

TARTU ÜLIKOOL
Majandusteaduskond
Ettevõtetmajanduse instituut

Dmitri Vassiljev

**KAVANDATAVA TAASTUVENERGIA TOETUSSKEEMI
MUUDATUSE MÕJU INVESTEERINGUTELE
TUULEENERGEETIKASSE EESTIS**

Magistritöö ärijuhtimise magistrikraadi taotlemiseks
ettevõtluse ning tehnoloogia juhtimise erialal

Juhendaja Dots. Priit Sander

Tartu 2012

Soovitan suunata kaitsmisele

(juhendaja allkiri)

Kaitsmisele lubatud “ “ 2012. a.

..... õppetooli juhataja

.....

(õppetooli juhataja nimi ja 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

Sissejuhatus	7
1. Tuuleenergia investeeringute hindamine.....	7
1.1. Diskonteeritud rahavoogude meetod.....	7
1.2. Reaaloopsiooni lähenemine hindamisele	14
1.3. Regulaatiivse ebastabiilsuse mõju investeeringutele	21
2. Kavandatava toetuskeemi mõju investeeringutele tuuleenegeetikas	25
2.1. Eesti tuuleenergia turu ülevaade	25
2.2. Tuuleenergia tänane ja kavandatav toetuskeem	28
2.3. Investeeringute hindamise eeldused.....	30
2.3.1. Tuulepargi tulud	31
2.3.2. Tuulepargi tegevuskulud.....	37
2.3.3. Investeerimiskulud	39
2.3.4. Ettevõtte kapitali keskmine hind.....	42
2.4. Kavandatava toetuskeemi mõju töötavate tuuleparkide väärtusele	44
2.5. Kavandatava toetuskeemi mõju tulevastele investeeringutele	49
Kokkuvõte.....	56
Viidatud allikad.....	58
Lisa 1. Tuuleenergia võrreldavate ettevõtete beetakordajad.....	62
Summary	63

SISSEJUHATUS

Eesti eesmärgiks on tõsta taastuvenergia osakaalu energia lõpptarbimisest 2015. aastaks 23,6%-ni ning 2020. aastaks 25%-ni. Sellest ambitsioonikast eesmärgist lähtudes võttis valitsus 2007. aastal taastuvenergia toetustariifi 53,7 eurot MWh toodetud elektrienergia eest, mida makstakse energia tootjale lisaks elektri hinnale. 2010. aastal võttis Vabariigi Valitsus vastu Eesti taastuvenergia tegevuskava, mis näeb ette tuuleenergia tootmisvõimsuseks 650 MW (400 MW maismaal ja 250 MW avamerel). Elektrimajanduse arengukava näeb samuti ette 400 MW maismaa tuuleenergia võimsuseks ja 500 MW avamere tuuleenergia võimsuseks 2018. aasta lõpuks

Taastuvenergia toetuskeemi vastuvõtmisele järgnes märkimisväärne investeeringute kasv taastuvenergeetikasse, nagu poliitikas kavandati. 2012. aasta lõpuks on Eestis tuuleenergia võimsus 275 MW, mille prognoositav toodang kataks umbes 9% Eesti elektrienergia tarbimisest. 2011. aasta lõpu seisuga olid investorid töötavatesse ja ehituses olevatesse tuuleparkidesse investeerinud juba umbes 380 miljonit eurot. Eesti Tuuleenergia Assotsiooni hinnangul kasvaks (kehtiva toetuskeemi säilimise eeldusel) 2015. aastaks tuuleenergia võimsus 412 MW-ni, mis võiks katta umbes 14% Eesti 2010. aasta elektrienergia tarbimisest.

Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi (MKM) ettepanekul kavandatakse taastuvenergia toetuskeemi muutmist. Vastavalt elektrituruseadusesse tehtud muudatusettepanekutele peaks uus toetus olema 86 eurot miinus kuu keskmine elektrienergia hind elektrienergia börsil MWh kohta kuni 600 GWh tootmiseni aastas. Muudatus peaks olema vastu võetud parlamendis 2012. aasta sügisel ja jõustuma alates 1. jaanuarist 2013.

Pakutud regulatsioonimuudatus vähendaks tuuleparkide oodatavat tulu MWh kohta ning lisaks lõpetaks tulu potentsiaalse kasvu toodetud elektri MWh kohta, mis on tingitud eeldatavast elektrienergia hindade kasvust, millega arvestasid investorid

investeeringisotsuseid tehes. Kavandatava õigusakti eesmärk ei ole reguleeriva korra muutmine mitte ainult uute tuuleenergia projektide jaoks (kus investeeringut ei ole veel tehtud, välja arvatud projekti arenduskulud), vaid ka tagasiulatuvalt juba töös olevate projektide jaoks. Nendes projektidesse investeerides tegid investorid oma otsused, lähtudes praegu kehtivast seadusandlusest ja eeldades, et valitsus täidab oma kohustusi.

Investeeringud tuuleenergiasse olid tehtud kindla regulatiivse poliitika meetmete toetudes ning on spetsiifilised sellele poliitikale. Kui taastuvenergia toetuskeem (sisuliselt leping riigi ja firma vahel) peaks muutuma, on selle poliitika spetsiifilised investeeringud oluliselt väiksema väärtusega. Ebakindlus õigusaktides toimuvate muudatuste suhtes tulevikus mõjutab ettevõtete valmisolekut investeerida uutesse varadesse. Ettevõtted on vähem valmis investeerima konkreetsetesse varadesse, kui nad tajuvad, et tulevikus toimuvad muudatused õigusaktides võivad vähendada nende varade väärtust, kuna varade väärtus alternatiivses regulatiivses raamistikus on tunduvalt väiksem.

Käesoleva magistritöö eesmärgiks on analüüsida MKM-i poolt kavandatava taastuvenergia toetuskeemi muudatuse mõju tuuleenergia sektoris tehtud ja tulevastele investeeringutele. Eestis olevate tuuleenergia investeeringute näitel on vaadeldud regulatiivse ebastabiilsuse negatiivset mõju olemasolevate tuuleenergia projektide tootlustele ja väärtustele ning potentsiaalsetele investeeringutele, kasutades diskonteeritud rahavoogude ning reaaloopioonide meetodit.

Uurimuses analüüsitakse, kas kavandatav taastuvenergia toetuskeem on ratsionaalsete investorite jaoks piisavalt atraktiivne, et investorid teeks uusi investeeringuid tuuleenergia võimsustesse ning MKM-i poolt väljatöötatud riiklik energiamajanduse arengukava ja taastuvenergia tegevuskava eesmärk – maismaa tuuleenergia võimsuseks 400 MW – saaks täidetud. Tuleb uurida küsimust, kas tuuleenergia sektoris tulevad uued investeeringud ning mis ajal need tehakse, kuna energeetikasektoris on investeeringute ajastus oluline ja elektrienergia nõudlus ja pakkumine peavad olema tasakaalus. Kui turul ei ole piisavalt võimsust (pakkumist), peaks elektri hind olema kõrge ja volatiilne ning seega võib investeeringute ajastus oluliselt mõjutada elektrienergia hindu.

Uurimus koosneb kahest osast. Uurimuse esimene osa annab ülevaate tuuleenergia investeringute hindamisel kasutatavatest meetoditest, selgitades esmalt investeringute hindamise traditsioonilist lähenemist (puhast nüüdisväärtust) ning seejärel reaaloopsioonide teooriat. Töös tuuakse välja põhjused, miks diskonteeritud vaba rahavoogude puhas nüüdisväärtuse mudel on sobiv lähenemine töötavate tuuleparkide hindamiseks ning miks reaaloopsiooni raamistik on sobiv lähenemine arengustaadiumis olevate tuuleparkide projektide väärtuse hindamiseks.

Uurimuse teine osa annab ülevaate Eesti tuuleenergia turust ning tutvustab kehtiva ja kavandatava taastuvenergia toetuskeeme. Seejärel kirjeldatakse eeldusi, mida on kasutatud tuuleenergia investeringute väärtuste hindamiseks –antakse detailne ülevaade tuuleenergia projektide prognoositavatest tuludest, investeerimiskuludest, opereerimiskuludest. Lisaks on arvatud kapitali hind, mida ratsionaalsed investorid ootaksid Eesti tuuleparkidesse investeerimise puhul. Teine peatükk lõpeb kokkuvõtva analüüsiga, millist mõju avaldab kavandatava taastuvenergia toetuskeemi muudatus juba tehtud tuuleenergia investeringute tootlustele ja väärtusele ning tulevastele investeringutele; kas kavandatava toetuskeemi vastuvõtmise puhul tehakse uusi investeringuid ning kas riikliku taastuvenergia tegevuskava eesmärk – 400 MW maismaa tuuleenergia võimsusi – saab täidetud.

1. TUULEENERGIA INVESTEERINGUTE HINDAMINE

1.1. Diskonteeritud rahavoogude meetod

Investeeringute hindamise traditsiooniline lähenemine, mis põhineb neoklassikalisel teorial optimaalse kapitali akumulatsiooni kohta, võrdleb kapitali piirprodukti väärtust igal ajaperioodil kasutaja kapitali hinnaga. Nende mõistete võrdsustamine tagab optimaalse kapitali hulga, millest saab tuletada investeeringu määra.

Traditsioonilises investeerimisteoorias kasutatakse investeeringute väärtuse hindamiseks puhta nüüdisväärtuse (*NPV – net present value*) meetodit. Investeeringu puhas nüüdisväärtust arvutatakse, võttes aluseks projekti oodatavate rahavoogude diskonteeritud väärtuse (*DCF – discounted cash flow*). Traditsiooniline *NPV* meetod diskonteerib prognoositavaid rahavoogu spetsiifilise kapitali hinnaga ning puhta nüüdisväärtuse saamiseks lahutatakse sellest investeeringu maksumus. Kui projektist lähtuvate rahavoogude nüüdisväärtus on suurem kui projekti investeeringute summa, on projekt investeeringukõlbulik. Allolev matemaatiline funktsioon näitab *NPV* mudelit.

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

kus $C(P)_t$ – rahavoog aastas t ,
 r – kapitali hind,
 T – projekti kasulik eluiga,
 C_0 – esialgne investering projektisse.

Investeeringuprojektide väärtuse leidmiseks hinnatakse nii diskonteeritud rahavoogude mudelis, kui ka reaaloptsiooni väärtuse hindamise mudelis loodetavate tuleviku rahavoogude väärtust, lähtudes investeeritud kapitali hinnast. Väärtus ongi tuleviku diskonteeritud rahavood, mida investering genereerib. Kusjuures väärtus kasvab siis,

kui investering teenib kapitali hinnast suuremat tulu ja kahaneb siis, kui tulu on kapitali hinnast väiksem. Kapitali hinda peetakse seejuures hindamisprotsessi võtmeelemendiks. Kapitali hinda on oluline teada selleks, et oleks võimalik anda objektiivset hinnangut investeerimisvõimalustele ning optimaalselt juhtida ettevõtte väärtust, hinnates firma eri tegevussuundi, võrrelda nende tulemuslikkust ja seada operatiivseid eesmärke. Kapitali hinna määramine on eriti tähtis mittenoteeritud ettevõtete väärtuse leidmisel. Põhjuseid, miks on vaja hinnata noteerimata firma väärtust, võib olla mitmeid: ettevõtte müük, osaluse kasutamine laenu tagatisena, esmase pakkumise vahemiku määramine börsilemineku puhul (Block 2007: 33).

Võttes arvesse finantsteooria olulisemaid seisukohti, lähtutakse kapitali hinna defineerimisel sellest, et igasuguse kapitali kasutamisel on kapitali omanike jaoks olemas alternatiivkulu. Nimelt seda sama investeeritud kapitali ei saa enam kasutada mõne teise sarnase riskitasemega investeringu tegemisel. Kuigi investeerimise võimaluste hulka võib nimetada piiramatuks, tuleb neist välja valida mõistlikumad ning järjestada nad kindla mõõdupuu järgi. Selle mõõdupuu lähtekohaks on kapitali hind ning mõõdupuu ise on oodatava tulususe ja kapitali hinna vahe. Seega tuleb kapitali kasutajal tagada kapitali hinda ületav tulusus, sest vastasel juhul lisaväärtust investoritele ei teki (Jegorov 2010).

Omakapitali hinna leidmiseks laialdasema kasutamise leidnud finantsvarade hindamismudel CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) määrab, et omakapitali hind, millega diskonteeritakse tuleviku rahavooge omakapitali omanikele, on riskivaba komponendi ja riskipremia summa, kusjuures viimane on tasu riski võtmise eest. Riskantsust kajastav komponent on süstemaatilise (mittehajutatava) tururiski ja spetsiifilise (hajutatava) riski summa. CAPM üldine valem kapitali nõutud tulumäära (K) ehk omakapitali hinna leidmiseks on toodud allpool.

$$(2) \quad K = R_f + \beta x (R_m - R_f),$$

kus R_f – riskivaba tulumäär,
 β – vara riskantsuse suhteline mõõt,
 R_m – tulumäär, mis on vajalik, et investorid hoiaksid riskantseid aktiivseid sisaldavat laia turuportfelli (turu tulusus),
 $(R_m - R_f)$ – riskipremia.

Seega sõltub omakapitali hind riskivabast tulumäärast, omakapitali tulususe suhtelisest riskantsusest võrreldes teiste riskantsete varadega (riskimõõdust) ning riskipreemiast ($R_m - R_f$) mis on nõutav, et investeringuid tehtaks ka riskantsematesse varadesse kui ainult riskivabad investeringud.

CAPM-mudel põhineb mitmel olulistel eeldustel (Kask 2011):

- investorid soovivad maksimeerida oma rikkust,
- *CAPM* eeldab ühe-perioodilist investeerimishorisonti,
- investoritel on ühtsed ootused,
- investorid saavad laenata riskivaba määraga,
- turg on täielikult efektiivne – ilma tehingukuludeta, ilma maksudeta, jne.

Kapitali hinna **riskivaba komponenti** defineeritakse teoorias, kui sellise investeringu tulumäära, mille puhul ei esine pankrotistumise või laiemalt võttes, maksete mis tahes põhjusel ärajäämise riski (*default*) ega likviidsus riski (Brooksrt 1999: 74). Sisuliselt, riskivaba tulumäär kajastab hüvitist ooteaja eest. Tavaliselt kasutatakse riskivaba määra lähendnäitajana keskmise tähtajaga (näiteks 10 aastat) kõrgeima krediidireitinguga valitsuse võlakirjadelt saadavat tulu (Jegorov 2010).

Aktiva **beetakordaja** (β) on aktiva tulususe määr üldise turu (kõik aktivad turul kokku) tulususe suhtes. Beetakordaja näitab investeringu tundlikkust turgu mõjutavate muutuste suhtes ning see leitakse turu ja investeringu tulususe vahelise kovariatsiooni jagamisel turu variatsiooniga.

$$(3) \quad \beta = \frac{Cov_{im}}{\sigma_m^2},$$

kus Cov_{im} – investeringu ja turuportfelli (turuindeksi) tulususte kovariatsioon,

σ_m^2 – turuportfelli tulususe dispersioon.

Keskmine beetakordaja on üks. Ühest suurem beetakordaja näitab, et investeringul on keskmisest kõrgem risk võrreldes kogu turuportfelliga, ühest väiksem beetakordaja näitab, et investeringul on keskmisest madalam risk võrreldes kogu turuga.

Beetakordaja mõõdab investeeringu süstemaatilist riski, mida ei ole võimalik hajutada erinevate investeeringute kombineerimisega portfellis. Tururisk kujutab endast teoreetilises mudelis ainsat investeeringu oodatavat tulusust mõjutavat faktorit, kuna spetsiifilise (*idiosyncratic risk* – osa riskist, mis ei ole seotud väliste faktoritega) riski piisavate diversifitseerimise võimaluste korral puudub teistel faktoritel mõju investeeringu oodatavale tulususele.

Turu riskipremia on turuportfelli oodatava tulususe osa, mis ületab riskivaba aktiva tulusust.

Teooria järgi peaksid kõik kolm koostisosa (riskivaba määra, beeta ja riskipremia) olema suunatud tulevikku ehk toetuma hinnangutele, millisteks kujunevad kapitali hinna komponendid prognoositavas perioodis. Kuna analüütikutel ei pruugi olla hinnanguid tuleviku andmete kohta, kasutatakse ootuste asendajana kapitali hinna leidmisel praktikas ajaloolisi andmeid, ekstrapoleerides neid tulevikku, eeldades, et minevik avaldab olulist mõju tuleviku andmetele.

Mittelikviidsus- / väikefirma preemia. *CAPM* mudelit on võimalik kohandada, võttes arvesse mittelikviidsus- / väikefirma preemiat. Mitmed börsilt saadavate tulude uuringud on näidanud, et investorid nõuavad väiksematelt ettevõtetelt ning mittelikviidsetel aktivatel suuremat tulu (Ibbotson 2011). Seetõttu samalaadse investeeringu puhul näitab börsil noteeritud beeta madalamat riski, kui oleks asjakohane väikse ning noteerimata firma puhul.

Ettevõtte kapitali keskmine hind (*weighted average cost of capital - WACC*) arvutatakse ettevõttesse investeeritud kapitali hindade kaalutud keskmise väärtusena kapitali liikide kaupa. Kapitali hinna leidmine on kompleksne ülesanne, arvestatakse kapitali struktuuriga ning kasutatud kapitaliliikide hindadega. WACC valem kahe kapitali allika puhul (võlakapital ja omakapital) on toodud allpool:

$$(4) \quad WACC = W_E \times R_E + W_D \times R_D (1 - t),$$

kus W_E – omakapitali osakaal kogukapitalis,
 W_D – laenukapitali osakaal kogukapitalis,
 R_E – omakapitali hind,

R_D	–	laenu kapitali hind,
t	–	ettevõtte tulumaksumäär.

Võlakapitali hind korrigeeritakse tulumaksumääraga, et kajastada võlakapitali kasutamise kaasnivat maksukilpi. Vastava kapitali osakaalud kapitali struktuuris peaksid lähtuma turuväärtustest ja mitte ajaloolistest raamatupidamise andmetest.

