



TALLINNA TEHNICAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**MERETUULEPARGI ASENDIPLAANI
VÕIMSUSTIHEDUSE OPTIMEERIMINE JA
ANALÜÜS**

**OPTIMIZATION AND ANALYSIS OF OFFSHORE WIND
FARM LAYOUT CAPACITY DENSITY**

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Erik Iida

Üliõpilaskood EAAB206201

Juhendaja: Madis Leinakse, teadur

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"....." 20.....

Autor: Erik Iida

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetööle esitatud nõuetele

"....." 20.....

Juhendaja: Madis Leinakse

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....."20... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina, Erik Iida

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose

Meretuulepargi asendiplaani võimsustiheduse optimeerimine ja analüüs,

mille juhendaja on Madis Leinakse,

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

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

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

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

13.05.2024

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Erik Iida, EAAB206201

Õppekava, peeriala: EAAB16/17, Elektroenergeetika ja mehhatroonika,
Elektroenergeetika

Juhendaja: Madis Leinakse, teadur, madis.leinakse@taltech.ee

Konsultant: Javier Criado Risco, Ørsted, Senior Layout & Concept Engineer,
j.criado.risco@gmail.com

Lõputöö teema:

Meretuulepargi asendiplaani võimsustiheduse optimeerimine ja analüüs
(*Optimization and analysis of offshore wind farm layout capacity density*)

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Leida tegurid, millised mõjutavad meretuulepargi võimsustihedust,
2. Leida kui suurte varjutuskadudega hakkab meretuulepargi elektritootmise nominaalne hind (*LCOE*) tõusma,
3. Leida kuidas mõjutab tuulepargi optimaalset võimsustihedust suurema ühikvõimsusega elektrituulikute kasutamine.

Lõputöö etapid ja ajakava:

| Nr | Ülesande kirjeldus | Tähtaeg |
|----|---------------------------------|----------|
| 1. | Lõputöö lähteülesande esitamine | 05.02.24 |
| 2. | Modelleerimise teostamine | 15.02.24 |
| 3. | Tulemuste analüüs | 01.03.23 |
| 4. | Teooriaosa kirjutamine | 01.04.24 |
| 5. | Lõputöö esitamine | 13.05.24 |

Töö keel: Eesti

Lõputöö esitamise tähtaeg: 13.05.2024

Üliõpilane: ".....".....20.....a
/allkiri/

Juhendaja: ".....".....20.....a
/allkiri/

Konsultant: ".....".....20.....a
/allkiri/

Programmijuht: ".....".....20.....a
/allkiri/

SISUKORD

| | |
|---|----|
| Lühendite ja tähiste loetelu | 6 |
| 1. SISSEJUHATUS..... | 7 |
| 2. MERETUULEPARGID | 9 |
| 2.1 Tuuleenergeetika..... | 9 |
| 2.2 Tehnoloogia | 13 |
| 2.1.1 Vundamendid | 13 |
| 2.1.2 Mereelektrituulikud | 16 |
| 2.1.3 Elektriühendused | 18 |
| 2.3 Meretuulepargid Eestis..... | 19 |
| 2.4 Asendiplaanide koostamise meetodikad..... | 21 |
| 3. ASENDIPLAANI ANALÜÜSI METOODIKA JA MUDEL | 25 |
| 3.1 Optimeerimisalgoritmi tööpõhimõte | 25 |
| 3.2 Optimeerimise sisendid | 27 |
| 3.2.1 Elektrituulikud | 28 |
| 3.2.2 Projektiala | 30 |
| 3.2.3 Defitsiidimudelid | 32 |
| 3.3 Töövoog..... | 34 |
| 4. TULEMUSTE ANALÜÜS | 37 |
| 4.1 Elektritoodang ja kaod | 37 |
| 4.2 Finantsanalüüs..... | 40 |
| 4.2.1 Meretuulepargi kulud | 41 |
| 4.2.2 Baasstsenaarium | 43 |
| 4.2.3 Tundlikkus finantssisenditele | 46 |
| KOKKUVÕTE | 50 |
| SUMMARY..... | 53 |
| KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU | 56 |
| LISA 1 Täiendavad materjalid | 58 |

