2018b, jaanuar 5). Levered and Unlevered Betas by industry. Salvestatud 4. jaanuar 2019, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
9. Damodaran, A. (2015, aprill 11). Musings on Markets: The Small Cap Premium: Where is the beef? Salvestatud 20. aprill 2019, Musings on Markets website: <http://aswathdamodaran.blogspot.com/2015/04/the-small-cap-premium-fact-fiction-and.html>
10. Denholm, P., Hand, M., Jackson, M., & Ong, S. (2009). Land Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States (Nr NREL/TP-6A2-45834, 964608). <https://doi.org/10.2172/964608>
11. ECB, E. C. bank. (2018). Euroopa keskpanga monetaarpoliitika. Salvestatud 1. jaanuar 2019, <https://www.ecb.europa.eu/mopo/html/index.en.html>
12. Eesti kinnisvaraturg 2017. aastal. (2018). Salvestatud https://www.maaamet.ee/sites/default/files/content-editors/kinnisvara/eesti_kinnisvaraturg_2017_web.pdf

13. Electricitymap. (2018, november 24). Live CO2 emissions of electricity consumption. Salvestatud 24. november 2018, <http://electricitymap.tmrow.co>
14. Elektriturg - Eesti Energia. (2019, jaanuar 4). Salvestatud 4. jaanuar 2019, <https://www.energia.ee/elekter/elektriturg>
15. *Elektrituru käsiraamat*. (2018). Elering. Salvestatud <https://elering.ee/sites/default/files/elektrituru-kasiraamat.pdf>
16. Elektriturseadus. (2018). Elektriturseadus – Riigi Teataja. Salvestatud 29. detsember 2018, <https://www.riigiteataja.ee/akt/129062018071>
17. Elering. (2014). *Estonian long term energy scenarios*. Salvestatud <https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Estonian-Long-term-Energy-Scenarios.pdf>
18. Elering. (2018). Varustuskindluse aruanne 2018 (No. 02/2018 (18)). Salvestatud https://elering.ee/sites/default/files/public/Infokeskus/elering_vka_2018_web.pdf
19. Ernst & Young. (2011). *Analüüs tuuleenergial põhineva elektri tootmiseks vajalike tulutasemete kohta, mis meelitaksid Eestisse täiendavaid investeeringuid*. Salvestatud http://www.tuuleenergia.ee/wp-content/uploads/Projekt_Twister_esitlus-2011-12-07.pdf
20. Eurostat. (2019). Glossary: Gross electricity generation. Salvestatud 3. jaanuar 2019, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Gross_electricity_generation
21. EWEA. (2015). Balancing responsibility and costs of wind power plants. Salvestatud <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/position-papers/EWEA-position-paper-balancing-responsibility-and-costs.pdf>
22. Fernandes, N. (2014). *FINANCE FOR EXECUTIVES: A practical guide for managers*. NPVPublishing.
23. Gatzert, N., & Kosub, T. (2016). Risks and risk management of renewable energy projects: The case of onshore and offshore wind parks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 982–998. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.103>
24. IRENA. (2012). *Renewable energy technologies: Cost analysis series: Wind power* (No. 5/5). Salvestatud https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf

25. IRENA. (2017). Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for onshore wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
26. IRENA. (2018). *Renewable power generation costs in 2017* (lk 160).
27. Jegorov, D. (2010). Börsil noteerimata ettevõtete omakapitali hinna leidmise metoodilised alused ja nende rakendamise valitused Eesti majandusharudes, 99.
28. Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., & Schlegl, T. (2018). Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies, 42.
29. KPMG Valuation Practices Survey 2017. (2017), 20.
30. Krohn, S., Morthorst, P.-E., & Awerbuch, S. (2009). *The Economics of Wind Energy* (lk 156).
31. Kruschwitz, L., Löffler, A., & Mandl, G. (2012). Damodaran's Country Risk Premium: A Serious Critique, (31). Salvestatud https://www.researchgate.net/publication/313608901_Damodaran's_Country_Risk_Premium_A_Serious_Critique
32. Laaniste, M. (2017). Energiamaajanduse arengukava aastani 2030, 119.
33. Lantz, E., & Hand, M. (2012). *Past and Future Cost of Wind Energy: Preprint* (lk 10). Denver, Colorado.
34. Lindroos, T. J., Lehtilä, A., Koljonen, T., Kofoed-Wiuff, A., Hethey, J., Dupont, N., & Vītiņa, A. (2018). *Baltic Energy Technology Scenarios 2018* (lk 165).
35. Myers, N. (1998). Perverse Subsidies: Tax \$s Undercutting Our Economies and Environments Alike.
36. Nelja Energia. (2017). *Nelja Energia AS konsolideeritud 2016. aasta majandusaasta aruanne*. Salvestatud https://admin.4energia.ee/wp-content/uploads/2017/03/Nelja-Energia-AS_Annual-Report-of-the-Consolidation-Group-2016.pdf
37. NordPool. (2018, detsember 31). See hourly day-ahead prices. Salvestatud 31. detsember 2018, <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/>
38. Sharpe, W., Alexander, G., Bailey, J. Investments. Moskva: Infra-M, 1999, 1024lk (vene keeles, tõlkeväljaanne).
39. Štěpěček, F., Lososová, J., & Zdeněk, R. (2010). The relations between the rent and price of agricultural land in the EU countries. *Agricultural Economics (Zemědělská*