Vastavalt ettevõttele suunatud vaba rahavoo (*Free Cash Flow to Firm – FCFF*) meetodile diskonteeritakse (kapitali keskmise hinnaga) ettevõtte prognoositud tulevased rahavood kontrollkuupäevaks tagasi, arvutamaks välja ettevõtte nüüdisväärtus, mida võib vaadelda vara õiglase väärtusena. Vaba rahavoog firmale (*FCFF*) mõõdab raha, mis jääb firmal iga-aastaselt üle peale kõigi kulude ja maksude tasumist ning ettevõtte investeerimisvajaduste rahuldamist (kuid enne võlausaldajatele tehtud makseid). See tähendab, et *FCFF* on summa, mis jääb üle väljamaksmiseks nii võlausaldajatele kui omanikele. See arvutatakse järgmise valemi järgi:

$$(5) \quad FCFF = \text{ärikasum} + \text{kulum} - \text{investeeringud} - \text{puhta käibekapitali kasv} - \text{maksud}.$$

FCFF arvutamise aluseks on ärikasum, millele lisatakse tagasi kulum kui mitterahaline kulu, mis ei kajastu vabas rahavoos. Puhas käibekapital arvutatakse spontaansete käibevarade ja jooksvate kohustuste omavahelise vahena. Ettevõtte väärtuse hindamise kontekstis jäetakse välja põhiäriga mitteseotud käibevarad ja jooksvad kohustused. Käibekapitali kasv vähendab ettevõtte rahavoogusid, samal ajal kui käibekapitali vähenemine suurendab ettevõtte rahavoogusid. Investeeringud põhivarasse tähistavad raha väljavoolu ning on seetõttu valemis ka miinusmärgiga.

FCFF-d diskonteeritakse selle perioodi kapitali spetsiifilise hinnaga ning puhta nüüdisväärtuse saamiseks lahutatakse sellest investeeringu maksumus. Tavaliselt on *DCF* mudel kaheastmeline mudel – ettevõtte elutsüklil on jagatud kahte ossa: otsene prognoosiperiood koos kiire kasvuga ja lõpetamise periood koos stabiilse kasvuga. Õiglase investeeringu väärtus võrdub seega otsese prognoosiperioodi ja lõpetamise perioodi *FCFF*-de nüüdisväärtuste summaga.

Kuigi *NPV* meetodi lähenemisviis annab esialgse raamistiku investeerimisotsuste tegemiseks, puuduvad sellel investeerimisotsuste tegemiseks vajalikud peamised tunnusjooned.

Investeerimisel on tavaliselt kolm olulist tunnusjoont:

- Investeerimine on osaliselt või täielikult pöördumatu. Kui kord on investeeritud, saavad kapitalikuludest kas täielikult või osaliselt pöördumatud kulud.
- Alati eksisteerib ebakindlus investeeringu tulevase tasuvuse osas. Näiteks, elektri hind on tulevikus ettearvamatu ja see muudab projekti tasuvusest ebakindlaks.
- Investoritel on võimalus oma investeeringut paindlikult ajastada. Investorid võivad investeerida elektri jaama kohe kui arvavad, et investeeringu tasuvus on piisavalt suur, et katta kõik investeerimisriskid. Investorid võivad investeerimise aja ka edasi lükata, et saada paremat teavet tulevaste hindade kohta. Teisisõnu on investoritel võimalus, kuid mitte kohustus, investeerida projekti mingil ajaperioodil. Investorid võivad omada ka muid õigusi muuta investeerimisprojekti karakteristikuid nagu näiteks õigust loobuda investeeringust, laiendada tootmist, sõlmida lepinguid, pikendada ja lühendada projekti kestvust isegi pärast investeeringu tegemist jne.

Projekti hindamise meetodika peaks hõlmama kvantitatiivsel viisil kõiki kolme tunnusjoont: pöördumatus, ebakindlus ja paindlikkus. Projekti investeerimise traditsiooniline hindamismetoodika suudab vaevalt hõlmata ülalmainitud kolme tunnusjoont. Investeerimise puhta puhaskäituse reegel põhineb mitmetel eeldustel, mis on vastuolus kirjeldatud tunnustega. Esiteks reeglina eeldab *NPV* reegel, et investeerimine on pöörduv ning et tehtud kulutused on võimalik tagasi võtta, kui tingimused ei osutu ootuspärasteks (Mazumbar 2009). Samuti puhta nüüdisväärtuse meetodi kohaselt puudub paindlikkus investeeringu tegemise ajastuse osas – investeerimine toimub põhimõttel kas nüüd või mitte kunagi.

Võtmaks arvesse investeeringute ajastuse paindlikkust ning tasuvuse ebakindlust *DCF*-mudelid kasutavad paljud praktikud stsenaariumianalüüsi. Kuid Leslie ja Michaels (1997) rõhutavad, et optimistlike, pessimistlike või oodatavate stsenaariumite

kasutamine aitab küll arvesse võtta ebakindlust, kuid see ei võimalda hindamisel arvestada erinevate stsenaariumite lahknevust. Stsenaariumianalüüs tunnistab ebakindluse olemasolu, kuid ei suuda hõlmata olukordades sisalduva paindlikkuse väärtust ja pakub seega vähe juhtimisalast abi. Ebakindlate muutujate prognoosimiseks (näiteks kapitali investeerimise tulevaste kulude ja tulude ebakindluse olemasolu korral) *DCF* mudelis peavad investorid hindama erinevate tulevikustsenaariumite tõenäosust, arvutama kõigi nende kohta prognoositavad tuleviku rahavood ning liitma need kokku, et leida kõigi võimalike tulevike keskmine oodatav väärtus. Näiteks, kui investor kujutab ette \$ 100 *DCF*-i kahe kolmandiku võimalust ja \$ 40 *DCF*-i ühe kolmandiku võimalust, siis on oodatav *DCF* \$ 80. Stsenaariumianalüüsi meetod keskendub siiski sellele, kas investeerida projekti või mitte ning ei arvuta investeeringute parimat ajastust.

Uurimused kinnitavad, et tuleviku rahavoogude diskonteerimise meetod on praktikute seas kõige levinum meetod tuuleenergia projektide väärtuse hindamiseks (Orstadius, Porse 2011). Linden, Linskog ja Plemic (2001) intervjuerisid 20 inimest finantssektorist tegemaks kindlaks, kui paljud praktikutest kasutavad investeeringute hindamiseks reaaloptsioonide mudelit ning nende järeldus on, et *DCF* mudelit kasutavad kõik vastajad.

NPV meetod on asjakohane hindamisraamistik töötavate tuuleparkide väärtuse hindamiseks, kuna elektri tootmisest tulenev rahavoog on stabiilne ning investeeringu ajastust ei ole enam võimalik muuta. Teoreetiliselt on tegutsevate tuuleparkide omanikel võimalus projekt lõpetada (*option to abandon*), turbiine müüa või kolida uude kohta. Kuid tegutseva tuulepargi demonteerimine nõuab suuri kulusid, lisaks on investeeringud infrastruktuuri (võrguga liitumine, alajaam, tee jne) täielikult pöördumatud, mis tähendab, et võimalus tegutsevast tuulepargist loobumiseks on puhtalt teoreetiline ja selle teostamine saab vaevalt olla majanduslikult mõistlik.

Toetudes traditsioonilise investeerimisteooria teoreetilisele raamistikule, on loogiline järeldada, et *NPV* hindamise meetod on sobiv raamistik tegutsevate tuuleparkide väärtuse hindamiseks.

1.2. Reaaloptsiooni lähenemine hindamisele

Kuna enamik investeerimisotsuseid on pöördumatud ja ettevõtetel on võimalus investeerimist edasi lükata, on sobivam modelleerida investeeringu võimalust kui investeerimisoptsiooni, mis on sarnane rahalise ostuoptsiooniga. Investeerimisprojektiga kaasnevaid paindliku reageerimise võimalust nimetatakse reaaloptsiooniks (*real option*) ning oma põhiolemuselt sarnaneb see finantsoptsiooniga – optsiooni omanikul on õigus (kuid mitte kohustus) teostada tegevusi tulevikus (Sander 2012).

Trigeorgis`e (1995) järgi tekkis reaaloptsiooni uurimise valdkond osaliselt praktikute ja teoreetikute rahulolematuse tõttu traditsiooniliste väärtuse hindamismudelitega. Algne kriitika akadeemilise kogukonna hulgas viitas sellele, et *DCF*-mudel alahindab investeerimisvõimalusi, kallutades seega otsuse tegemisel lühinägelikkusele ja alainvesteeringumisele ning mis võib kaasa tuua konkurentsivõime kaotuse.

Myers (1987) oli üks esimesi, kes tunnistas, et standardsetel diskonteeritud rahavoogude (*DCF*) lähenemisel on sisemised piirangud, kui tegemist on selliste investeeringute hindamisega, mis kätkevad endas märkimisväärsed tegevuslikke või strateegilisi optsioone. Ta väitis, et selliste investeeringu võimaluste hindamiseks parem raamistik on reaaloptsiooni lähenemine. Dixit ja Pindyck (1994) rõhutasid pöördumatust kui enamike investeerimisotsuste olulist tunnust ning tunnustasid parema (kuid mitte kunagi täielikku) informatsiooni ootamise optsiooni väärtust.

Investeerimisvõimalusi võib seega vaadelda kui ostuoptsioone, mis realiseeritakse investeeringu tegemisega ja mille tehinguhinnaks on investeeringu maksumus. Näitena võib tuua olukorra, kus ettevõttel võib olla võimalus oodata aasta, enne kui otsustatakse investeerida tuuleparki. Investoril on võimalus investeeringuprojekti käivitamise edasi lükata, ootamaks soodsamate turutingimuste saabumist ja kogumaks täiendavat informatsiooni. Kui ühe aasta pärast on juhtkonnal rohkem informatsiooni (näiteks toetuste või elektrienergia hinna kohta), omab võimalus investeerimist edasi lükata samasugust väärtust nagu finantsilise ostuoptsiooni puhul. Dixit ja Pindyck (1994) kohaselt rõhutab selline mõtteviis olulisimat küsimust, kuidas realiseerida optsioone optimaalselt, kuidas teha investeeringuid õigel ajahetkel.

Reaaloptsiooni meetodi kasutamise üks suur eelis on, et see lisab väärtust juhtkonna otsustele. Reaaloptsiooni raamistik pakub välja strateegilise perspektiivi, mis puudub *DCF*-mudelil, kuna see hõlmab otsuste tegemist ühel kindlal ajahetkel ja selle kohaselt olid investeerimisplaanid fikseeritud.

Raaloptsiooni raamistikus strateegiliste otsuste analüüsimiseks kasutatakse tihti analüüsivahendina otsustuspuud (*decision tree*), mis võimaldab graafiliselt esitada ja võrrelda erinevate alternatiivsete strateegiate tulemusi. Projekti väärtuse hindamiseks leitakse otsustuspuu igas otsustuspunktis optimaalne käitumisviis: paindliku reageerimise võimalusi mittesisaldava investeerimisprojekti turuväärtust leitakse traditsioonilise *NPV* abil, reaaloptsioonide väärtust optsioonihindamise mudeli abil ning kokkuvõttes saadakse laiendatud *NPV* - NPV_{exp} (Sander 2012).

$$(6) \quad NPV_{exp} = NPV + ROV + V_{ext}$$

kus NPV – projekti staatiline (reaaloptsioone mitteamestav) puhas nüüdisväärtus,
 ROV – projektiga kaasnevate reaaloptsioonide väärtus,
 V_{ext} – välismõjude väärtus (rahavood, mis projektide vastasmõjust, sünergiast, jms).

Investeeringute tegemise optimaalne ajastus ebakindluse olukorras võib avalduda kahel viisil. Esiteks nende projektide hindamine, mis traditsioonilise hindamismeetodi kohaselt ei ole tasuvad (st neil on negatiivne *NPV* kui kasutatakse standardset *DCF* lähenemist). Selliste projektide puhul hindamisraamistik, mis ei võta arvesse ebakindlust, toob kaasa otsuse mitte kunagi projekti investeerida. Siiski võib pärast ebamääraste asjaolude realiseerumist osutada seesama investeeringuvõimalus hiljem tegelikult tasuvaks. Reaaloptsiooni lähenemist kasutades ei loobuda investeeringu võimalusest, vaid ootab optimaalset investeeringu tegemise ajastust.

Teise näitena, nende projektide hindamine, mis traditsioonilise hindamismeetodi kohaselt on tasuvad. Lähtudes *NPV* mudelist peaks investor projektisse otsekohe investeerima. Kuid reaaloptsiooni analüüs, mis võtab arvesse ebakindluse võib ennustada suuremate kasumite teenimist juhul, kui oodatakse optimaalsemaid hinnatingimusi ning investeeritakse mõne aja hiljem. Sellisel juhul oleks optimaalne

strateegia investeerimise edasilükkamine, võrreldes ebakindlust ignoreeriva hindamisraamistikuga.

Peamine erinevus reaalsete ja finantsiliste optsioonide vahel on see, et reaaloptsiooni väärtuse aluseks on reaalne vara, samal ajal kui finantsilise optsiooni väärtuse aluseks on finantsiline vara. Praktikas toob see kaasa olulise erinevuse, kuna enamike reaalsete varade jaoks puudub likviidne turg, muutes reaaloptsiooni hindamise keerulisemaks.

Samal ajal kui finantsilise optsiooni alusvara väärtus on selle hind börsil ehk eeldatavate dividendide nüüdisväärtus ja aktsia hinna kallinemine, on reaaloptsiooni alusvara väärtuse ekvivalendiks oodatava investeeingu rahavoogude nüüdisväärtus; staatilise investeeingu aluseks olev väärtus.

Finantsoptsiooni tehinguhind on hind, millega ostu- (müügi-) optsiooni omanik võib osta (müüa) alusvara. Ostu- (müügi-) optsiooni ostja kasum on seda suurem, mida rohkem on optsiooni alusvara hind kõrgem (madalam) optsiooni tehinguhinnast. Reaaloptsioonide puhul on tehinguhind võrdne optsiooni teostamisega kaasnevate kulude nüüdisväärtusega. Kui tehinguhind tõuseb, siis väheneb reaalse ostuoptsiooni väärtus ja suureneb reaalse müügioptsiooni väärtus.

Mis puudutab volatiilsust, siis nii finants- kui ka reaaloptsioonide väärtus suureneb juhul, kui suureneb ebakindlus tuleviku rahavoogude osas.

Reaaloptsioonidel on keerukam struktuur kui finantsoptsioonidel: näiteks aegumise aeg ei ole reaaloptsioonide puhul sama hästi määratletud nagu finantsoptsioonide puhul. Finantsoptsioonide puhul on aegumise ajaks periood, mille jooksul saab optsiooni kasutada. Reaaloptsioonide puhul on aegumise ajaks periood, mille jooksul kehtib investeeingu tegemise võimalus. Viimane võib olla selge, kui tegeletakse näiteks lubadega, kuid enamasti see nii ei ole.

Reaalsete ostuoptsioonide puhul on dividendide kulu vasteks järk-järgult optsiooni perioodi kestel äratarvitavad väärtused, nagu näiteks võimaluse alleshoidmise kulud või rahavood, mis on kaotatud konkurentidele, kes liikusid edasi ja investeerisid võimalusse. Suurenemised nendes rahavoogudes vähendavad ostuoptsioonide väärtust

ja vastupidine reegel kehtib reaalseste müügioptsioonide puhul. Finantsoptsioonid on mõjutatud samas suunas dividendide muutumise korral.

Nii finants- kui ka reaalseste optsioonide puhul tähendab riskivaba intressimäär selliste riskivabade väärtpaberite tulusust, mille lõppemistähtpäev ühtib optsiooni lõppemistähtpäevaga. Riskivaba määra suurenedes tõusevad nii finants- kui ka reaalseste ostuoptsioonide väärtused, sest see vähendab optsiooni realiseerimise hinna nüüdisväärtust, samal ajal on sellel vastupidine mõju müügioptsioonidele.

Samal ajal kui tavaline *DCF*-mudel on tundlik diskontomäära suhtes, on reaaloptsiooni mudel tundlik paljude erinevate volatiilsuste ja raskestiproгноositavate eelduste suhtes. See on ilmselt põhjus, miks seda lähenemist laialdasemalt praktikas ei kasutata. Linden, Linskog ja Plemic (2001) väitsid pärast suure hulga rahanduse valdkonnas tegutsevate inimeste intervjuerimist, et paljud nendest leidsid reaaloptsiooni raamistiku olevat keerulise ja aeganõudva. Paljud artiklid reaaloptsiooni kohta on samuti matemaatiliselt keerukad ja võivad praktikuid eemale hirmutada.

Tuulepargi ehitamisluba on reaaloptsioon, kus investoril on õigus, kuid mitte kohustus tasuda investeeringu maksumus, et saada projektist rahavoogusid. Seistes silmitsi riskantse pöördumatu otsusega, väärtustavad investorid võimalust saada täiendavat informatsiooni tulevikus projekti tõenäoliselt mõjutavate tingimuste kohta, sealhulgas turutingimused ja regulatiivne raamistik.

Arendusprojektide puhul on projektist väljumise optsioon teostatav alternatiiv, juhul kui väljavaade investeeringuks halveneb oluliselt. Investeeringu etapiviisiline teostamine väljamaksete seeriana loob investeeringust projektist väljumise optsiooni, kui olukord muutub ebasoodsaks. Kuna tuulepargi projektides tehakse investeering etapiviisiliselt, siis saavad investorid projektist väljuda, kui tingimused halvenevad võrreldes sellega, mida algselt eeldati.