Lühendite ja tähiste loetelu

CAPEX – Rajamiskulud (ingl k *Capital Expenditure*)

CfD – Hinnavaheleping (ingl k *Contract for Difference*)

COBYLA – Piirangutega optimeerimine lineaarsete ligikaudsete meetoditega (ingl k *Constrained Optimization By Linear Approximation*)

C_p – Võimsuskoefitsent (ingl k *Coefficient of Power*)

C_t – Tõukejõukoefitsent (ingl k *Coefficient of Thrust*)

DECEX – Lammutus ja utiliseerimiskulud (ingl k *Decommissioning Expenditure*)

DEVEX – Arenduskulud (ingl k *Development Expenditures*)

ECMWF – Euroopa keskpika ilmaolude prognoosimise keskus (ingl k *European Center for Medium-Range Weather Forecasts*)

GA – Geneetilised algoritmid

GBS – Gravitatsioonil baseeruv struktuur (ingl k *Gravity based structure*)

IAC – Elektriülikute vahelised kaablid (ingl k *Inter Array Cables*)

IEA – Rahvusvaheline Energiaagentuur (ingl k *International Energy Agency*)

IEC – Rahvusvaheline Elektrotehnika Komisjon (ingl k *International Electrotechnical Commission*)

KMH – Keskkonnamõjude hindamine

LCOE – Nominaalne elektrienergia tootmishind (ingl k *Levelized Cost Of Electricity*)

MDAO – Mitme eesmärgiga disaini-, analüüsi- ja optimeerimisraamistik (ingl k *Multidisciplinary Design Analysis Optimization*)

NPV – Nüüdispuhasväärtus

OPEX – Opereerimiskulud (ingl k *Operational Expenditure*)

PSO – Osakeste parve optimeerimine (ingl k *Particle Swarm Optimization*)

RS – Juhuslik otsing (ingl k *Random Search*)

SLSQP – Järjestike vähimate ruutude optimeerimise meetod (ingl k *Sequential least squares programming*)

TI – Turbulentside Intensiivsus

WACC – Kaalutud Kapitali Keskmise Hind (ingl k *Weighted Average Cost of Capital*)

1. SISSEJUHATUS

Energeetikasektoris on viimastel kümnenditel toimunud märkimisväärsed muutused. Riigid üle maailma on seadnud ambitsioonikad kliimaeesmärgid, sihiga vähendada kasvuhoonegaaside heidet atmosfääri ja ühiskonna keskkonnajalajälge. Tuulenergeetika ja spetsiifiliselt meretuuleenergia on üks põnevamaid tehnoloogiaid, mida rakendatakse energeetikasektori dekarboniseerimiseks. Meretuulepargid võimaldavad toota suures koguses taastuvelektrit, kasutades parimaid tuuleressursse avamerel. Kõrged keskmised tuule kiirused ja ulatuslik mereala loovad tingimused gigavattidesse ulatuvate tuuleparkide rajamiseks. Selliste mastapide realiseerimine on maismaal võimalik vaid väga hõreda asustusega piirkondades, millest ei piisa ühiskonna kasvava elektritarbimise katmiseks. Meretuuleparke on seni rajatud 18 riigis, summaarse installeeritud võimsusega 64 GW. Opereeritavatest meretuuleparkidest on 47,1% Euroopas, 52,8% Aasia-Vaikse ookeani regioonis ja 0,1% Ameerikas. Võrku lisandus 2022. aastal 8,7 GW meretuuleparke, millest 5 GW oli Hiinas ja 2,5 GW Euroopas. Vaata veel installatsioonide statistikat Lisas L1.1. Aastal 2024 toimub maailmas umbes 50 GW ulatuses oksjoneid meretuuleparkide rajamise õiguste omandamiseks. [1]