Ekonomika), 56(No. 12), 558–568. <https://doi.org/10.17221/130/2010-AGRICECON>

40. Subsidies. (2019, jaanuar 4). Salvestatud 4. jaanuar 2019, https://www.economicsonline.co.uk/Competitive_markets/Subsidies.html
41. Thornton. (2018). *Renewable energy discount rate survey results – 2017* (lk 28).
42. Trading economics. (2018, detsember 29). Germany Government Bond 10Y. Salvestatud 29. detsember 2018, <https://tradingeconomics.com/germany/government-bond-yield>
43. Tuuleenergia Eestis | Tuuleenergia. (2019, aprill 14). Salvestatud 14. aprill 2019, <http://www.tuuleenergia.ee/about/statistika/>
44. Vassiljev, D. (2012). Kavandatava taastuvenergia toetusskeemi muudatuste mõju investeeringutele tuuleenergeetikasse Eestis, 64.

SUMMARY

WIND ENERGY COMPANIES FINANCIAL PERFORMANCE FORECAST BETWEEN 2019-2040

Martin Käärik

Paying subsidies has contributed a lot to the development of renewable energy in Estonia. However, a subsidization, which has lasted so far, will end, and therefore it could make the investment for the wind energy production companies irrational for a longer period of time.

Elering's study has stated that wind power is not profitable until 2040, which could lead to decline in wind energy sector know-how. The Bachelor's thesis reveals whether the assumption, that wind power companies would be able to operate under market conditions between 2019-2040, is true. Current paper does not give answer whether wind farms will be profitable, but the author synthesized inputs for model based on empirical evidence.

In order to find the answer to a research questions, the author uses three approaches that supplement each other. Firstly, the discounted cash flow model explains net present value (NPV) of potential project, IRR explains relative financial performance of the project and the LCOE model clarifies at what electricity price an investor agrees to invest in the selected project.

During the research, the discount rate of 7.18% was calculated for potential wind energy project using the CAPM model. This also corresponded to the Nordic market's average leveraged discount rate among wind energy companies.

The empirical explanation, that shows the revenue and cost structure of renewable energy companies, demonstrates that wind energy companies will become significantly more efficient in the future.

Author conducted financial model in which IRR, NPV and LCOE of potential wind park with nominal power of 1MW was evaluated. According to calculations, wind energy in Estonia will not achieve profitability until 2036. Although in nominal terms wind energy companies have positive cashflows from 2019-2035, investor risks are not

covered and therefore investment should not be made. For large wind farms with nominal power of 50MW investment is rational from year 2029.

Author conducted sensitivity analysis to evaluate potential impact of various factors used in financial modelling. Efficiency rate of wind turbines, price of electricity and initial investment had highest impact within factors affecting financial performance.

In addition sensitivity analysis regarding large wind parks were conducted. Larger wind parks achieve economies of scale and therefore author forecasted O&M costs to be 10% lower than base scenario. In addition lower discount factor was used as small firm premium doesn't apply for large firms.

Author believes that further analysis about financial performance should be done regarding following information 1) Findings from Lindroos et al "Baltic energy technology scenarios" report 2) Interviews should be conducted with market participants to achieve detailed overview of costs related to wind energy projects. Therefore more accurate results could be achieved.