Projekti käivitamise edasilükkamise optsioon (*option to defer*) on olemas tuuleenergia projektide arenduse ajal. Juhtkond võib soovida oodata mõne aja, juhul kui peale selle möödumist on tal rohkem informatsiooni näiteks elektri hindade arengu või toetusmehhanismi kohta. Projekti käivitamise edasilükkamise optsioon on Ameerika

ostuoptsioon, sest seda saab kasutada igal ajal selle kestvuse jooksul ja väljamakse väärtus suureneb kui alusvara (projekti oodatavate rahavoogude nüüdisväärtus) väärtus suureneb. See optsioon on asjakohane tuuleenergia projektide puhul, sest juhtkond võib tahta projekti edasi lükata, kuni neil on rohkem informatsiooni elektri hindade arengu kohta.

Uuringud, mis käsitlevad tuuleenergia investeeringute väärtuse hindamiseks reaaloptsiooni lähenemise kasutamist, on teostatud piiratud hulgal. Dykes (2007) teostas uuringu Ohios asuva tuulepargi kohta. Ta kasutas Monte Carlo simulatsiooni ja binominaalset puu analüüsi, et jõuda optimaalse otsuseni tuulepargi ehitamise kohta. Ta leidis, et reaaloptsiooni raamistik parandab tuuleenergia projektide väärtuste hindamist. Tema järeldus seoses tuulepargi investeeringuga oli see, et projekti väärtus tõuseks, kui esialgu paigaldataks riski vähendamise eesmärgil vaid väiksem osa tuulepargist. Juhul kui elektri hind ei tõuse tulevikus nii nagu investorid on eeldanud, võimaldab pargi etappide kaupa ehitamine piirata negatiivset riski. Orstadius ja Porse (2011) leidsid, et reaaloptsiooni meetod on parem meetod tuuleenergia investeeringute hindamiseks võrreldes *DCF*-meetodiga, kuna reaaloptsiooni raamistik võimaldab optimaalselt ajastada investeeringut tuuleparki.

Erinevalt traditsioonilisest puhta nüüdisväärtuse (*NPV*) lähenemisest, peab investor arvestama mitte üksnes sellega, kas investeerida projekti, vaid ka sellega, millal investeerida. Seega tuleb kohese investeeringu väärtust (*NPV*-i) võrrelda optsiooni elus hoidmise oodatava väärtusega, mida nimetatakse jätkamise väärtuseks (*CONT*). Reaaloptsiooni väärtus (*ROV*) esitatakse järgmise võrrandi abil:

$$(7) \quad ROV = \max(NPV; CONT).$$

Reaaloptsiooni hindamise mudel on üles ehitatud kui otsustuspuu ja projekti väärtuse maksimeerides otsib investor parimat aega investeerimiseks. Igal ajahetkel hindab investor projekti *NPV* võttes arvesse energia hindade muutlikkust. Igal ajahetkel on investoril kaks alternatiivi: optsiooni kasutamine (sihtstsenaarium) või ootamine (baasstsenaarium).

On eeldatud, et investeering projekti võiks toimuda *t*-aastase perioodi jooksul $\{t = 1, \dots, T\}$. Kapitaliinvesteering (või optsiooni realiseerimise kulu) on *K*. $C_{T(T)}$ ja $C_{B(T)}$ on

rahavood vastavalt sihtstsenaariumi ja baasstsenaariumi puhul aastal T . $d(t_1, t_2)$ on diskontomäär ajahetkel t_1 rahavoogude kohta, mis ilmnevad ajahetkel t_2 . Definitsiooni järgi on $d(t_1, t_1) = 1$. Diskontomääradena kasutatakse riskivaba võlakirjade tootlused sama lõppemisajaga. $V(t)$ on projekti väärtus perioodil t .

Optimaalne optsiooni realiseerimise strateegia arvutatakse, hinnates optsiooni realiseerimise väärtust ja jätkamise väärtust. Projekti väärtust maksimeerides, optsiooni peab realiseerima, kui

$$(8) \quad V_{(T)} = C_{T(T)} - C_{B(T)} > K_{(T)}$$

ning mitte kasutama kui

$$(9) \quad V_{(T)} = C_{T(T)} - C_{B(T)} \leq K_{(T)}.$$

Vastavalt on optimeerimise suhe aastal T

$$(10) \quad V_{(T)}^* = \max(C_{T(T)}; (C_{B(T)} + K_{x(T)})).$$

Ükskõik millisel aastal t ($0 < t < T$), sihtoptsiooni kasutamise juhuslik väärtus on rahavoo sihtstsenaariumi puhasväärtus, mis on:

$$(11) \quad V_{(t)}^{ex} = \sum_{k=t}^T d(t, k) C_{T(k)}.$$

Jätkamise väärtus – projekti väärtus, kui otsustatakse optsiooni perioodil t mitte kasutada – on esitatud järgmiselt:

$$(12) \quad V_{(t)}^{cont} = C_{B(t)} + d(t, t+1) V_{(t+1)}^*,$$

kus $V_{(t+1)}^*$ – projekti põhistsenaariumi summeeritud rahavood vastavalt optimaalsetele tingimustele aastal $t+1, t+2, \dots, T-1, T$, diskonteeritud tagasi aastasse $t+1$.

Vastavalt reaaloptsiooni raamistikule saadakse optimaalne optsiooni realiseerimise ajastatus, võrreldes kasutamise väärtust ning projekti edasilükkamise oodatavat väärtust. Oodatav väärtus on tähistatud $E[V_{(t)}]$. Igal perioodil järgib optsioonide optimaalse realiseerimise strateegia järgmisi reegleid:

Realiseerida optsioon, kui

$$(13) \quad E[V_{(t)}] > K_{(t)},$$

ning optiooni mitte realiseerida, kui

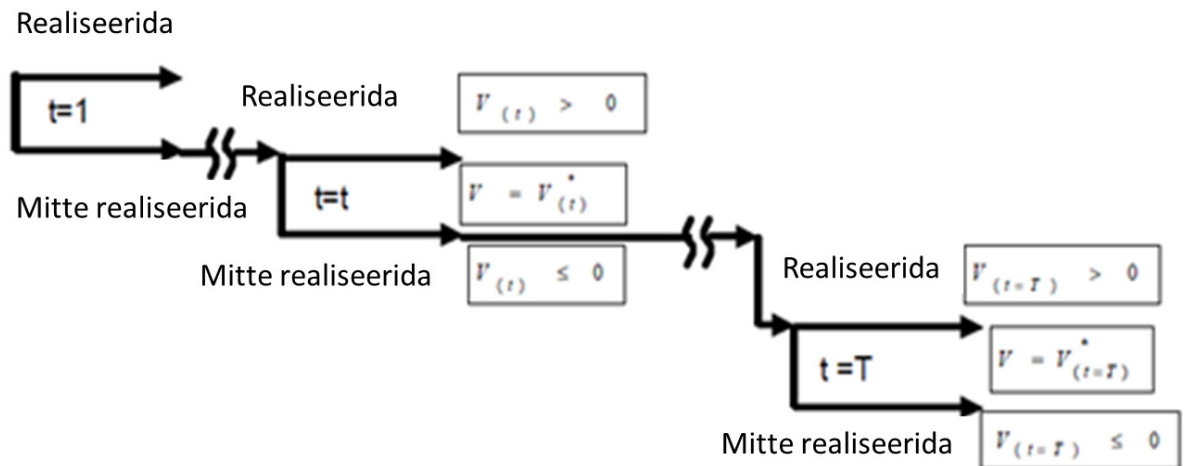
$$(14) \quad E[V_{(t)}] \leq K_{(t)}.$$

Vastavalt sellele ilmneb optimeerimissuhe optiooni realiseerimise ja mitterealiseerimise oodatavate väärtuste vahel:

$$(15) \quad V_{(t)}^* = \max \{E_t[V_{(t)}^{ex}]; E_t [C_{B(t)} + d(t, t+1)V_{(t+1)}^* + K_{x(t)}]\}.$$

Ülaltoodud optimeerimisreegel sätestab: aastal t peaks investor hoiduma investeerimast uude projekti (ootama peaks vähemalt ühe aasta), välja arvatud juhul kui uue projekti tulevaste diskonteeritud rahavoogude oodatav väärtus ($E[V_{(t)}^{ex}]$) on suurem järgnevast summast: aastal t optiooni mitterealiseerimisel oodatav rahavoog ($E[C_{B(t)}]$) pluss projekti optioonide oodatav diskonteeritud väärtus aastal $(t+1)$ ($E[d_{(t, t+1)} V_{(t+1)}^*]$) pluss oodatavad investeeringukulud ($E[K_{(t)}]$). Kui optiooni ei realiseerita aastal t , on optiooni hoidjal järgmisel aastal kaks võimalust: see realiseerida või oodata paremat võimalust realiseerimiseks hiljem. Kui optiooni hoidja realiseerib optiooni perioodil t , tuleviku optioonid kaovad ja optiooni hoidja saab projekti valikulise väärtuse: $V_{(t)}^* = E[V_{(t+1)}^{ex}]$.

Reaalooptiooni hindamise mudel tuletab investeerimise otsuse projekti väärtuse optimeerimisest. Mudel arvutab igal perioodil projekti NPV-d, alustades planeerimisperioodi lõpust ning seejärel genereerib optimaalsed otsused igaks perioodil, mis kokkuvõttes otsustuspuu analüüsivahendi abil määrab optimaalse investeerimise perioodi ja selle, kas üldse investeerida. Ülalkirjeldatud optimeerimisprotsess on mitmekordne ja dünaamiline, mis reeglina teostatakse arvutiprogrammi T kaudu, läbi $T-1, \dots, t, t-1, \dots$ kuni $t=1$. Joonis 1. illustreerib optimeerimisprotsessi.



Joonis 1. Reaaloptiooni optimeerimise vooskeem (autori koostatud).

Kuna reaaloptiooni lähenemine võtab arvesse investeringu optimaalset ajastamist, on see parim raamistik tuuleenergia arendusprojektide investeringute väärtuse hindamiseks.

1.3. Regulatiivse ebastabiilsuse mõju investeringutele

Poliitiline arutelu selle üle, kas, millal ja kuidas toetada taastuvenergia projekte, võib omada olulist kahjustavat mõju otsekohestele investeringutele, kuna see ajendab ootama kuni poliitiline otsus on tehtud. Dixit ja Pindyck (1994: 20) ütlevad oma reaaloptiooni teooria õpikus: "Kui valitsus soovib soodustada investeerimist, siis võib-olla kõige hullem asi, mida nad saavad teha, on veeta palju aega arutades, milline on õige viis seda teha."

Ettevõtete ja poliitiliste/regulatiivsete osalejate vahelist seost võib vaadelda kui eeldatavat lepingut (Fabrizio 2011). Nagu iga keeruline leping, on ka see kindlasti mittetäielik ja ei näe ette kõiki võimalikke tulevikus toimuda võivaid ettenägematuid sündmusi. Tingimused võivad muutuda aja jooksul seadusandlike algatuste ja regulatiivsete otsuste tulemusena. Seadusandjal ja/või reguleerival asutusel on tihti ühepoolne õigus muuta reguleerivat lepingut. Need regulatsioonide muudatused võivad muuta tingimusi, mille alusel ettevõtted oma tulud teenivad, ning avaldada olulist mõju

ettevõtete rahavoogudele. Seega jätab reguleeriv leping ettevõtted haavatavaks poliitikategijate ja/või reguleerijate oportunistliku käitumise suhtes.

Firma investeeringud võivad olla vastavad konkreetsele regulatiivsele poliitikale, just nagu nad võivad olla spetsiifilised kindlatele firmadevahelistele suhetele. Varad on poliitikatundlikud siis, kui nende väärtus järgmiseks parimaks alternatiivseks kasutamiseks on oluliselt väiksem, kui nende väärtus kehtiva poliitika tingimustes. Risk, et teatud varad kaotavad väärtuse, suureneb koos tulevikus toimuda võivate poliitiliste muudatuste tõenäosusega. Seega võib prognoosida, et juhul kui regulatiivne keskkond on ebakindel, ettevõtted on vähem valmis tegema regulatsioonispetsiifilisi pöördumatuid investeeringuid.

Mitmed uuringud on käsitlenud poliitilise riski mõju firmade investeerimisotsustele (nt. Henisz ja Williamson 1999). Poliitiline risk suureneb koos tõenäosusega, et investeeringute asukohariigi poliitilised meetmed vähendavad ettevõtte poolt tehtava investeeringu tasuvust (kas arestides varad vahetult või muutes poliitikat, makse või regulatsioone). Reeglina institutsiooniline keskkond loob võimulolijate jaoks erinevaid piiranguid regulatsioonide oportunistliku muutmise vastu. Kui institutsioonid piiravad tõhusalt võimulolijate oportunistlikke tegevusi, siis väheneb riigi poliitiline risk, luues tingimused, mille raames on ettevõtted enam valmis tegema pöördumatuid investeeringuid (Williamson 1991).

Reaaloptsiooni lähenemise kirjandus eeldab (Dixit ja Pindyck 1994), et firmad lükkavad pöördumatud investeeringud varadesse edasi, kui eksisteerib regulatsiooni ebakindlus, mis aja jooksul kaob. Viimasel ajal on oluliselt täienenud kirjandus, mis kasutab reaaloptsiooni teooriat, ennustamaks investorite käitumist vastuseks kliimapoliitika ebakindlusele, nt Kiriya ja Suzuki (2004), Laurikka ja Koljonen (2006), Rothwell (2006), Fuss *et al.* (2008) ning Fleten ja Ringen (2009). Uuringud juhivad tähelepanu sellele, kuidas ebastabiilsed ja halvasti prognoositavad kliimapoliitikad (nagu muutuvad taastuvenergia toetusskeemid või süsiniku heitkogustega kauplemise skeemid) võivad kaasa tuua lisariski investoritele, pannes investorid nõudma suuremat tulu oma investeeringute eest, mis omakorda viib väiksema investeeringute mahuni taastuvenergeetikasse.

Fleten, Heggedal, Linnerud leidsid (2011), et reaaloptsiooni raamistik annab paremat selgitust taastuvenergeetikasse investorite poolt investeeringute tegemise ajastusele võrreldes traditsioonilise *NPV* mudeliga. Ebakindlus seoses roheliste sertifikaatide käibelevõtuga mõjutab investeeringute ajastusega seotud otsuseid väikestes hüdroenergia projektides Norras ajavahemikul 2001 kuni 2010.

Uuringud (nt Grobman ja Carey (2002)) näitavad, et taastuvenergia investeeringuid soosiva maksupoliitika ebakindlus võib samuti olla negatiivse mõjuga taastuvenergia sektorile. Wisser, Bolinger ja Barbose (2007) märgivad, et poliitika ebakindlus, mis tuleneb taastuvenergia tootmise USA valitsuse maksukrediidi (*PTC – Production Tax Credit*) pikendamise lühiajalisusest, on viinud buumi ja kriisi tsüklini tuuleenergia arendamises, sest ettevõtted on sunnitud kiirustades lõpetama projekte enne, kui saavad aegumise tähtajad. Sellel buumi ja kriisi tsüklil võib olla oluline negatiivne mõju tuuleenergia kasutamise kasvule mitmel põhjusel. Lühiajaline ebakindlus taastuvenergia tootmise maksukrediidi kättesaadavuse ajas võib häirida pikaajalist arendusprojekti planeerimist. Buumi perioodidel, kui oodatakse maksukrediidi peatset lõppemist, on seadmete ja pakkumisega seonduvad kulud infleerunud, sest nõudlus ületab lühiajalist pakkumist.

Fabrizio (2011) uuris, kuidas tajutud risk tulevikus toimuva seadusemuudatuse kohta mõjutab firmade motivatsiooni suurendada investeeringuid kohaspetsiifilistesse, pika elueaga varadesse. Tulemused näitavad tugevat empiirilist seost: taastuvenergia edendamise poliitikale järgnes märkimisväärne investeeringute kasv taastuvressursside kasutamise seotud varadesse nagu poliitikas kavandati, kuid samas ei suurenenud investeeringud (osa)riikides, kus oli varem olnud palju ebastabiilsust reguleerivate poliitikate osas. Fabrizio järeldas, et ettevõtted võivad mitte soovida investeerida pikaajalistesse ja kindla asukohaga seotud varadesse, mis asuvad keskkonnas, mida iseloomustab märkimisväärne regulatiivne ebakindlus.

Järeldus, et ebakindlus tuleviku reguleeriva poliitika suhtes takistab investeerimist, Poliitikategijad mõjutavad erasektori investeeringuid mitte ainult poliitikate kaudu, mida nad kehtestavad, vaid ka institutsionaalse keskkonna kaudu, mida nad loovad, sealhulgas ebakindluse tase tulevikus toimuvate poliitiliste muutuste, poliitikate jõustamise ning tühistamise osas. Selleks, et julgustada erasektorit investeerima ja

saavutama avalikke poliitilisi eesmärke, peavad seadusandjad vähendama poliitilise riski, pühendudes usaldusväärsele poliitika stabiilsusele ja prognoositavusele. Ebakindel poliitiline keskkond võib kriitiliselt õõnestada poliitika tõhusust, vähendades ettevõtete valmisolekut uutesse varadesse investeerida. Ettevõtted on veelgi vähem valmis tegema uusi investeeringuid, kui nende pöördumatute investeeringute väärtus alternatiivsetes regulatiivsetes raamistikes on tunduvalt väiksem.

2. KAVANDATAVA TOETUSKEEMI MÕJU INVESTEERINGUTELE TUULEENERGEETIKAS

2.1. Eesti tuuleenergia turu ülevaade

Eesti elektrienergiasüsteemis domineerib tugevalt põlevkivi, kuna elektrienergia tootmine on koondunud kahte soojuselektrijaama Narva piirkonnas, kus toodeti 85% 2010. aastal toodetud elektrienergiast (Statistikaamet 2012).

2011. aasta lõpuks oli Narva piirkonnas põlevkivil töötavates elektrijaamades installeeritud võimsuseks 2000 MW, gaasiküttel töötava Iru Elektrijaama võimsuseks 156 MW, põletatud biomassi koguvõimsuseks oli 65,1 MW, väikeste soojuselektrijaamade võimsuseks 132,4 MW, tuuleenergia võimsuseks 160 MW ja hüdroelektrijaamade võimsuseks 4 MW. Eesti kogu installeeritud võimsus oli 2 515 MW (Elering 2012).