Eesti on seadnud eesmärgi toota 2030. aastal 100% tarbitud elektrist taastuvatest energiaallikatest, vastavalt 2023. aastal sõlmitud valitsusliidu koalitsioonileppele. Ambitsioonika eesmärgi täitmiseks on korraldatud ja viidud Eestis esmakordselt läbi 2023. aastal merealaoksjonid Liivi lahes aladele Liivi 1 ja 2. Enampakkumiste raames saavad potentsiaalsed arendajad omandada õiguse määratud merealale tuulepargi rajamiseks, peale vajalike uuringute teostamist. Oksjonil osalemiseks pakkusid arendajad 77,7 km² suurusele alale rajatava tuulepargi maksimaalseks võimsuseks 770 kuni 1525 MW, maksimaalsete elektrituulikute ühikvõimsustega 15 kuni 25 megavatti. Seega olid taotlused maksimaalse võimsustihedusega kuni 19,6 MW/km². Euroopas rajatud meretuuleparkide võimsustihedused jäävad vahemikku 3-18 MW/km². Vaata Euroopa meretuuleparkide võimsustiheduste statistikat Lisas L1.3. Suurel määral erinev meretuuleparkide võimsuse ja projektiala pindala suhe tekitab töö autoris huvi uurida mereparkide võimsustiheduse kujunemist ja seda mõjutavaid tegureid.

Käesoleva lõputöö eesmärk on uurida Lääne-Saaremaa tulevase oksjoniala näitel, millised tegurid määravad meretuulepargi optimaalse võimsuse kindlal pindalal ja seeläbi anda vastus küsimusele, kuidas ja millised parameetrid mõjutavad meretuulepargi asendiplaani võimsustiheduse valikut. Töö esimeses peatükis antakse põhjalik ülevaade (mere)tuulenergeetikast, tuuleparkide asendiplaanide koostamise meetodikatest ja ajenditest ning valdkonna hetkeseisust Eestis.

Töö teises ja kolmandas peatükis kirjeldatakse juhtumianalüüsi, mis teostati tulevase Saare 2.2 meretuuleoksjoniala näitel, koostades *TopFarm* ja *PyWake Python* tarkvarapakettidega suurimale toodangule optimeeritud meretuuleparkide asendiplaanid võimsustihedustega kuni 20 MW/km². Leitakse 15, 20 ja 25 MW elektrituulikutega asendiplaanidele aastased elektritoodangud, kasutustegurid, varjutuskaod ja elektritootmise nominaalsed hinnad. Analüüsitakse varjutuskadude mõju elektrienergia tootmise hinnale ja tundlikkust finantssisenditele, näiteks rajamis-, arendus-, opereerimis- ja finantseerimiskuludele. Lisaks uuritakse suuremate ja võimsamate elektrituulikute kasutamise mõju soodsaima tootmishinnaga asendiplaani võimsustiheduse väärtusele. Töö tulemusteni jõudmiseks kasutatakse Taani Tehnikaülikooli Tuule- ja Energiasüsteemide instituudis arendatud *Python'i* pakette *TopFarm* ja *PyWake*, andmetöötluks ja visualiseerimiseks pakette *NumPy*, *Pandas*, *Matplotlib* ning *Microsoft Excel* tabelarvutustarkvara.

Märksõnad: meretuulepark, võimsustihedus, asendiplaan, tuuleenergia, bakalaureusetöö