Elektri kogutoodang 2010. aastal oli 12 962 GWh, millest 11 043 GWh (85,2%) toodeti põlevkivielektrijaamades, 706 GWh (5%) biomassi põletamise koostootmisjaamades. Tuuleparkides toodeti 277 GWh, mis moodustas 2,1% elektrienergia tootmisest. 2011. aastal tootsid tuulepargid 360 GWh, mis moodustas 3,1% Eesti elektri tootmisest. Tabel 1 näitab tuuleenergia installeeritud võimsuse ja elektrienergia tootmise ajaloolist arengut Eestis.

Tabel 1. Tuuleenergia installeeritud võimsus ja elektrienergia toodang 2002 – 2011.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Paigaldatud võimsus, MW	2,0	2,4	22,8	31,0	31,0	58,0	77,0	116	132	160
Toodetud elektrienergia, GWh	1,4	6,1	7,6	53,9	76,3	91	133	195	277	360

Allikas: Statistika Amet, Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon.

Nimekiri Eestis tegutsevatest tuuleparkidest ja ehitamisel olevatest tuuleenergia projektidest on esitatud allpool.

Tabel 2. Tegutsevad ja ehitamisel olevad tuulepargid Eestis.

Installeeritud elektrituulikud	Võimsus MW	Omanik	Tuulikute arv	Tuulikute tootja
2002				
Virtsu I tuulepark	1,8	Nelja Energia AS (1,2 MW) / Eesti Energia AS (0,6 MW)	2	Enercon
Torgu 2 tuulegeneraatorit	0,45	Meritreid OÜ	3	
2005				
Pakri tuulepark	18,4	Nelja Energia AS	8	Nordex
Esivere tuulepark	8,0	Nelja Energia AS	4	Enercon
Läätsa tuulepark	3,0	Telewind AS	6	Siemens
2007				
Nasva tuulepark	1,6	Baltic Wind Energy OÜ	1	Vestas
Viru–Nigula tuulepark	24,0	Nelja Energia AS	8	Winwind
Ruhnu tuulepark	0,15	Eesti Energia AS	1	Vestas
Sangla tuulik	0,3	Sangla Turvas AS	1	
Türju küla tuulik	0,3	Rotorline OÜ	3	
2008				
Virtsu tuulepargi lisatuulik	0,8	Eesti Energia AS	1	Enercon
Virtsu II tuulepark	6,9	Nelja Energia AS	3	Enercon
Esivere I tuulepark I etapp	12,0	Skinest Energia AS	4	Winwind
2009				
Aulepa tuulepark I etapp	39,0	Eesti Energia AS	13	Winwind
Vanaküla tuulepark	9,0	Nelja Energia AS	3	Winwind
Tooma tuulepark	16,0	Nelja Energia AS	8	Enercon
2010				
Virtsu III tuulepark	6,9	Nelja Energia AS	3	Enercon
2011				
Nasva tuulik	2,3	Baltic Workboats	1	Siemens
Aulepa tuulepark II etapp	9,0	Eesti Energia AS	3	Winwind
Kokku 2011. aasta lõpuks	159,9		76	
Ehitamisel				
Aseri	24,0	Nelja Energia AS	8	Winwind
Narva I	39,1	Eesti Energia AS	17	Enercon
Paldiski EE	22,5	Eesti Energia AS	9	GE
Paldiski 4E	22,5	Nelja Energia AS	9	GE
Kunda ¹	6,9	Nelja Energia AS	3	Enercon
Kokku ehitamisel	115			
Kokku aasta 2012.a lõpuks	274,9			

¹ Keskkonnainvesteeringute Keskus (KIK) eraldas Eesti ja Hispaania vahel sõlmitud saastekvoodi müügitehingu tulust investeerimistoetuse Kunda tuulepargi ehitamiseks. Seega Kunda tuulepark ei saa OÜ-lt Elering taastuueenergia toetust ning selle ettevõtte käive moodustub 100% elektri müügist.

Allikas: Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon.

2012. aasta jaanuaris, kui oli avaldatud MKM-i poolt kavandatud seaduse muudatus, oli Eestis paigaldatud 159,9 MW tuuleenergia töötavaid võimsusi ning 115 MW ehitamisel olevaid tuuleparke. Seega 2012. aasta lõpuks on Eestis tuuleenergia võimsus 274,9 MW.

Tuuletingimused Eesti rannikualadel on võrreldavad Hispaania ranniku ning Prantsusmaa ja Saksamaa sisemaaga (keskmine tuule kiirus 5,5 – 6,5 m/s). Kõige atraktiivsemad tuulepiirkonnad Eestis on võrreldavad Taani sisemaaga. Suurim potentsiaal tuuleenergia kasutamiseks on Eestis lääne rannikul ja saartel, kus on suurepärased tuuletingimused.

Ea Energia Analyses AS, Taani energia konsultatsioonibüroo, tegi Eleringi (Eesti riiklik elektrisüsteemihaldur) poolt tellitud uuringus järelduse, et pärast 2014. aastat, kui võrguühendus Soomega *Estlink2* on valmis, on tuuleenergia tootmise piiramise tasemega 0,1% juures võimalik Eesti süsteemi integreerida 900 MW tuuleenergia võimsusi ja tuuleenergia tootmise piiramise tasemega 5% juures 2100 MW tuuleenergia võimsusi. *Estlink2* on 650 MW võimsusega Eestit ja Soomet ühendav merealune kaabel, mille valmimine on kavandatud 2014. aastaks. Elektrisüsteemi operaator võib olla sunnitud tuuleenergia toodangut piirama, et säilitada süsteemi tasakaal ja stabiilsus. Kui tuuleenergia toodang on liiga suur, ei saa elektrisüsteem seda täies mahus vastu võtta ning seega tuleb osa toodetud elektrist võrku mitte lasta.

Eesti Tuuleenergia Assotsiatsiooni prognoosi järgi (2011) kehtiva taastuvenergia toetuskeemis säilimisel kasvab tuuleenergia paigaldatud võimsus 2014. aasta lõpuks kuni 412 MW, seega taastuvenergia tegevuskava eesmärk – 400 MW maismaa tuuleenergia võimsusi – oleks täidetud. Detailset ülevaadet tulevastest projektidest annab tabel allpool.

Tabel 3. Tulevaste tuuleparkide Eesti Tuuleenergia Assotsiatsiooni prognoos aastatel 2012 – 2014.

	MW
Paigaldatud võimsus 2012. a lõpuks kokku	274,9
2013	
Päite Vaivina	62
Varja	12
Tamba	6
Mäli	12
Paigaldatud võimsus 2013. aastal	92
2014	
Narva II	37
Tooma II	8
Paigaldatud võimsus 2014. aastal	71
Paigaldatud võimsus kokku 2014. aasta lõpuks	412

Allikas: Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon.

Eeldades keskmist Eesti töötavate suurte (võimsusega suurem, kui 3 MW) parkide kasutegurit (30%), 412 MW toodaks aastas 1 083 GWh elektrienergiat, ehk 14,4% Eesti 2010. aasta elektrienergia tarbimisest.

2.2. Tuuleenergia tänane ja kavandatud toetuskeem

Eestis on riiklikuks eesmärgiks suurendada 2020. aastaks taastuvenergia osakaal energia lõpptarbimises 25%-ni. 2010. aastal võttis Eesti valitsus vastu taastuvenergia tegevuskava, mis näeb ette tuuleenergia tootmisvõimsuseks 650 MW (400 MW maismaal ja 250MW avamerel) 2020. aastaks. Aastal 2009 kiitis Eesti valitsus heaks uue elektrimajanduse arengukava aastani 2018, milles prognoositakse aastaks 2018 tuuleenergia osakaaluks 30% kogu installeeritud tootmisvõimsusest. Vastavalt arengukavale nähakse ette 400 MW maismaa tuuleenergiat ja 500 MW avamere tuuleenergiat 2018. aasta lõpuks.

Elektriturseadus reguleerib toetustariife, mida kasutatakse taastuvenergiasse tehtavate investeeringute edendamiseks. Kehtivas seadusandluses on kehtestatud taastuvenergia

toetus summas 53,7 eurot MWh eest, mida makstakse lisaks elektrienergia müügist saadud tulule. Tuulepargil on õigus saada toetust tegevuse esimesel 12 aastal. Seadus kehtestab aastase toodangu ülempiiri 600 GWh subsideeritud tuuleenergiat, mis tähendab seda, et toetust makstakse igal aastal seni, kuni kõigi Eestis asuvate tuuleparkide kogutoodang ulatub 600 GWh-ni. Eesti elektrisüsteemihaldur Elering OÜ vaatab taastuvenergiale eraldatavad toetused üle igal aastal ja avaldab toetuse kogu summa prognoosi järgmiseks kalendriaastaks oma kodulehel hiljemalt 1. detsembriks. Taastuvenergia tasu maksjaks on kõik elektrienergia lõpptarbijad Eestis vastavalt nende tarbitud võrguteenuse mahule. Tulenevalt sellest esitab OÜ Elering temaga ühendatud tarbijale võrguteenuse tarbitud elektrienergia eest arve, millel on eraldi välja toodud toetuste rahastamise kulu. 2012 aasta taastuvenergia kuluks on määratud 0,97 euro senti kilo-vatt tunni kohta, millele lisandub käibemaks.

Tuginedes installeeritud tuuleenergiavõimsuse kasvule viimastel aastatel võib järeldada, et toetuspoliitika meelitamaks investeerima Eesti tuuleenergia sektorisse oli edukas ning täitis oma eesmärgi. MKM avaldas 2012. aasta jaanuaris elektrituruseaduse muutmise plaani vähendada taastuvenergia toetuse tasemeid. Kavandatud uus taastuvenergia toetus on 86 eurot/MWh miinus kuu keskmine elektri hind *Nord Pool Spot* elektribörsil. Toetatud tuuleenergia ülempiir aastas jääb 600 GWh tasemele. Kavandatud seaduse muutuse järgi taastuvenergia projekt võib saada toetust ainult kuni aastani 2020, erinevalt kehtivatest õigusaktidest, millega garanteeritakse toetused elektrijaama tegutsemise esimeseks 12 aastaks. Uued õigusaktid on planeeritud jõustuma alates 1. jaanuarist 2013.

Pakutud regulatsioonimuudatus vähendaks oodatavat tulu tuuleparkide toodetud elektrienergia MWh kohta. Kehtiva toetuskeemi järgi kogutulu MWh eest 2011. aastal oli 97,05 eurot/MWh, vastavalt *Nord Pool Spot* elektribörsil Eesti hinnatsoonis keskmisele elektrienergia hinnale (43,35 eurot/MWh). Planeeritava uue toetuskeemi järgi saaks tuuleenergia tootjad MWh eest 86 eurot, seega väheneksid tuuleparkide tulud 11,3% võrra. Lisaks lõpetaks toetuskava kavandatud versioon tulu potentsiaalse kasvu MWh kohta, mis on tingitud eeldatavast elektrienergia hindade kasvust, millega arvestasid investorid investeerimisotsuseid tehes.

Kavandatava õigusakti eesmärk ei ole reguleeriva korra muutmine mitte ainult uute tuuleenergia projektide jaoks (kus investeringut ei ole veel tehtud, välja arvatud projekti arenduskulud), vaid ka tagasiulatuvalt juba töös olevate projektide jaoks (kus on tehtud pöördumatud investeringud). Nendes projektidesse investorid tegid oma otsused, lähtudes kehtivast seadusandlusest ning eeldades, et valitsus täidab oma kohustusi.

Tuulepargil on õigus saada toetust ainult juhul, kui ta vastab Elering OÜ, Eesti ülekandesüsteemi operaatore, poolt seatud tehnilistele nõuetele. Ajalooline praktika näitab, et Elering OÜ tehnilistele nõuetele vastamine võtab keskmiselt alates poolaastast kuni aasta aega (Ernst & Young 2011). Tuulepark on valmis ning müüb elektrit elektribörsil, kuid tehniliste protseduuride mitteläbimise tõttu ei saa taastuvenergia toetust. Toetusest ilmajäämine esimesel operatsiooni aastal mõjutab tugevalt projekti rahavoogusid ning seega laenu teenindamist ja projekti kasumlikkust. Mõned tuuleparkide projektid töötavad juba rohkem kui viis aastat (Viru Nigula 24 MW, Skinest 12 MW), müües elektrit turule, saamata tehniliste mittevastavuse tõttu taastuvenergia toetust.

2.3. Investeeringute hindamise eeldused

Järgnev peatükk annab ülevaate tuuleparkide hindamismudelite tulude ja kulude projektsioonide taga olevatest eeldustest.

Võtmelemendid, mis määravad tuuleenergia tulud ja kulud on esitatud allpool:

- elektrienergia toodang, tulud elektrienergia müügist ja taastuvenergia toetus,
- tegevus- ja hoolduskulud (T&H), kindlustuskulud, tasakaalustamiskulud ja teised tegevuskulud,
- investeerimise püsikulud - peamiselt tuuleturbiinide ja nende paigaldamise kulud ning teised projekti arendus- ning planeerimiskulud,
- turbiini eluiga,
- kapitalikulu ehk diskontomäär.

2.3.1. Tuulepargi tulud

Elektrienergia toodang. Tuuleturbiinid ammutavad osa tuule kineetilisest energiast, mis puhutakse läbi tuuleturbiini rootori puhastatud pindala. Energia hulk, mida saab antud kohas ammutada, sõltub kohalikust tuulekliimast. Kohalik tuulekliima kipub olema ajas suhteliselt konstantne. Tavaliselt on turbiini aastase tuuleenergia tootmise standardhälve umbes 10% keskmisest (EWEA 2009).

Antud uurimuses analüüsitakse kavandatava taastuenergia toetuskeemi mõju suurematele parkidele (mille võimsus on reeglina suurem kui 3 MW). Analüüsitavad tuuleenergia investeeringud on toodud tabelis allpool.

Tabel 4. Analüüsitavate tuuleparkide nimekiri.

Tuulepark	Valmi- mise aasta	Toetuse saamise alguse aasta	Võimsus MW	Toodang MWh/ aastas	Kasutegur	Investeering, tuh eurot
Virtsu I	2002	2003	1,2	3 440	32,70%	1 239
Pakri	2005	2006	18,4	51 000	31,64%	21 666
Esivere	2005	2005	8,0	20 900	29,82%	8 847
Viru-Nigula	2007	2013	24,0	53 731	25,56%	23 203
Virtsu II	2008	2009	6,9	16 160	26,74%	7 784
Vanaküla	2009	2010	9,0	24 019	30,47%	12 765
Tooma I	2009	2010	16,0	44 851	32,00%	25 885
Virtsu III	2010	2010	6,9	18 000	29,78%	9 149
Skinest	2008	2013	12,0	33 000	31,39%	17 052
Aulepa	2010	2010	39,0	105 000	30,73%	57 520
Aulepa II	2011	2011	9,0	23 000	29,17%	11 185
Töötavad tuulepargid			150,4	393 101	29,84%	196 295
Aseri	2011	2012	24,0	66 107	31,44%	35 000
Paldiski 4E	2012	2012	22,5	68 070	34,54%	33 474
Paldiski EE	2012	2012	22,5	68 070	34,54%	33 474
Narva	2012	2012	39,1	90 000	26,34%	58 000
Tuulepargid ehitamisel			108,1	292 247	30,86%	159 948
Kokku			258,5	685 348	30,27%	356 243

Allikas: Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon.

Tuuleparkide eeldatav aastane bruto-toodang prognoositakse tuuleenergia konsultatsioonibüroode poolt ning see prognoos põhineb tuule pikaajalistel mõõtmistel

kohapeal. On eeldatud, et elektrienergia tootmismahud jäävad tuulepargi eluea jooksul konstantseks.

Toodangu prognoosi aluseks on tuuletingimused tuulepargi asukohas, tuuleturbiinide tüüp (nende võimsuskõver) ja ülekandevõrgu tehnilised kaod. Tehniline kättesaadavus on prognoositud tuuleturbiinide eelneva toimimise põhjal. Võrgukadudeks on prognoositud 2,5% kogutoodangust, tuuleturbiini tiibade jääumisest põhjustatud kadudeks on eeldatud 1,0% kogutoodangust. Seega netotoodang, mida müüakse elektri turul, arvutatakse järgmise valemi järgi.

$$(16) \quad \text{Müüdav toodang} = \text{bruto toodang} * (\text{tehniline kättesaadavus } \%) * (1 - \text{võrgukaod } \% - \text{jääumisest põhjustatud kaod } \%)$$

Elektri hind. Tuulepargi tulud arvutatakse järgnevalt: prognoositud elektrienergia hind pluss taastuvenergiatoetus korda planeeritav tootmismahut. Tegevuskulud sisaldavad jooksvat teenindust ja hooldust, kindlustust, haldamist, maarenti, kinnisvaramakse ja teisi kulusid. Eeldatakse, et Eesti tuuleparkides toodetud elektrienergia müüakse *Nord Pool Spot* elektriturul.

Tuulepargi väärtuse hindamise mudelis on kasutatud stohhastiliselt muutuvaid elektrienergia hindade prognoose, mille põhjal arvutab mudel stohhastilist projekti NPV-d. Kasutatakse järgmist valemit, et arvutada projekti NPV:

$$(17) \quad NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C(P_E; P_T)}{(1+r)^t} - C_0$$

kus: C_0 - tootmisüksuse ehituskulud;
 P_E - elektrienergia hind, mis muutub mudelis stohhastiliselt;
 P_T - subsiidium toodetud tuuleenergia eest;
 C - projektist lähtuv raha sissevool aastas t . See on P_c ja P_e funktsioon.

Pindyck (1999) analüüsis energiahindade pikaajalist evolutsiooni ning jõudis järeldusele, et geomeetrilise Browni liikumise (*GBM – Geometric Brownian Motion*) mudeli kasutamine energiahindade prognoosimiseks viib vähetõenäoliselt suurte vigadeni optimaalse investeerimise reeglites vaatamata argumentidele energiahindade

pikemas perspektiivis keskmisele taandumise kasuks, kuna see keskmisele taandumine on väike. Seda kinnitab ka Schwartz (1997), kes näitab, kuidas lihtne ühe-faktori mudel annab sama tulemuse kui kahe-faktori mudel, kui seda rakendatakse pikaajaliste varade hindamiseks.

Järgides seda lähenemist elektrihind on prognoositud kasutades geomeetrist Browni liikumist. *GBM* protsessis modelleeritakse energia hind $Y(t)$ järgmise võrrandina (Dixit ja Pindyck (1994: 71-72):

$$(18) \quad d \ln Y(t) = (\mu(t) - \frac{1}{2} \sigma^2) dt + \sigma dB(t),$$

kus μ - nihe või $Y(t)$ oodatav kasvumäär t_{i-1} ja t_i vahel
 σ - aastane oodatav volatiilsus
 $B(t)$ - arvuti poolt loodud stohhastiline (randomiseeritud) funktsioon

Nihke parameetri protsess on kirjeldatud allolevas valemis.

$$(19) \quad \Delta \mu(t) = \beta * (\bar{\mu} - \mu) * \Delta t$$

Nihke parameetri alguspunkt on leitud Skandinaavia elektrienergia forvardlepingute *Nord Pool* turul. Nihke parameetri alguspunkt on ühe ja kaheaastase forvardlepingute keskmine hinna vahe. Pikas perspektiivis eeldame, et nihe ühildub Euroopa Keskpanga poolt seatud inflatsiooni sihtmärgiga ($\bar{\mu}$). On eeldatud, et nihe inflatsiooni sihtmärgile lähenemise keskmine määr β on 0,2. Seega, et hinnaprotsessi nihe on ligikaudu 15 aasta pärast umbes võrdne aasta inflatsiooni määraga. Lastes nihke parameetril ühilduda inflatsiooni sihtmärgiga on eeldatud, et reaalsel pikaajalist kasvu elektri hindades ei ole. Selline eeldus on sarnane Konkurentsiameti poolt kasutatud eeldustega taastuenergia projektide kasumlikkuse analüüsi teostamisel (2010).

Volatiilsus on aastane oodatud elektrihindade volatiilsus, mida $Y(t)$ ajaloolisi andmeid kasutades arvutatakse järgneva valemiga:

$$(20) \quad \sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left\{ \frac{[y(t_i) - y(t_{i-1})]}{y(t_{i-1})} - \left(\frac{[y(t_i) - y(t_{i-1})]}{y(t_{i-1})} \right)^2 \right\}}$$

Põhinedes *International Energy Agency (IEA)* uuringule (2007) elektrihinna pikaajaline aasta volatiilsus on eeldatud 7,75%.

Kasutatud elektrihindade prognoosimise mudel on dünaamiline, stohhastiline ja *log*-normaalne, tagades prognoositud elektrihindade simuleeritud jaotuse üle nulli. Elektri hindade prognoosimise eesmärgiks on ennustada pikaajalisi hinnanihkeid, kuna investeerimise strateegia võtab pigem arvesse pikaajalisi kui lühiajalisi hinnamuutusi.

Monte Carlo simulatsioon (10 tuhat iteratsiooni) on kasutatud, et arvutada investeringute *NPV*-sid ja keskmine *NPV*-de väärtus on kasutatud kui projekti eeldatavat *NPV* väärtust. Kuna Monte Carlo meetod sisaldab algoritmide kordamist ja suurt hulka arvutusi, sobib selle meetodi kalkulatsioonide teostamiseks kasutada arvutit. Microsoft Office *Exceli add-in* tarkvara *MCSim* (Barreto ja Howlandi 2012) oli kasutatud simulatsioonide arvutamiseks.

Taastuenergia toetuse tulu. Tuuleenergia investeringute väärtuse hindamiseks on vajalik prognoosida toetuse tulu toodetud elektrienergia MWh kohta nii kehtiva, kui ka kavandatava toetuskeemi kohaselt. Selleks et prognoosida toetust MWh kohta järgmisteks aastateks, on vaja prognoosida Eesti tuuleparkide koguvõimsust. Tuleviku tuuleparkide koguvõimsuse prognoosimiseks on kasutatud kaks stsenaariumit:

- Stsenaarium A: kõik arendusprojektid realiseeritakse nii nagu ETEA tuleviku nägemus ette näeb (see tähendab 2015. aastaks Eestis on 412 MW² tuuleenergia võimsust).
- Stsenaarium B: pärast 2012. aasta lõppu turule ei tule enam uusi võimsusi, seega paigaldatud võimsus jääb 275 MW tasemele.

Aastase kogutoodangu arvutamiseks eeldatakse, et täiendavad tuulepargid valmivad aastaringelt. Seega 2013. aastal valminud lisavõimsusest eraldatakse esimene pool 2013. aastale ja teine pool 2014. aastale. Eeldatakse, et alates 2015. aastast on koguvõimsus stabiilne, mis tähendab, et täiendavaid tootmismahutusi ei lisata.

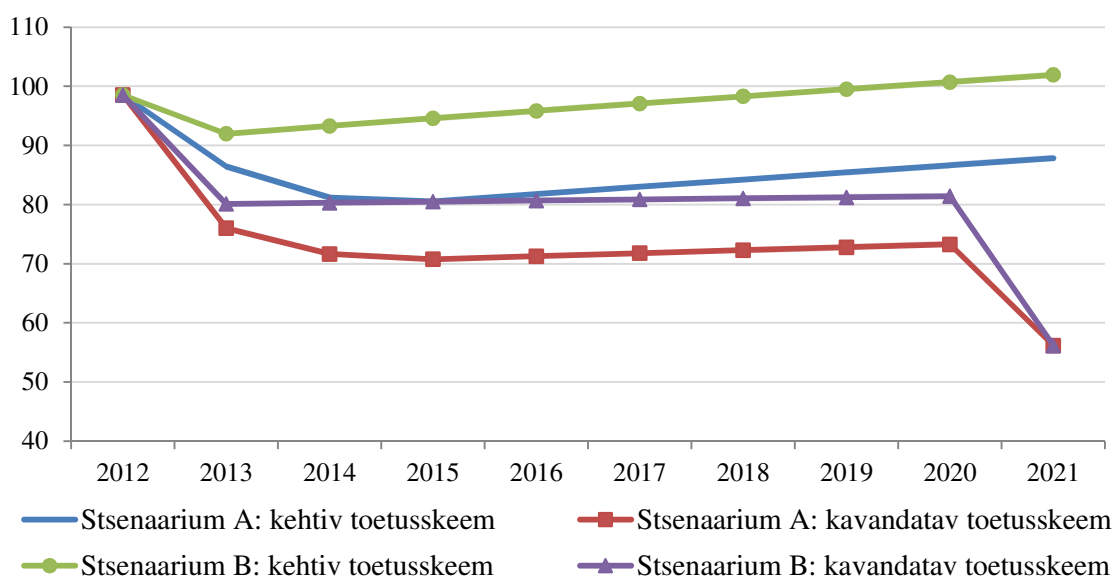
Tegelik toetus arvutatakse võttes aluseks kogutoodang ja tootmise ülempiir 600 GWh aastas. Toetus võrdub maksimaalse määraga (53,7 eurot/MWh kehtiva toetuskeemi

² Ojaküla, Tamba ja Varja I tuuleparkide võimsusi ei arvestata toetuste arvutamises, kuna need tuulepargid ei saa toetust kehtiva taastuenergia toetuskeemi raames, vaid on saanud investeerimistoetuse Keskkonnainvesteeringute Keskuselt.

kohaselt, 86 eurot/MWh miinus elektri hind kavandatava toetuskeemi kohaselt) kuni kogutoodang ei ületa tootmise ülempiiri 600 GWh aastas. Juhul kui kogutoodang ületab tootmise ülempiiri, toetus MWh kohta väheneb proportsionaalselt ülempiiri suhtarvuga kogutoodangusse. Tuuleparkide toodangu prognoosiks kasutame tuuleparkide keskmist kasutegurit (30%).

$$(21) \quad \text{Tegelik toetus MWh kohta} = \text{toetuse maksimaalne määr eurot/MWh} * (\text{tootmise ülempiir/kogutoodang}).$$

Arvutuste tulemusena saadud prognoositav tulu MWh kohta on esitatud graafikus allpool.



Joonis 2. Tulu MWh kohta prognoos erinevate stsenaariumite puhul (eurot/MWh) (autori koostatud).

- Stsenaarium A: kehtiva toetuskeemi kohaselt toetuse suurus MWh kohta 2013 – 2016 aastatel väheneb kuni 31,7 eurot/MWh tasemeni (millele lisandub tulu elektri müügist) 2016. aastal, mis teeb prognoositavaks tuluks 81,8 eurot MWh kohta. Kavandatava toetuskeemi kohaselt väheneb toetus MWh kohta kuni 71,3 eurot tasemeni aastal 2016.
- Stsenaarium B: Kehtiva toetuskeemi kohaselt toetuse suurus MWh kohta 2013 – 2016 aastatel väheneb kuni 45,8 eurot/MWh (millele lisandub tulu elektri müügist), mis teeb prognoositavaks tuluks 2016. aastal 95,9 eurot MWh kohta.

Kavandatava toetuskeemi kohaselt toetuse suurus MWh kohta jääb 80,7 eurot tasemele kuni 2020. aastani.

On eeldatud, et uued tuulepargid hakkavad saavama taastuenergia toetust kohaselt pärast elektrienergia tootmise alustamist.

Tulu heitgaaside koguste vähendamisest. On eeldatud, et tuulepargid müüvad heitkoguste vähendamise ühikuid. Heitkoguste vähendamisest lähtuva tulu aluseks on Kyoto protokoll, mis seab osapoolte eesmärkideks heitkoguste piiramise või vähendamise (Kyoto 2008). Need eesmärgid väljendavad lubatud heitkoguste tasemeid perioodil 2008 kuni 2012. Kyoto protokoll võimaldab heitkogustega kauplemise: riigid, kus on kasutamata heitkoguste kvoot, võivad müüa selle üleliigse mahu riikidele, kes on ületanud oma lubatud taseme.

Tulu heitkoguste vähendamisest on abikõlbulik ainult nende tuuleparkide puhul, millel on õnnestunud leida lepingupartner, kellele müüa üleliigsed heitkoguste ühikud. See teenitakse välja tegelikult toodetud elektrikoguse alusel. Heitkoguste vähendamise tulu indikaatiivses hinnamudelil põhineb järgmisel valemil:

$$(22) \quad \text{Tulu heitgaaside koguste vähendamisest} = \text{aastane netotoodang} * \text{heitkoguste vähendamise ühiku hind} * \text{CO}_2 \text{ koefitsient} * (1 - \text{CO}_2 \text{ komisjonitasu}).$$

CO₂ komisjonitasu on tasu, mida võtavad konsultandid heitkoguste vähendamise ühikute müügi korralduste eest ja see on eeldatud 10%. Heitkoguste vähendamise ühiku (*ERU – Emission Reduction Unit*) hind määratakse läbirääkimiste käigus müüja ja ostja vahel. ERU ühiku hind on eeldatud 2012. aasta detsembri kuu forvardlepingu põhjal, mis võrdub 3,89 eurot ühiku eest. (*ICE 2012*).

Kyoto protokollil kehtivuse pikendamine pärast 2012. aastat on vähe tõenäoline. Seega eeldatakse, et Kyoto protokollil ei pikendata pärast ja sellest ajast alates on heitkoguste vähendamise tulu null.

2.3.2. Tuulepargi tegevuskulud

Teenindus- ja hoolduskulud. Tuuleturbiinid nagu ka kõik teised tööstusseadmed nõuavad teenindust ja hooldust (*service & maintenance*), mis moodustavad märkimisväärse osa tuuleturbiini aastasest kogukulust. Turbiini teenindust ja hooldust pakuvad tavaliselt turbiinide tarnijad, kuid hooldaja võib valida ka teiste teenusepakujate seast. Reeglina maksumus sõltub tegelikust toodangust ja seda mõõdetakse eurodes toodetud MWh kohta. Tuginedes Saksamaa, Hispaania, Suurbritannia ja Taani kogemustele, on teenindus- ja hoolduskulud üldiselt hinnatud ligikaudu 12-15 eurole toodetud tuuleenergia MWh kohta terve tuuleturbiini eluea jooksul (EWEA 2009). Järgnevalt on välja toodud eeldatavad teenindus- ja hoolduskulud, mille aluseks on Ernst & Young-i poolt läbiviidud uuring Eesti tuuleenergiasektori kohta (2011).

Tabel 5. Teenindus- ja hoolduskulude prognoos.

Tuulepargi töö aasta	Teenindus- ja hoolduskulud, eurot /MWh
Aasta 1-7	6,0
Aasta 8-12	12,0
Aasta 13-20	18,0

Allikas: Ernst & Young-i Eesti tuuleenergia sektori uuring.

On eeldatud, et teenindus- ja hoolduskulud kasvavad oodatava inflatsiooni võrra. Eesti inflatsiooni määr aastatel 2012 – 2016 on eeldatud Rahandusministeeriumi 2012. aasta kevadise majandusprognoosi järgi (2012), pärast 2017. aastat on eeldatud, et inflatsiooni määr võrdub Euroopa Keskpanga poolt seatud inflatsiooni sihtmärgiga (2%) (ECB 2012).

Kindlustuskulud. Parkide kindlustuskulud arvutatakse välja esialgse investeeringu väärtuse põhjal. Kindlustust pakuvad tavaliselt suured Euroopa äriühingud ning kindlustuslepingus määratakse aastaseks kindlustusmaksiks kindel protsent investeeringu bilansilisest väärtusest. Põhimõtteliselt peaksid kindlustuskulud aja jooksul vähenema, sest vara asendusväärtus langeb. Samal ajal kaasnevad vanemate turbiinidega ka suuremad riskid, mis toob kaasa suuremad kindlustuskulud. Seetõttu eeldatakse, et kindlustuskulud püsivad muutumatutena. Põhinedes Ernst & Young-i

uuringule eeldame, et kindlustuskulud moodustavad 0,35% esialgsest koguinvesteeringust (2011).

Maa rentimise kulud. Tuulepargi arendaja peab maksma maaomanikele hüvitist tuuleturbiini paigutamise eest nende maale, mida saab kasutada muuks otstarbeks, näiteks põllumajanduseks. Tuuleparkide maa rentimise kulud võivad olla fikseeritud kas protsendina müügitulust või kindla aastase rendisummana. Põhinedes Ernst & Young-i uuringule, eeldame et rendikulud on 1% kogutuludest (2011) ning kulud kasvavad aastast oodatava inflatsiooni võrra.

Tasakaalustamiskulud. Tasakaalustamiskulu tuleneb Eesti seadusandlusest, mille kohaselt peavad tootjad hindama endi poolt toodetava energia hulka üks päev ette. Kui prognoos ei ole täpne, peab tootja bilansienergia turul kas ostma elektrit juurde (kui prognoos oli tegelikust toodangust väiksem) või müüma ülejääki (kui prognoos osutus tegelikust toodangust suurem). Selle kauplemisega seosega tekkib tuulepargil kulu, kuna bilansienergia müügihind on keskmisest elektribörsi *spot* hinnast madalam ning bilansienergia ostuhind on keskmisest *spot* hinnast kõrgem.

Uuringud Põhjamaade energiaturu *Nord Pool*-i kohta näitavad, et tuuleenergia tasakaalustamise kulu Põhjamaades on umbes üks euro toodetud tuuleenergia MWh kohta eeldusel, et umbes 10% kogu elektrienergiast moodustab tuuleenergia ning olemasolevad ülekande- ja turutingimused ei muutu (EWEA 2009). Selline tasakaalustamiskulude suurus on kooskõlas ka teiste riikide kogemustega. Seega tasakaalustamiskuludeks on eeldatud üks euro/MWh tasemel, mis püsib ajas stabiilsena.

Muud tegevuskulud. Muud tegevuskulud hõlmavad halduskulusid, auditeerimist, raamatupidamist ja ettenägematuid kulusid. Põhinedes Ernst & Young-i uuringule on eeldatud kõigi tuuleparkide muud tegevuskulud tasemel 6 000 eurot paigaldatud MW kohta. On eeldatud, et muud tegevuskulud kasvavad ajas vastavalt oodatavale inflatsioonile (2011).

Kulum. Kulum on mitterahaline kulu ja selle mõju vabale rahavoole reeglina ilmneb vaid ettevõtte tulumaksu arvutamisel. Tuuleenergia tööstuses üldlevinud praktika

eeldab, et tuulepargi oodatav majanduslikult kasulik eluiga on 20 aastat (EWEA 2010). On eeldatud, et tuulepargi varad amortiseeritakse kasutades lineaarset amortisatsiooni.

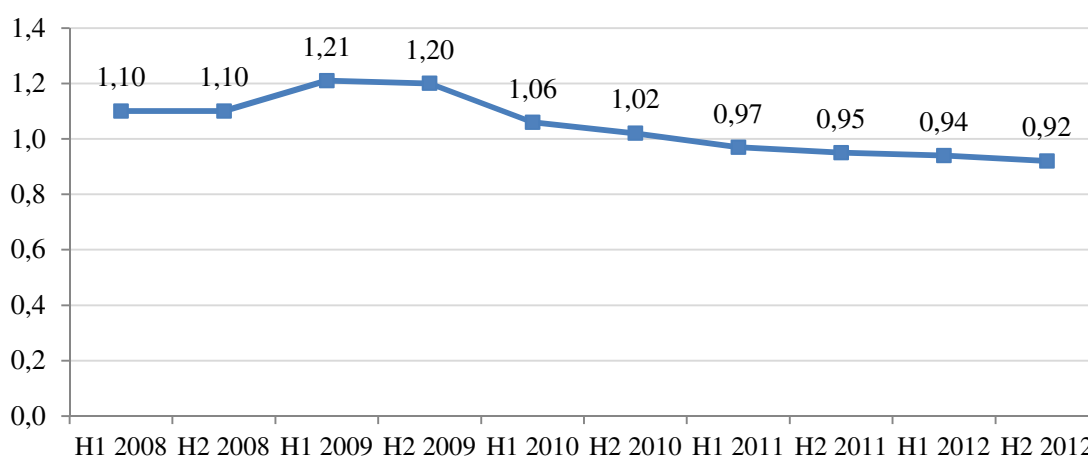
Finantskulud. Finantskulud on laenude intressimakseid. Tuulepargid kasutavad tavaliselt oma laenude intressimäärade fikseerimiseks *swap*-lepinguid. Eeldame, et tuulepargi fikseeritud intressimäär on 5%. Juba töös olevate projektide finantsprognosides kasutame reaalselt pangalaenude saldod 31.12.2011 seisuga. Arendusprojektide puhul prognoositakse, et laenukapital moodustab 70% koguinvesteeringust, mille tulemuseks on omakapitali 30%-line osakaal. Pangalaenud planeeritakse tagasi maksta vastavalt 12 aastasele annuiteet-graafikule.