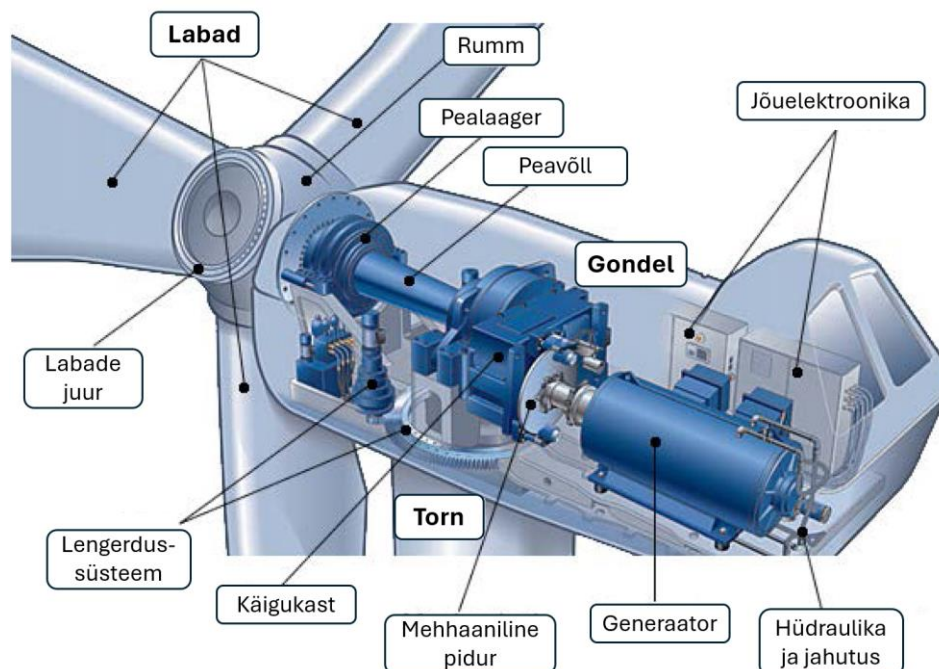
2. MERETUULEPARGID

2.1 Tuuleenergeetika

Tuuleenergia on üks vanimaid ja lihtsami kasutatavaid kineetilise energia vorme looduses. Esimesed tuuleenergiat kasutavad seadmed olid tuuleveskid, mida rakendati vee pumpamiseks või jahvatuskivide pööramiseks. Varaseimad tuuleenergia kasutamise mainimised pärinevad 3700 aasta tagusest ajast kui Babüloni valitseja Hammurabi plaanis tuuleveskitega niisutada enda maa. [2]

Kaasaegsed elektrituulikud on aerodünaamilised masinad, mille eesmärk on võimalikult efektiivselt muundada tuule kineetiline energia elektrigeneraatori pöörlemiseks. Elektrituulikute suurimad välised komponendid on rootor, gondel ja torn. Rotor koosneb labadest ja gondlis paikneb generaator koos tugisüsteemidega. Kolme labaga, tuulde keeravat elektrituulikut nimetatakse horisontaalteljeliseks, vastavalt rootori pöörlemisteljele. Vaata Joonis 2.1.

Elektrituuliku rootori paneb pöörlema õhurõhkude erinevus laba külgedel, tuulepoolne külg kogeb ülerõhku ja alla-tuule poolne külg alarõhku. Selle tulemusena hakkab õhk ülerõhupiirkonnast liikuma alarõhupiirkonda, ning laba aerodünaamiline tõstejõud hakkab mõjuma tuulesuunaga risti. Tekkinud tõstejõud tingib rootori pöördliikumise ja seeläbi kandub jõumoment rootori völliile.



Joonis 2.1 Elektrituuliku ehitus [3]

Rootori väändemoment kantakse edasi aeglasema kiirusega pöörlevale võllile, mis on ühendatud käigukasti ehk reduktori külge. Käigukastist väljub suurema kiirusega pöörlev võll, mis ühendub elektrigeneraatori rootoriga. Käigukast suurendab kordades kiiremini pöörleva võlli pöörlemiskiirust võrreldes aeglasemalt pööreleva võlliga, ehk rootori pöörlemiskiirusega. Eksisteerib ka käigukastita tehnoloogia. Elektrigeneraator on ühendatud läbi muunduri trafoga, mis tõstab pinget, et tagada madalamad edastuskaod. Muundur on vajalik, et muuta elektrienergia sagedus ja pinge sobivaks trafo ning elektrivõrgu nõuetele. Mida lähemal asub trafo generaatorile, seda väiksemad on edastuskaod. Minevikus olid trafod enamasti tornis, kuid kaasaegsetel elektrituulikutel leiab trafod peamiselt gondlist. Edasi liigub elektrienergia elektrituulikutest tuulepargi alajaama, kus muundatakse keskpinge kõrgepingeks ja liitatakse elektrivõrguga.

Tuule kiirusest sõltub tuule kineetiline energia. Suurema tuulekiiruse puhul on tuules rohkem energiat. Ideaalse rootori aerodünaamika puhul on tuulest võimalik eraldada kuni 59,3% energiast. Selle teoreetilise piiri arvutas 1919. aastal Saksamaa füüsik Albert Betz ning seda nimetatakse Betz'i limiidiks. Kaasaaja tuuleturbiinid saavutavad võimsuskoeffitsendi kuni 45%, reeglina enne nimivõimsuse saavutamist. Tuule kineetiline energia väheneb märgatavalt läbides elektrituuliku rootorit, seda nähtust nimetatakse varjutusefektiks. Valemist 2.1 lähtub, et tuules olev energia on kuupsõltuvuses tuule kiirusest. Näiteks tuule kiiruse kahekordistumisel on tuules kaheksa korda enam kineetilist energiat. [4]

Tuule kineetilist energiat on võimalik arvutada valemiga 2.1:

$$P = \frac{1}{2} S \rho v^3 \quad (2.1)$$

kus S - elektrituuliku rootoripindala, m^2 ,
 ρ - õhutihedus, kg/m^3 ,
 v - tuulekiirus, m/s .

Elektrituulikut juhivad automaatikasüsteemid, mis tagavad tuule suunale vastava gondli orientatsiooni ja kiirusele vastava labade pöördenurga. Gondli peal asub anemomeeter ehk tuulekiiruse mõõtja ja tuulelipp, mis määrab tuule suuna. Tuulelipult saadav informatsioon võimaldab positsioneerida elektrituuliku rootori korrektselt risti tuule suunaga. Labade pöördenurk on oluline, et tagada elektrituuliku võimsuskõverale vastav väljundvõimsus. Kui elektrituuliku rootor ei ole pööratud otse tuulde või pole labad tuulekiirusele vastavas asendis, võib elektrituulik kogeda lubatust suuremaid koormuseid, põhjustades mehhaanilist kulumist või äärmuslikul juhul elektrituuliku kokku kukkumist. Seetõttu on elektrituulikute kontrollsüsteemid olulised nii elektritoodangu maksimeerimise kui turvalisuse tagamise seisukohast.

Elektrituuliku üldiseks iseloomustamiseks kasutatakse järgmisi parameetreid:

- **Nimivõimsus**

Kirjeldab elektrituuliku maksimaalset väljundvõimsust, saavutatakse reeglina tuulekiirusel 10-12 m/s. Nimivõimsus on tagatud kuni maksimaalse tuulekiiruseni ehk väljalõikekiiruseni, üldiselt 25 m/s. Elektrituuliku seiskamisel maksimaalsel tuulekiirusel on olulisem puhangulisus ja turbulentside intensiivsus, kui keskmine tuulekiirus. Nimivõimsuse ühik on MW.

- **Rootori diameeter**

Kirjeldab elektrituuliku labade pikkust ja seega rootori pindala. Rootori pindala iseloomustab elektrituuliku labade ulatusest moodustunud ketast, mis püüab tuult. Elektrituulikuid on võimalik iseloomustada rootori võimsustiheduse kaudu, kasutades generaatori nimivõimsuse ja rootori pindala suhet. Väiksem rootori võimsustihedus tingib kõrgema aastase kasutusteguri kui suurema rootori võimsustihedusega elektrituulik. Rootori diameetri ühik on meeter.

- **Torni kõrgus**

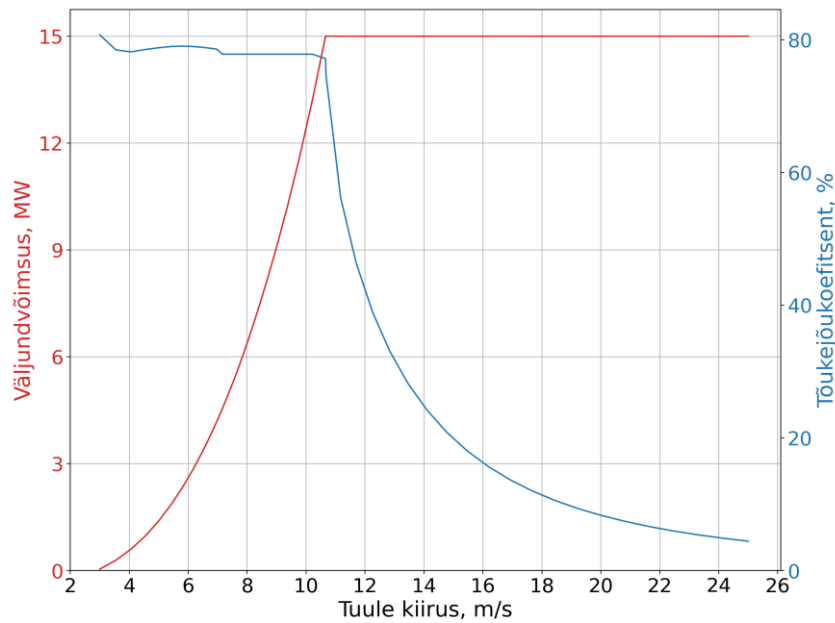
Kirjeldab elektrituuliku gondli kõrgust. Elektrituuliku rootorile mõjuv tuule kiirus on keskmiselt tuule kiirus rummu kõrgusel. Torni kõrgus on oluline väärtus elektritoodangu arvutamisel. Torni kõrguse ühik on meeter.