Tulumaks. Eestis on reinvesteeritud ettevõtte kasumi tulumaks 0%. Ettevõtte tulumaksu kohaldatakse ainult jaotatud kasumi (st dividendid) suhtes. Ettevõtte tulumaksumäär 2012. aastal on 21% dividendide brutosummast (s.t. 21/79 netodividendina välja makstud summast). Kuna Eestis makstakse tulumaksu ainult dividendide pealt, tuleb tulumaksukulude arvutamiseks hinnata firma dividendipoliitikat. On eeldatud, et vastavalt tuuleparkide firmade dividendipoliitikale makstakse kogu vaba rahavoog aktsionäridele (*Free Cash Flow to Equity - FCFE*) välja dividendidena. Tulenevalt asjaolust, et dividendid deklareeritakse tavaliselt pärast eelarveaasta lõppu, tekib ka tulumaksukohustus järgmisel aastal. Seega toimub tulumaksuga seonduv rahavoog üks aasta hiljem. On eeldatud, et tulumaksu määr jääb muutumatuks kuni prognoosimisperioodi lõpuni.

2.3.3. Investeerimiskulud

Tuuleenergia projektide investeeringute struktuuris domineerivad tuuleturbiinide investeerimiskulud. Turbiini osa kogumaksumuselt on keskmiselt 75%, võrguühenduse investeeringmoodustavad ligikaudu 9% ja vundamendid ligikaudu 7%. Muud kulukomponendid, nagu kontrollisüsteemid, konsultantsiooni teenuste kulud, finantskulud ja teedehitus moodustavad vaid väikese osa kogu investeerimiskuludest (EWEA 2009).

Vastavalt Bloomberg New Energy Finance uuringule on hinnatase turbiini puhul, mis antakse töösse aastal 2012, keskmiselt 0,93 miljonit eurot MW paigaldatud võimsuse kohta, mis on 3,1% võrra madalam võrreldes 2011. aastaga ja 11% võrra madalam võrreldes 2010. aastaga. Turbiini hind, mis antakse töösse 2012. aasta teisel poolel, on veelgi madalam (0,92 miljonit eurot/MW). Bloomberg New Energy Finance uuringus on jõutud järelduseni, et määramatus võtmeturgudel ja madalad energiahinnad on negatiivselt mõjutanud nõudlust tuuleturbiinide järele, pannes tootjaid veelgi suurema hinnasurve alla (Bloomberg 2012).



Joonis 3. Keskmine tuuleturbiini hind MW kohta. Bloomberg New Energy Finance Wind Turbine Price Index (autori koostatud).

Ernst & Young (2011) pakkusid oma Eesti tuuleenergiasektori uuringus, et investeerimiskulu Eesti tuuleparkidesse 2012. aastal on umbes 1,4 miljonit eurot installeeritud MW kohta, millest 1 miljon eurot/MW on kontrollisüsteemiga tuuleturbiini kulu ja 0,4 miljonit eurot/MW on muud kulud. Praktikutega intervjuudel saadud informatsiooni põhjal, allolevas tabelis on esitatud prognoositav tuulepargi investeerimiskulude eelarve (Nelja Energia 2012).

Tabel 6. Investeeringiskulude eelarve tuulepargi ehitamisel 2012. a.

	Kulu tuh eurot / MW	Allikas
Tuuleturbiin	930	Blomberg New Energy Finance (BNEF). 2012.a keskmine
SCADA tootmise kontroll süsteem	80	Praktikute kogemus
Võrguühendus	93	BNEF. 2008-2011.aa keskmine
Turbiini paigaldus	83	BNEF. 2008-2011.aa keskmine
Vundamendid	79	BNEF. 2008-2011.aa keskmine
Kaablid	59	BNEF. 2008-2011.aa keskmine
Teed ja teised tsiviilehituse kulud	48	BNEF. 2008-2011.aa keskmine
Projekti juhtimine	20	Praktikute kogemus
Omaniku järelvalve	10	Praktikute kogemus
Kogu investeering	1 402	

Allikas: Bloomberg New Energy Finance, Nelja Energia.

Viimaste aastate tuuleturbiinide hindade tendentsi põhjal on eeldatud, et tuuleturbiini investeering MW kohta lähiaastatel väheneb. Tabel allpool annab ülevaate tuuleturbiini investeeringu maksumuse prognoositavast arengust. On eeldatud, et alates 2016. aastast kasvab tuuleturbiini maksumus prognooside kohaselt vastavalt oodatavale inflatsioonile.

Tabel 7. Tuuleturbiini investeeringu maksumuse prognoos.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tuuleturbiini investeering koos (tuh. eurot MW kohta)	930	921	916	916	916	934	953	972
Kasv aastas (%)	-3,1%	-1,0%	-0,5%	0,0%	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Allikas: Bloomberg New Energy Finance, autori arvutused.

On eeldatud, et turbiinidega mitteseotud kapitalikulud paigaldatud MW võimsuse kohta kasvavad aastas oodatava inflatsiooni võrra.

Tuuleenergia tööstuses üldlevinud praktika eeldab, et tuulepargi oodatav majanduslikult kasulik eluiga on 20 aastat (EWEA 2010). Nii nagu tuulepargi eeldatav eluiga on 20 aastat, on finantsprognooside periood 20 aastat, pärast mida ei oodata rahavoogusid. Tegelikult oleks maa (juhul kui tuulepark on omanikuks) ja võrguühenduste väärtus, millest on lahutatud vanade tuulikute lammutamise kulud, ilmselt suurem kui null ja

osutuks võimalikuks jätkata tuuleenergia tootmist tingimusel, et turbiinid vahetatakse välja. See aga nõuab täiendavaid investeeringuid, mida on üsna raske prognoosida. On eeldatud, et täiendavate rahavoogude puhasväärtus ei muuda märkimisväärselt investeeringute väärtust, kuna diskontotegur, mis diskonteerib rahavood, mis tekkivad 20 – 40 aasta pärast, on 0,1 – 0,2 tasemel ning täiendavate rahavoogude lisanduv väärtus on võrdlemisi marginaalne. Seega on eeldatud, et potentsiaalsete investeeringute netomõju ja täiendavad rahavood pärast tuulepargi 20 aasta opereerimist ei oma märkimisväärsel mõju investeeringu väärtusele ning ei ole lisatud väärtuse hindamisse.

2.3.4. Ettevõtte kapitali keskmine hind

Ettevõtte väärtuse hindamine vaba rahavoogude aktsionäridele põhjal nõuab, et ettevõtte kapitali hinda kasutatakse diskontomäärana, et jõuda vara väärtuseni.

Omakapitali hind tuuleenergia sektori investeeringute puhul on arvatud, kasutades kapitali vara hindamise mudelit:

$$(23) \quad \text{Omakapitali hind} = \text{riskivaba tulumäär} + \text{riigi riskipreemia} + \text{beeta} * \text{turu riskipreemia} + \text{mittelikviidsus firma/väikefirma preemia}$$

Eesti tuuleparkide investeeringute omakapitali hinna arvutus on toodud allpool.

Tabel 8. Omakapitali hinna arvutus.

Omakapitali hind	
Riskivaba määr	2,6%
Riigi riskipreemia	1,3%
Võimenduseta beeta	0,47
D/E	0,94
Tulumaks	27%
Võimendusega beeta	0,79
Turu riskipreemia	5,6%
Mittelikviidsus / väikefirma preemia	4,1%
Omakapitali hind (töötav tuulepark)	12,4%

Allikas: Autori arvutused.

Järgnevalt on välja toodud omakapitali hinna osad.

Riskivaba määr. Tavaliselt kasutatakse riskivaba määra lähendnäitajana keskmise tähtajaga valitsuse võlakirjadelt saadavat tulu. Eesti valitsus ei ole emiteerinud likviidselt kaubeldavaid võlakirju, mistõttu riskivaba määrana on kasutanud euroala AAA-reitinguga valitsuse võlakirjade riskivaba määra (seisuga 31.12.2011), millele on lisatud riigi riskipremia.

Riigi riskipremia. Kuna euroala AAA krediidi reitinguga võlakirjad ei ole otseselt seotud Eestiga, on lisanud riigi riskipremia, et saada riskivaba määr Eesti puhul. Riigi riskipremia määr on arvutatud vastavalt Damodaran-i soovitusel (2010) ning põhineb Eesti *Moody A1* krediidireitingul.

Beetakordaja. Kasutatud beeta kordaja põhineb võrreldavate (samal valdkonnas tegutsevate) ettevõtete andmetel, mis on võetud Bloomberg-i andmebaasist. Andmete valimisse kuulub üksteist Euroopa ettevõtet. Ettevõtete nimekiri koos nende beetakordajate andmetega on toodud lisas. Arvutustes on kasutatud valitud ettevõtete 3-aastaseid võimendusega beeta näitajaid. Selleks et jõuda oma eesmärgi võimendusega beetani – võtame kõigepealt võrreldavatel ettevõtetelt saadud beetadelt võimenduse ja võimendame seejärel nad uuesti, kasutades võrreldavate ettevõtete laenukapital/omakapital (*Debt/Equity*) suhtarvu mediaani. Võimendusega beeta arvutatakse järgmise valemi järgi:

$$(24) \quad \text{Võimendusega beeta} = \text{võimenduseta beeta} * (1 + (1 - \text{ettevõtte tulumaksu määr}) * D/E)$$

Turu riskipremia. On kasutatud turu riskipremia, mis baseerub Ibbotson Associates SBBI uuringul (ajalooline 1926 – 2006 varade riskipremia, mis baseerub *S&P 500* indeksil), mida on kohandanud võttes arvesse oodatavat tuleviku volatiilsust. On mõned riigispetsiifilised erinevused turu riskipremias – üldiselt sõltub turu riskipremia antud turul sellistest teguritest nagu riigi majanduse muutlikkus, poliitiline risk ning turu struktuur. Kuid kuna riigi riskipremia on juba eelnevalt arvesse võetud, siis topeltarvestuse vältimiseks turu riskipremiana on kasutatud vastavalt Damodarani soovitudele AAA krediidireitinguga riigi riskipremia. On eeldatud, et turu riskipremia on 5,6%, mis on ettevõtete poolt kasutatud keskmine turu riskipremia (Fernandez 2011).

Mittelikviidsus- /väikefirma preemia. CAPM mudel on kohandatud võtmaks arvesse väikefirma preemiat, kuna ettevõtted Bloomberg andmebaasis on suuremad kui analüüsitavad tuuleenergia projektide portfell või üksikud tuuleenergia arendusprojektid. Mitmed börsilt saadavate tulude uuringud on näidanud, et investorid nõuavad väiksematelt ettevõtetelt suuremat tulu (Ibbotson 2011). Seetõttu näitab beetakordaja Bloomberg andmebaasis madalamat riski, kui oleks asjakohane väikeste ja noteerimata ettevõtete puhul. Ibbotson-i uuring pakub, et *micro-cap* ettevõtete puhul (kapitalisatsioon vähem kui 300 miljonit dollarit) mittelikviidsus/väikefirma preemia on 4,07% (Ibbotson 2011).

Ettevõtte kapitali keskmine hind (*weighted average cost of capital – WACC*) on arvutatud kapitali hindade kaalutud keskmise väärtusena kapitali liikide kaupa, eeldades optimaalset kapitali struktuuri, mis on leitud võrreldavate ettevõtete laenukapital/omakapital (*Debt/Equity*) suhtarvu mediaani põhjal. Laenukapitali hinnaks on eeldatud 5%, mis on samuti kasutatud tuuleparkide rahavoogude prognoosides panga laenu intressina.

Tabel 9. Ettevõtte kapitali keskmise hinna arvutus.

Ettevõtte kapitali keskmine hind	
Omakapitali hind	12,4%
Omakapitali osakaal	0,52
Laenukapitali hind	5,0%
Laenukapitali hind	0,48
Ettevõtte kapitali keskmine hind	8,8%

Allikas: Autori arvutused.

2.4. Kavandatava toetuskeemi mõju töötavate tuuleparkide väärtusele

Kasutades eelpool kirjeldatud metodoloogiat ja eeldusi arvutas autor, kuidas kavandatav taastuenergia toetuskeemi muutus mõjutab töötavate tuuleparkide investeeringute tootlusi ja väärtusi. Investeeringute väärtused on hinnatud seisuga 31.12.2011.

Eeldades stsenaariumi A (kõik arendusprojektid realiseeritakse nii nagu ETEA nägemus ette näeb, s.t. 2015. aastaks on Eestis tuuleenergia võimsusi 412 MW), on arvatud tuuleenergia projektide sisemised tasuvusmäärad (*internal rate of return – IRR*).

Kehtiva taastuenergia toetuskeemiga töötavate tuuleparkide keskmine sisemine tasuvusmäär on 8,58%. Kavandatava toetuskeemiga töötavate tuuleparkide keskmine sisemine tasuvusmäär on 6,83%. Seega toetuskeemi muudatus vähendab oodatava keskmise tasuvusmäära 1,75 protsendipunkti võrra, kusjuures mõju aastatel 2002 – 2005 tootmist alustanud projektide tootlustele on marginaalne (keskmiselt 0,50% tasuvusmäära vähenemine), samas mõju 2012. aastal tootmist alustanud projektide tootlustele on märkimisväärne (keskmiselt 2,52% tasuvusmäära vähenemine). See on tingitud sellest, et taastuenergia projektid saavad taastuenergia toetuse tulu 12 aastat ning aastatel 2002 – 2005 tootmist alustanud projektid saavad toetuse veel vaid 3 – 5 aastat, seega toetuskeemi muudatus ei mõjuta nende projektide rahavooge samal määral kui nende projektide puhul, mis peaks saama taastuenergia toetust veel 12 aastat.

Allpool toodud tabel näitab taastuenergia toetuskeemi muudatuse mõju konkreetsete tuuleenergia investeeringute sisemistele tasuvusmääradele.

Tabel 10. Kavandatava toetuskeemi mõju töötavate tuuleparkide sisemistele tasuvusmääradele, stsenaarium A.

	Tootmise alustamise aasta	Kehtiv toetuskeem	Kavandatav toetuskeem	Sisemise tasuvusmäära muutus
Virtsu 1	2002	11,97%	11,77%	0,20%
Esivere	2005	10,37%	9,65%	0,72%
Pakri	2005	10,02%	9,45%	0,57%
Viru-Nigula	2007	7,33%	5,36%	1,97%
Virtsu 2	2008	11,88%	10,69%	1,19%
Skinest	2008	5,21%	3,09%	2,12%
Aulepa	2009	7,43%	6,08%	1,35%
Tooma 1	2010	7,56%	5,82%	1,74%
Vanaküla	2010	8,26%	6,49%	1,77%
Virtsu 3	2010	11,15%	9,14%	2,01%
Aulepa 2	2012	9,61%	7,07%	2,54%
Aseri	2012	7,20%	4,66%	2,54%
Paldiski 4E	2012	7,97%	5,48%	2,50%
Paldiski EE	2012	8,08%	5,52%	2,56%
Narva	2012	4,65%	2,18%	2,47%
Keskmine projektide sisemine tulumäär		8,58%	6,83%	1,75%
Keskmine projektide sisemise tulumäära usaldusvahemik (95%)		(5,5%; 11,7%)	(3,8%; 9,9%)	

Allikas: autori arvutused.

Monte Carlo simulatsioonide põhjal tõenäosus, et kavandatava toetuskeemiga keskmine projektide sisemine tasuvusmäär kukub alla AAA krediitreeitinguga Euroopa Liitu kuuluvate riikide 20- aastase tähtajaga võlakirjade tootluste (3,062% seisuga 31.12.2011) on 1,15%.

Eeldades stsenaariumi A, kehtiva toetuskeemiga tuulenergia investeeringute väärtus on 316 049 tuh. eurot. Kavandatava toetuskeemiga investeeringute väärtus on 268 162 tuh. eurot. Seega investeeringute väärtus taastuenergia toetuskeemi muudatusega väheneb 15,2% ehk 47 887 tuh. eurot.

Tabel 11. Kavandatava toetuskeemi mõju töötavate tuuleparkide väärtusele, stsenaarium A.

	Kehtiv toetuskeem (tuh. eurot)	Kavandatav toetuskeem (tuh. eurot)	Väärtuse langus (tuh. eurot)	Väärtuse langus (%)
Investeeringute keskmine <i>NPV</i>	316 049	268 162	47 887	15,2%
Usaldusvahemik 95%	(230 898; 413112)	(201 797; 344 276)		

Allikas: autori arvutused.

Eeldades stsenaariumi B (pärast 2012. aasta lõppu ei tule turule enam uusi võimsusi, seega paigaldatud võimsus jääb 275 MW tasemele), kehtiva taastuvenergia toetuskeemiga töötavate tuuleparkide keskmine sisemine tasuvusmäär on 9,93%. Kavandatava toetuskeemiga töötavate tuuleparkide keskmine sisemine tasuvusmäär on 7,64%. Seega toetuskeemi muudatus vähendab oodatava keskmise tasuvusmäära 2,29 protsendipunkti võrra. 2012. aastal tootmist alustanud projektide tootlused kavandatava taastuvenergia toetuskeemi jõustamisel väheneks keskmiselt 3,38 protsendipunkti võrra. Allpool toodud tabel näitab taastuvenergia toetuskeemi muudatuse mõju konkreetsete tuuleprojektide sisemistele tasuvusmääradele.

Tabel 12. Kavandatava toetuskeemi mõju töötavate tuuleparkide sisemistele tasuvusmääradele, stsenaarium B.

	Tootmise alustamise aasta	Kehtiv toetuskeem	Kavandatav toetuskeem	Sisemise tasuvusmäära muutus
Virtsu 1	2002	12,13%	11,89%	0,24%
Esivere	2005	11,14%	10,22%	0,92%
Pakri	2005	10,62%	9,90%	0,72%
Viru-Nigula	2007	8,63%	6,15%	2,48%
Virtsu 2	2008	13,10%	11,58%	1,52%
Skinest	2008	6,59%	3,89%	2,70%
Aulepa	2009	8,62%	6,86%	1,75%
Tooma 1	2010	8,98%	6,71%	2,27%
Vanaküla	2010	9,66%	7,36%	2,30%
Virtsu 3	2010	12,81%	10,22%	2,60%
Aulepa 2	2012	11,62%	8,21%	3,41%
Aseri	2012	8,97%	5,59%	3,37%
Paldiski 4E	2012	9,78%	6,43%	3,35%
Paldiski EE	2012	9,96%	6,51%	3,45%
Narva	2012	6,32%	3,01%	3,31%
Keskmine projektide sisemine tulumäär		9,93%	7,64%	2,29%
Keskmine projektide sisemise tulumäära usaldusvahemik (95%)		(7,30%; 12,68%)	(5,15; 10,16%)	

Allikas: autori arvutused.

Monte Carlo simulatsioonide põhjal tõenäosus, et kavandatava toetuskeemiga keskmine projektide sisemine tasuvusmäär kukub alla AAA krediitireitinguga Euroopa Liitu kuuluvate riikide 20- aastase tähtajaga võlakirjade tootluste (3,062% seisuga 31.12.2011) on 0,02%.

Eeldades stsenaariumi B, kehtiva toetuskeemiga tuulenergia investeeringute väärtus on 357 067 tuh. eurot. Uue toetuskeemiga aktive väärtus on 290 133 tuh. eurot. Seega investeeringute väärtus taastuenergia toetuskeemi muudatusega väheneb 18,7% ehk 66 934 tuh. eurot.

Tabel 13. Kavandatava toetuskeemi mõju töötavate tuuleparkide väärtusele, stsenaarium B.

	Kehtiv toetuskeem (tuh. eurot)	Kavandatav toetus skeem (tuh. eurot)	Väärtuse langus (tuh. eurot)	Väärtuse langus (%)
Aktivate keskmine NPV	357 067	290 133	66 934	18,7%
Usaldusvahemik 95%	(273 716; 452 394)	(231 619; 357 810)		

Allikas: autori arvutused.

Stsenaarium B on tõenäolisem areng, kuna uus toetuskeem ei motiveeri investeringuid (vt. allpool analüüs kavandatava taastuvenergia toetuskeemi mõjust tulevastele investeringutele).

2.5. Kavandatava toetuskeemi mõju tulevastele investeringutele

Käesolevas alapeatükis analüüsitakse kavandatava taastuvenergia toetuskeemi mõju tulevastele investeringutele tuuleenergia sektorisse. Otsitakse vastust küsimusele kas kavandatav toetuskeem pakub ratsionaalsetele investoritele piisavalt tootlust, et teha uusi investeringuid ning kas riikliku taastuvenergia tegevuskava eesmärk (400 MW tuuleenergia võimsust) on saavutatav.

Vastamaks eelnevale küsimusele tuleb arvutada uute tuuleparkide projektide kapitali investeeringu tootlust kavandatava toetuskeemiga. Eeldame, et investoril on olemas ehitusluba 30 MW võimsusega tuulepargile, mille eeldatav kasutegur on 30% baasstsenaariumis, kuna seda võib pidada representatiivseks tuule potentsiaaliks uute projektide puhul. Eeldame, et investoril on võimalik investeerida perioodil 2012 – 2016. Samuti eeldatakse, et investeeringu otsus tehakse aasta alguses ning tuulepargi ehitamisele läheb üks aasta.

Kehtiv toetuskeem motiveerib investeringuid. Investeering tuuleparki on tasuv igal aastal perioodi 2012 – 2016 jooksul, seega investeringute tegemine hakkab sõltuma

sellest, millal investor saab kõik vajalikud load tuulepargi ehitamiseks. Allpool olev tabel annab ülevaate projekti oodatavatest tootlustest ja *NPV*-dest perioodil 2012 – 2016.

Tabel 14. Uue projekti oodatavad tootlused ja *NPV*-d kehtiva toetuskeemiga.

Investeeringu tegemise aasta	2012	2013	2014	2015	2016
Projekti oodatav sisemine tasuvusmäär (%)	9,77%	9,95%	10,07%	10,13%	10,23%
Projekti oodatav sisemise tasuvusmäära usaldusvahemik (95%)	(5,1%; 14,5%)	(4,9%; 15,1%)	(4,6%; 15,7%)	(4,3%; 16,2%)	(4,0%; 16,6%)
Projekti oodatav <i>NPV</i> (tuh. eurot)	2 363	2 814	3 151	3 348	3 641
Tõenäosus, et sisemine tasuvusmäär on madalam kui AAA krediitireitinguga 20-aastase Euroopa Liidu valitsuste võlakirjade tootlus	0,27%	0,42%	0,53%	0,85%	1,11%

Allikas: autori arvutused.

Monte Carlo simulatsioonide põhjal tõenäosus, et 2012. aastal tehtud investeeringu puhul kehtiva toetuskeemiga projekti sisemine tasuvusmäär kukub alla AAA krediitireitinguga Euroopa Liitu kuuluvate riikide 20-aastase tähtajaga võlakirjade tootluste (3,062% seisuga 31.12.2011) on 0,27%.

Tehtud tasuvusmäära sensitiivsuseanalüüs tuulepargi kasuteguri suhtes näitab, et uued investeeringud tehakse ainult tugeva tuuleressursiga projektidesse, kuna 27,5% kasuteguriga tuulepark ei anna kapitali keskmisest hinnast kõrgemat tootlust.

Tabel 15. Projekti oodatav sisemise tasuvusmäära sensitiivsuseanalüüs tuulepargi kasuteguri suhtes.

	2012	2013	2014	2015	2016
Kasutegur 30% +2,5%	11,14%	11,32%	11,45%	11,51%	11,61%
Kasutegur 30%	9,77%	9,95%	10,07%	10,13%	10,23%
Kasutegur 30% -2,5%	8,36%	8,53%	8,65%	8,71%	8,8%

Allikas: autori arvutused

Kuna taastuenergia toetuse suurus toodetud MWh kohta sõltub paigaldatud tuuleenergia võimsusest turul, avaldab uute tuuleparkide turuletulek negatiivset mõju investeeringute oodatavatele tootlustele. Seega pärast teatud koguvõimsuse saavutamist oodatav toetuse määr ning projekti tootlus väheneb tasemeni, mis ei motiveeri enam investoreid uutesse võimsustesse investeerima. Samas kuna finantsprojektsioonides on prognoositud elektrihinna kasv, siis tuuleparkide koguvõimsus, mille puhul uus projekt genereerib investoritele kapitalihinnast kõrgema tootluse, suureneb ning turule peaks tulema uued tuuleenergia võimsused. Eeldusel, et investorid investeerivad projektidesse siimaani, kuni nende oodatav tootlus on kõrgem kui kapitali keskmine hind, on uute tuuleenergia võimsuste prognoositav turuletulek toodud tabelis allpool.

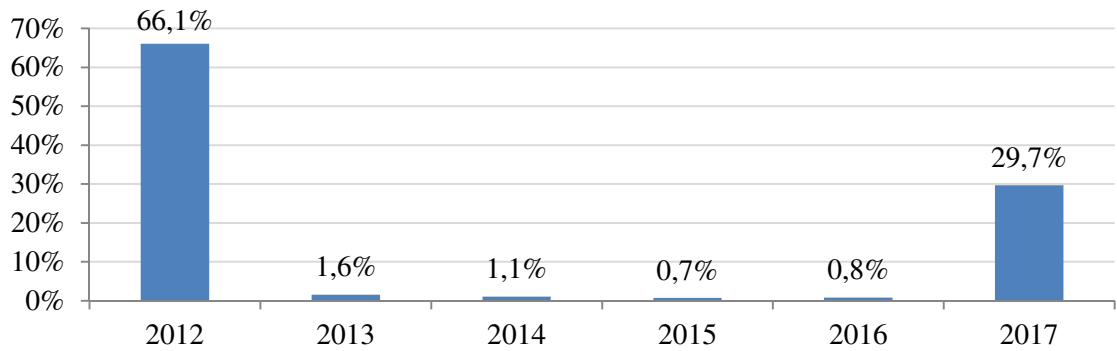
Tabel 16. Uute tuuleenergia võimsuste prognoositav turuletulek.

Investeeringu tegemise aasta	2012	2013	2014	2015	2016	Kokku 2012-2106
Uued tuuleenergia võimsused (MW)	71,1	11,6	6,1	1,2	9,9	99,9

Allikas: autori arvutused.

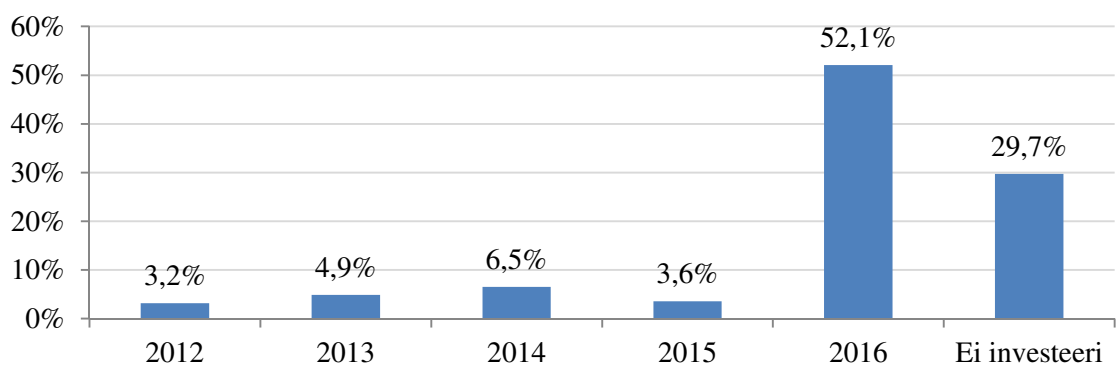
Seega perioodil 2013 – 2017 on oodata umbes 100 MW uusi tuuleenergia võimsusi. Arvestades, et 2012. aasta lõpuks on valmis 275 MW tuuleenergia võimsusi ning tuulepargid võimsusega 18 MW said toetuse heitgaaside kvootide müügist, on prognoositav tuuleenergia koguvõimsus 2017. aastal Eestis 393 MW, mis on umbes võrdne riikliku taastuenergia tegevuskava eesmärgiga 400 MW. Seega võib järeldada, et kehtiv toetuskeem motiveerib investeeringuid tuuleenergia sektorisse sellises mahus, et taastuenergia tegevuskava eesmärk saaks täidetud.

Eeldades, et investorid kasutavad investeerimisotsuste tegemisel *NPV* meetodit (investeerida kohe, kui *NPV* on positiivne), siis Monte Carlo simulatsioonide põhjal 66% tõenäosusega tehakse investeering 2012. aastal. Allpool olev graafik näitab tõenäosusi, millal investorid teevad oma investeeringu või ei tee üldse, eeldusel, et investorid kasutavad *NPV* meetodit.



Joonis 4. Investeermise ja mitteinvesteermise tõenäosused kehtiva toetuskeemiga, eeldusel, et investorid kasutavad investeermisotsuste tegemisel *NPV* meetodit (autori koostatud).

Eeldades, et investorid kasutavad investeermisotsuste tegemisel reaaloptsiooni lähenemist ning valivad optimaalset investeeringu tegemise ajastust, Monte Carlo simulatsioonide põhjal suure tõenäosusega lükkavad investorid investeermise edasi. Kõige tõenäolisemalt (52%) on optimaalseim investeermise aasta 2016. Kasutatava reaaloptsiooni näol on tegemist nn kollektiivse optiooniga, mis maksimeerib kogu turu investeeringute väärtust ning investeermisotsuste tegemise ajastuse optimeermisel ei ole arvestatud üksikute investorite otsustega. Allpool olev graafik näitab tõenäosusi, millal investorid teevad oma investeeringu või ei tee üldse, eeldusel, et investorid kasutavad reaaloptsiooni meetodit.



Joonis 5. Investeermise ja mitteinvesteermise tõenäosused kehtiva toetuskeemiga, eeldusel, et investorid kasutavad investeermisotsuste tegemisel reaaloptsiooni lähenemist (autori koostatud).

Kehtiva toetuskeemiga ehitusloa ehk reaaloptsiooni väärtus on 6 216 tuh. eurot, mis teeb 207 tuh. eurot ühe MW eest.

Kavandatav toetuskeem ei motiveeri uusi investeeringuid tuulenergia sektorisse, kuna representatiivse projekti keskmine NPV on negatiivne. Allpool olev tabel annab ülevaate projekti oodatavatest tootlustest ja NPV-dest perioodil 2012 – 2016.

Tabel 17. Uue projekti oodatavad tootlused ja NPV-d kavandatava toetuskeemiga.

Investeeringu tegemise aasta	2012	2013	2014	2015	2016
Projekti oodatav sisemine tasuvusmäär (%)	5,96%	5,68%	5,40%	5,08%	4,80%
Projekti oodatav sisemise tasuvusmäära usaldusvahemik (95%)	(1,1%; 10,7%)	(-0,1%; 11,2%)	(-1,2%; 11,2%)	(-2,5%; 12,2%)	(-3,7; 12,7%)
Projekti oodatav NPV (tuh. eurot)	-6 840	-7 507	-8 247	-9 171	-10 035
Tõenäosus, et sisemine tasuvusmäär on madalam kui AAA krediitireitinguga 20-aastase Euroopa Liidu valitsuste võlakirja tootlus	12,73%	18,60%	23,91%	29,09%	33,29%

Allikas: autori arvutused.

Monte Carlo simulatsioonide põhjal tõenäosus, et 2012. aastal tehtud investeeringu puhul kehtiva toetuskeemiga projekti sisemine tasuvusmäär kukub alla AAA krediitireitinguga Euroopa Liitu kuuluvate riikide 20- aastase tähtajaga võlakirjade tootluste (3,062% seisuga 31.12.2011) on 12,73%.

Tehtud tasuvusmäära sensitiivsuseanalüüs tuulepargi kasuteguri suhtes näitab, et uusi investeeringuid ei tehta isegi tugeva tuuleressursiga projektidesse, kuna 32,5% kasuteguriga tuulepark ei anna kapitali keskmisest hinnast kõrgemat tootlust.

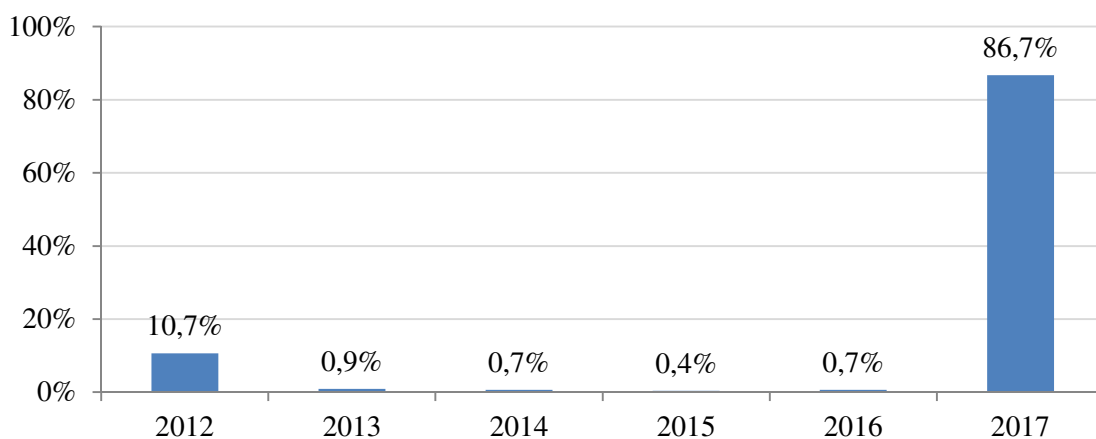
Tabel 18. Projekti oodatav sisemine tasuvusmäär sensitiivsuseanalüüs tuulepargi kasuteguri suhtes.

	2012	2013	2014	2015	2016
Kasutegur 30% +2,5%	7,19%	6,91%	6,62%	6,26%	5,95%
Kasutegur 30%	5,96%	5,68%	5,40%	5,08%	4,80%
Kasutegur 30% -2,5%	4,68%	4,41%	4,14%	3,84%	3,59%

Allikas: autori arvutused.