- **Võimsuskõver** (ingl k *Power curve*)

Kirjeldab elektrituuliku väljundvõimsuse sõltuvust tuulekiirusest. See on oluline sisend toodanguarvutusteks. Vaata 15 MW elektrituuliku võimsuskõverat Joonisel 2.2. Võimsuskõveraid mõjutavad ilmastikutingimused. Elektrituulikute tootjad koostavad võimsuskõverad erinevatele õhutihedustele, mis on üldiselt tingitud õhutemperatuurist. Madalam temperatuur muudab õhu tihedamaks, mis suurendab tuulekiirusele vastavat kineetilist energiat, nagu lähtub valemist 2.1.

- **Tõukejõukoefitsent** (ingl k *Coefficient of thrust, C_t*)

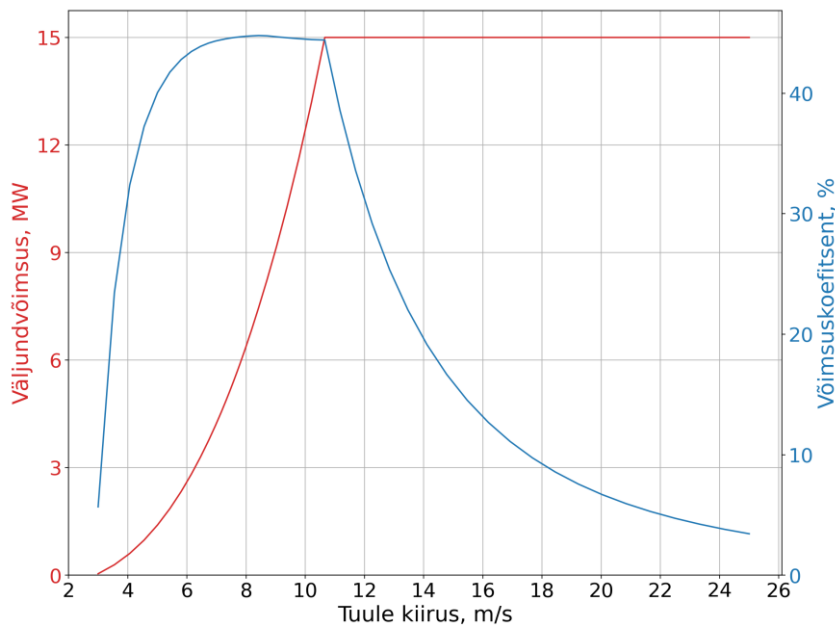
Kirjeldab tuule poolt avaldatavat tõukejõudu rootorile vastavalt tuulekiirusele. See on oluline parameeter tugistruktuuride projekteerimisel, sest kirjeldab mehaanilisi jõude. Tõukejõukoefitsendi väärtused langevad tuulekiiruse suurenemisega, sest labasid keeratakse tuulest välja. Vaata 15 MW elektrituuliku tõukejõukõverat Joonisel 2.2. Elektrituuliku juhtsüsteem kasutab madalate tuule kiirustega maksimaalselt rootori efektiivset pindala ja seega on madalatel tuule kiirustel suurim C_t väärtus. Suhteline suurus skaalal 0-100%.



Joonis 2.2 15 MW elektrituuliku võimsuskõver (vasak Y- telg) ja tõukejõukoeffitsendi kõver [5]

- **Võimsuskoeffitsent** (ingl k *Coefficient of power, C_p*)

Kirjeldab rootori aerodünaamilist efektiivsust ehk rootorile üle kantavat energiat suhtarvuna tuule kineetilisest energiast. Teoreetiliseks piiriks on Betz'i limiit 59,3%. Võimsuskoeffitsendi suurimad väärtused peaksid langema kokku elektrituulikute paigaldamise asukoha keskmise tuulekiirusega, et tagada kõrgeim võimalik kasutustegur. Vaata 15 MW elektrituuliku koeffitsendi kõverat Joonisel 2.3.



Joonis 2.3 15 MW elektrituuliku võimsuskõver (vasak Y- telg) ja võimsuskoeffitsendi kõver [5]

Tuulepargi üldiseks iseloomustamiseks kasutatakse parameetreid:

- **Installeeritud võimsus**- Tuulepargi summaarne võimsus. Installeeritud võimsuse ühik on MW.
- **Asendiplaani võimsustihedus**- Suurus, mis kirjeldab tuulepargi pindala kohta installeeritud nimivõimsust. Arvutatav jagades tuulepargi installeeritud võimsus projektiala pindalaga, ühik on MW/km². Peamiselt rakendatav meretuuleparkide iseloomustamisel, sest maismaapargid paiknevad tihti hajutatult vastavalt kinnistutele.
- **Kasutustegur**- Suurus, mis võrdleb kalendriaastas tuulepargis toodetud elektrienergia kogust hüpoteetilise 100% nimivõimsusel töötatud tundide toodanguga. Kirjeldab tuulepargi aastast keskmist võimsust. Leitav jagades tuulepargi aastane elektritoodang installeeritud võimsuse ja aasta tundidega. Kirjeldab tuulepargi aastast keskmist võimsust.

2.2 Tehnoloogia

Meretuuleenergeetika on insenertehniliselt kompleksne valdkond tulenevalt keerulistest ilmastikutingimustest avamerel. Meretuuleparkide projekteerimisel on iseloomulikud tegurid vundamendilahendused, asendiplaan ja kaugus põhivõrgust, mis määrab elektrienergia maismaale edastamise tehnoloogia. Elektrituulikud valitakse tuuleparki vastavalt tuuleoludele, jälgides *IEC* (ingl k *International Electrotechnical commission*) klassifikatsioone I-IV.

2.1.1 Vundamendid

Suurim erinevus mere- ja maismaatuuleparkidel seisneb tugistruktuurides ehk vundamentides. Vaata vundamentitüüpe Joonisel 2.4. Kõik meretuulikute vundamendid ehitatakse maismaal või sadamas ja hiljem transporditakse ning paigaldatakse projektialale.

Vundamendi valikul on peamised kaalutlused:

- **Merepõhja geoloogia**

Geofüüsikaliste ja- tehniliste uuringute käigus määratakse merepõhja ehitusgeoloogilised omadused. Peamine küsimus on, kas merepõhja on võimalik objekte vaiata või on pinnas selleks liiga tugev. Tehakse eristus merepõhjakihtidesse paigaldatavate vundamentide ja ettevalmistatud merepõhja peale asetatavate vundamentide vahel.

- **Meresügavus**

Erinevad vundamentitüübid ja valmistamisviisid omavad eeliseid kindlate veesügavuste korral. Näiteks kui merealal varieerub sügavus suures ulatuses, on eelistatud vundamentitüübid, mille insenerjooniste tegemine on lihtsam ja seega ka soodsam. Väga madalate veesügavuste puhul on keeruline disainida merepõhja pinnale asetatavat vundamenti, sest nende mass ei pruugi olla piisav elektrituuliku toestamiseks. [6]

- **Elektrituuliku parameetrid**

Võimsamal elektrituulikul on vaja üldiselt ka suuremate mõõtmetega vundamenti, erinevatel vundamentitüüpidel on logistilised piirangud ja ka ehituslaevastiku võimekus, ning ligipääs projektialale on limiteeritud.