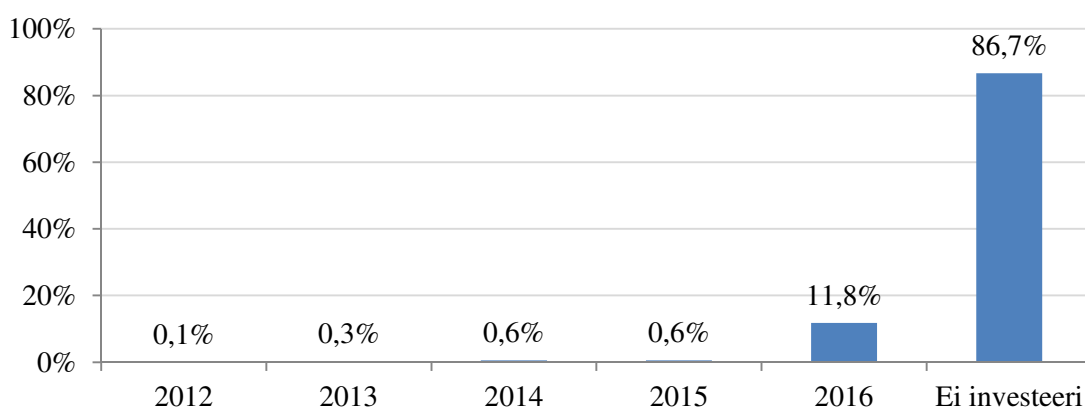
Eeldusel, et investorid investeerivad ainult juhul, kui projektide oodatav tootlus on kõrgem kui kapitali keskmine hind, kavandatava toetuskeemiga ei tule turule uusi võimsusi, kuna isegi kõrge kasuteguriga tuulepargi projekti puhul oodatav tootlus on väiksem kui kapitali keskmine hind.

Eeldades, et investorid kasutavad investeerimisotsuste tegemisel *NPV* meetodit (investeerida kohe, kui *NPV* on positiivne), siis Monte Carlo simulatsioonide põhjal 10,7% tõenäosusega tehakse investeering 2012. aastal. 86,7% tõenäosusega jääb investeering tegemata. Allpool olev graafik näitab tõenäosusi, millal investorid teevad oma investeeringu või ei tee üldse, eeldusel, et investorid kasutavad *NPV* meetodit.



Joonis 6. Investeermise ja mitteinvesteermise tõenäosused kavandatava toetuskeemiga, eeldusel, et investorid kasutavad investeerimisotsuste tegemisel *NPV* meetodit (autori koostatud).

Eeldades, et investorid kasutavad investeerimisotsuste tegemisel reaaloptsiooni lähenemist ning valivad optimaalset investeerimise tegemise ajastust, Monte Carlo simulatsioonide põhjal suure tõenäosusega (86,7%) jääb investeering tegemata. Kasutatava reaaloptsiooni näol on tegemist nn kollektiivse optiooniga, mis maksimeerib kogu turu investeeringute väärtust ning investeerimisotsuste tegemise ajastuse optimeerimisel ei ole arvestatud üksikute investorite otsustega. Allpool olev graafik näitab tõenäosusi, millal investoris teevad oma investeeringu või ei tee üldse.



Joonis 7. Investeerimise ja mitteinvesteerimise tõenäosused kavandatava toetuskeemiga, eeldusel, et investorid kasutavad investeerimisotsuste tegemisel reaaloptsiooni lähenemist (autori koostatud).

Ehitusluba ehk reaaloptsiooni väärtus on 743,2 tuh. eurot, mis teeb 24,8 tuh. eurot ühe MW eest.

Uurimuse tulemused näitasid, et uue toetuskeemi jõustamisel ei anna uued tuuleparkide projektid investorite poolt oodatavat kapitali tootlust, seega uusi investeeringud tuuleenergeetikasse suure tõenäosusega ei tule ning taastuvenergia tegevuskava eesmärk 400 MW maismaa tuuleenergia võimsusi jääb saavutamata.

KOKKUVÕTE

Eestis tehtud investeeringud tuuleenergeetikasse perioodil 2007 – 2011 vastasid konkreetsele regulatiivsele poliitikale. Taastuvenergia edendamise poliitikale järgnes märkimisväärne investeeringute kasv taastuvressursside kasutamise seotud varadesse, just nagu poliitikas kavandati.

Uurimuse tulemused näitasid, et kavandatava toetuskeemi jõustumine vähendaks töötavatesse tuuleparkidesse tehtud investeeringute tootluse 2,29 protsendipunkti võrra (9,93%-lt 7,84%-le) kõige tõenäolisema stsenaariumi järgi (eeldusel, et pärast 2012. aastat ei tule turule uusi tuuleenergia võimsusi) ning vähendaks investeeringute väärtust 18,7% ehk 67 miljoni euro võrra. 2012. aastal tootmist alustanud projektide tootlused kavandatava taastuvenergia toetuskeemi jõustamisel väheneks keskmiselt 3,38 protsendipunkti võrra. Tuuleenergia investeeringud on poliitikatundlikud, see tähendab nende väärtus järgmiseks parimaks alternatiivseks kasutamiseks on oluliselt väiksem kui nende väärtus kehtiva toetuskeemi tingimustes. Seadusandja võimalus muuta reguleerivat lepingut jätab ettevõtte ja nende investeeringud haavatavaks poliitikategijate ja/või reguleerijate oportunistliku käitumise suhtes.

Kehtiv taastuvenergia toetuskeem motiveerib uusi investeeringuid tuuleenergia sektorisse. Vaatamata vähenevale toetusele MWh eest uute võimsuste turuletulekuga, kuna tuuleenergia toetus on piiratud 600 GWh-ga aastas, ratsionaalsed investorid teeks investeeringud vähemalt 100 MW uutesse tuuleenergia võimsustesse aastaks 2016. Seega riikliku taastuvenergia tegevuskava eesmärk – 400 MW tuuleenergia võimsusi – oleks saavutatud.

Kavandatava taastuvenergia toetuskeemiga ei tee ratsionaalsed investorid uusi investeeringuid Eesti tuuleenergia sektorisse, kuna projektide oodatav puhas

nüüdisväärtus on negatiivne isegi tugeva tuule potentsiaaliga projektide puhul. Seega MKM-i poolt välja töötatud taastuvenergia tegevuskavas seatud eesmärk jääb täitmata, mis omakorda piirab Eesti võimalusi täita Euroopa Liidu poolt seatud eesmärki – 25% taastuvenergiat energia lõpptarbimises aastaks 2020. Tuuleenergeetikasse ja üldiselt taastuvenergeetikasse uute investeeringute tegemata jäämine ei võimalda saavutada hajusa ja mitmekesise energiatootmisportfelli eesmärki Eestis.

Poliitiline arutelu tagasiulatavalt taastuvenergia toetuste vähendamise üle avaldab olulist kahjustavat mõju tehtud ja potentsiaalsetele investeeringutele, kuna see ajendab ootama kuni poliitiline otsus on tehtud. Juhul, kui regulatiivne keskkond on ebakindel, on ettevõtted vähem valmis tegema regulatsioonispetsiifilisi pöördumatuid investeeringuid. Selleks, et julgustada erasektorit investeerima ja saavutada avalikke poliitilisi eesmärke, peavad seadusandjad vähendama energeetika sektori investeeringute poliitilise riski, pühendudes usaldusväärsele poliitika stabiilsusele ja prognoositavusele.

VIIDATUD ALLIKAD

1. **Barreto, H., Howland, F.M.** *Excel add-in tarkvara MCSim*.
[<http://www3.wabash.edu/econometrics/EconometricsBook/Basic%20Tools/ExcelAddIns/MCSim.htm>]. 13.05.2012.
2. Bloomberg New Energy Finance. Wind Turbine price index. February 2012, 51 p.
3. Bloomberg. Andmebaas. Tuuleenergia sektoris tegutsevate ettevõtete beeta kordajad. 2012.
4. **Blyth, W., Yang, M.** Modeling investment risks and uncertainties with real options approach. Working paper for an IEA book: Climate policy uncertainty and investment risk. Paris: International Energy Agency, 2007, 30 p.
5. **Damodaran, A.** Country Default Spreads and Risk Premiums, Last updated: January 2012.
[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.htm]
13.05.2012.
6. **Dixit, A.K., Pindyck R.S.** Investment under uncertainty. Columbia and Princeton: University Presses of California, 1994, 476 p.
7. **Dykes, K.** Real Options for a Wind Farm in Wapakoneta, Ohio: Incorporating Uncertainty into Economic Feasibility Studies for Community Wind. Kingston, Ontario: World Wind Energy Conference, 2007, 16 p.
8. Eesti Statistikaameti andmebaas.
[http://pub.stat.ee/px-web.2001/Database/Majandus/02Energeetika/-02Energia_tarbimine_ja_tootmine/01Aastastatistika/01Aastastatistika.asp]
13.05.2012.
9. Elektrituruseadus. Vastu võetud Riigikogus 28.01.2010. Riigi Teataja 2010 1. osa, nr 8, art. 40.
[<https://www.riigiteataja.ee/akt/112122011009?leiaKehtiv>] 13.05.2012.

10. Ernst & Young. Analüüs tuuleenergia põhineva elektri tootmiseks vajalike tulutasemete kohta, mis meelitaksid Eestisse täiendavaid investeeringuid. [<http://www.tuuleenergia.ee/wp-content/uploads/Lili-Kirikal-Required-revenues-to-attract-additional-wind-power-investments-in-Estonia.pdf>] 13.05.2012.
11. European Central Bank. AAA-rated euro area central government bonds. [<http://www.ecb.int/stats/money/yc/html/index.en.html>] 13.05.2012.
12. European Central Bank. The definition of price stability. [<http://www.ecb.int/mopo/strategy/pricestab/html/index.en.html>] 13.05.2012.
13. EWEA. Economics of Wind Power. European Wind Energy Association, 2009, 156 p. [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/-publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf] 13.05.2012.
14. **Fabrizio, K.R.** The Effect of Regulatory Uncertainty on Investment: Evidence from Renewable Energy Generation. Fuqua: Fuqua School of Business, 2011, 37 p.
15. **Fernandez P., Aguirreamalloa, J., Avendaño, L.C.** US Market Risk Premium Used in 2011 by Professors, Analysts and Companies: A Survey with 5.731 Answers. Barcelona: University of Navarra - IESE Business School, 2011, 17 p.
16. **Fleten, S.E., Heggedal, A.M., Linnerud, K.** Climate policy uncertainty and investment behavior: Evidence from small hydropower plants. Working paper. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2011, 24 p.
17. **Fleten, S.E., Ringen, G.** New renewable electricity capacity under uncertainty: the potential in Norway. Journal of Energy markets, 2(1), 2009, pp. 71-88.
18. **Fuss, S.** Sustainable Energy Development under Uncertainty, PhD thesis. Maastricht : Universiteit Maastricht, 2008, 230 p.
19. **Fuss, S., Szolgayova, J., Obersteiner, M., Gusti, M.** Investment under market and climate policy uncertainty. Applied Energy, 85, 2008, pp. 708-721.
20. **Grobman, J., Carey, J.** The Effect of Policy Uncertainty on Wind-Power Investment. Journal of Energy and Development 28 (1), 2002, pp.1-14.
21. **Henisz, W.J., Williamson, O.E.** Comparative Economic Organization – Within and Between Countries. Business and Politics, 1(3): 1999, pp. 261 -277.

22. Ibbotson SBBI Valuation Yearbook 2011 Center for Research in Security Prices. The University of Chicago Booth School of Business. 2011, 203 p.
23. ICE Futures Europe. Prices of emission reduction units. [<https://www.theice.com/emissions.jhtml;jsessionid=DA808888A30EF9D9BE8A85C3F89CF6DA>] 13.05.2012.
24. **Jegorov, D.** Börsil noteerimata ettevõtete omakapitali hinna leidmise metoodilised alused ja nende rakendamine valitud eesti majandusharudes. Tartu: Tartu Ülikool, 2010, 99 p.
25. **Jorgenson, D.** Capital theory and investment behavior. - The American conomic Review Vol. 53, No. 2, American Economic Association, 1963, pp. 247–259.
26. **Kask, K.** Kapitali hind (cost of kapital) ja ettevõtte kapitali struktuur. Finantsjuhtimine, 2012, 16 p. [<http://www.mtk.ut.ee/doc/Kapitalihind.PDF>] 13.05.2012.
27. **Kiriyama, E., Suzuki, A.** Use of real options in nuclear plant evaluation in the presence of uncertainty with CO2 emission credit. Journal of nuclear science and technology, 41(7), 2004, pp. 756-764.
28. Kyoto Protocol Reference Manual. On accounting of emissions and assigned amount. UNFCCC. 2008, 130 p. [http://unfccc.int/resource/docs/publications/08_unfccc_kp_ref_manual.pdf] 13.05.2012.
29. **Mazumdar, J.B.** The impact of random tax policy on investment in wind power. Senior Honors Thesis. Medford: Tufts University, 2009, 40 p.
30. **Laurikka, H., Koljonen T.** Emissions trading and investment decisions in the power sector—a case study in Finland. Energy Policy 34(9), 2006, pp. 1063-1074.
31. **Leslie, K.J., Michaels, M.P.** The real power of real options. The McKinsey Quarterly, 3,. McKinsey Company, 1997, pp 4-22.
32. **Linden, J., Linskog, F., Plemic, M.** Valuation of Internet Companies – A Real Options Approach. Master's Thesis. Stockholm: Stockholm School of Economics, Department of Finance, 2001, 67 p.

33. **Mazumdar, J.B.** The Impact of Random Tax Policy on Investment in Wind Power Senior Honors Thesis. Tufts: Department of Economics College of Arts and Sciences Tufts University, 2009, 40 p.
34. **Myers, S.C.** Finance Theory and Financial Strategy. Midland Corporate Finance Journal , Spring, 1987, pp. 6 - 13
35. Nelja Energia. Intervjuud firma töötajatega. 12.03.2012.
36. **Orstadius, U., Porse, E.** A novel valuation method for a novel industry: a real options valuation approach to wind power projects. Master's Thesis. Stockholm: Stockholm School of Economics, Department of Finance, 2010, 44 p.
37. **Rothwell, G.** A real options approach to evaluating new nuclear power plants. The Energy Journal, 27(1), 2006, pp. 37-53.
38. **Sander, P.** Otsustuspuud ja reaaloopsioonid. Avaldamata õpikust peatükk. 2012, 15 p.
39. **Schwartz, E.S.** The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. Journal of Finance 52(3), 1997, pp. 922-973. **Teisberg, E.O.** Capital Investment Strategies under Uncertain Regulation. RAND Journal of Economics, 24(4), 1993, pp. 591-604.
40. **Trigeorgis, L.** Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications. Westport, Connecticut: Praeger Publishers, 1995, 384 p.
41. Tuuleenergia süsteemi ühendamine. Wind Power in Estonia. An analysis of the possibilities and limitations for wind power capacity in Estonia within the next 10 years. Ea Energy Analyses.
[http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Tuuleenergia_Eestis.pdf]
13.05.2012.
42. Varustuskindluse aruanne 2011. Elering. 2011, 93 p. [http://elering.ee/publik-Infokeskus/Uuringud/Tuuleenergia_Eestis.pdf] 13.05.2012.
43. **Williamson, O.E.** Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives. Administrative Science Quarterly, 36(4), 1991, pp. 269-296.
44. **Wiser, R., Bolinger, M., Barbose, G.** Using the Federal Production Tax Credit to Build a Durable Market for Wind Power in the United States. Berkeley: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2007, 17 p.

Lisa 1. Tuuleenergia võrreldavate ettevõtete beetakordajad

		Beeta- kordaja
Acciona SA	Hispaania	0,50
Bolarex Inc	Kanada	0,47
China Windpower Group Limited	Hiina	0,96
EDF Energies Nouvelles SA	Prantsusmaa	0,30
EDP Renovavies SA	Portugal	0,34
Greentech Energy Systems A/S	Taani	0,66
Iberdrola Renovables SA	Hispaania	0,70
Infigen Energy Limite	Australia	0,40
PNE Wind AG	Saksamaa	0,46
Terna Energy SA	Kreeka	0,69
Theolia	Prantsusmaa	0,39
Mediaan		0,47
Keskmine		0,53

Allikas: Bloomberg.

SUMMARY

IMPACT OF PROPOSED RENEWABLE ENERGY SUPPORT SCHEME ON INVESTMENTS IN WIND ENERGY SECTOR

Dmitri Vassiljev

The research paper explores the impact of new renewable energy support scheme proposed by the Ministry of Economic Affairs and Communications on valuation and profitability of investments made in wind energy projects and potential new investments in the sector.

Estonia has a challenging target set by European Union to achieve 25% share of renewable energy in gross final energy consumption. Pursuing this target in 2007 the Estonian parliament adopted support tariffs to promote renewable energy development in the country. Renewable energy producers are entitled to receive 53.7 EUR per MWh produced on top of electricity price. To meet EU targets Estonian National renewable energy action plan envisages 400 MW of installed wind energy onshore and 250 MW offshore by 2020.

Responding to the government's policy to support renewable energy development and capitalizing on strong wind potential in Estonia, investors have actively invested in wind energy projects. By the end of 2012 approximately EUR 380 million have been invested in 275 MW of installed wind energy capacity, which production would cover around 9% of Estonian electricity consumption. According to the forecast by Estonian Wind Power Association installed wind energy capacity would grow up to 412 MW by 2015, provided the existing support scheme remains in place.

The Ministry of Economic Affairs and Communications in January 2012 released its plan to change renewable energy support scheme since January 1, 2013, whereas the change is planned to affect also already operational generation capacities. According to the proposed support scheme, renewable energy producer would receive 86 EUR per MWh less average electricity price.

According to the conducted research, if the new proposed support scheme is applied retroactively to operational wind farms, average internal rate of return of operational wind energy projects in Estonia would drop by 2.29% from 9.93% to 7.64% in case of most probable scenario of no new wind energy capacity constructed after 2012. Valuation of made wind energy investments would drop by 18.7% (EUR 67 million).

Current renewable energy support scheme motivates new investments in the sector. Despite projected decreasing support per MWh due to annual support cap of 600 MWh of wind energy generation, rational investors are expected to invest in around 100 MW of new wind energy capacity by 2016, meaning that the target of National renewable energy action plan – 400 MW of wind energy capacity onshore - will be met.

Proposed renewable energy support scheme does not motivate new investments in wind energy sector, as expected NPVs of investments even in case of projects with higher than average wind potential is negative. Therefore, adoption of the proposed renewable energy scheme will probably lead to Estonia not meeting its targets set in National renewable energy action plan and subdued private investments in renewable energy sector, thus not using the country's potential to diversify its energy portfolio and curb environmental pollution by decreasing electricity production from oil shale.