- **Projekti asukoht**

Asukoht ja ehitustegevusteks kasutatavad sadamad määravad ligipääsu tarneahelatele ja seega ka vundamentitüüpidele. Näiteks võib osutada majanduslikult optimaalseks valida suuremate tootmiskuludega vundament, kui selle transport ja paigaldamine projektialale osutub märgatavalt soodsamaks kui mõni madalamate tootmiskuludega alternatiiv. Lisaks on olulised disainikriteeriumid laine- ja jääkoormused.

Vundamentide tüübid:

- **Monovai vundament**

Meretuuleparkides enim kasutatust leidev vundamentitüüp on monovai. Seda tüüpi vundamentid koosnevad teraslehtedest rullitud sektsioonidest, mis keevitatakse kokku terviklikuks silindriks. Ehituslikult on monovai väga sarnane elektrituuliku tornile. Monovaia suurimaks eeliseks on kiire ja automatiseeritav valmistamisprotsess. Vundament paigaldatakse hüdraulilise vasaraga merepõhja vaiamise teel. Keerulisema geoloogiaga piirkondades võib toimuda lisaks vaiamisele ka suure diameetiline puurimine. Selline lähenemine võimaldab paigaldada monovaia ka regioonides, kus aluskivim on merepõhjale lähemal. Põhjameres on aluskivim üldiselt piisavalt sügaval, et võimalik on vaid vaiata, kuid näiteks Läänemeres ja Prantsusmaa läänerannikul on

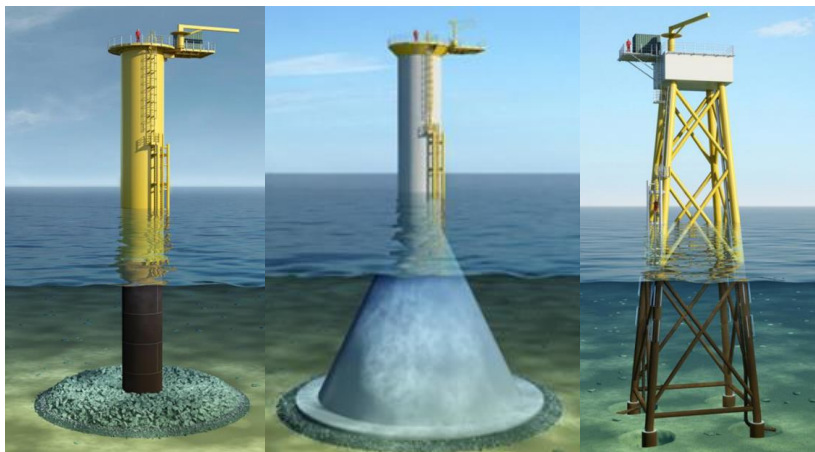
vajalik ka puurimine. Monovai ei vaja merepõhja ettevalmistamist, ainult uhtumiskaitse paigaldamist, et hoovused ei liigutaks pinnast vundamendi ümbert ära. Monovai tüüpi vundament on kasutusel 4/5 maailma meretuuleparkides. [6]

- **Gravitatsioonivundament**

Gravitatsioonivundament (ingl k *gravity based structure, GBS*) on raudbetoonist ja terasest tugistruktuur, mis sobib keerulise geoloogiaga merealadele. See lahendus ei vaja merepõhja vaiamist või puurimist, võimaldades meretuulikuid paigaldada väga kõva pinnase või lähedase aluskivimiga regioonides. Gravitatsioonivundament hoiab elektrituulikut püsti raskusjõu mõjul, mis on tingitud lahenduse märkimisväärsest massist. 10+ MW võimsusega elektrituulikute gravitatsioonivundamendid võivad kaaluda üle 10 000 tonni. Gravitatsioonivundamendi suureks miinuseks on kauakestev tootmisprotsess, keeruline logistika ja piiratud kraanalaevade saadavus. Gravitatsioonivundamendid on eelistatud lahendus jääkattega merealadele. Näiteks Soomes Tahkuluoto meretuulepark on ehitatud seda tüüpi vundamentidega.

- **Sõrestikvundament**

Sõrestikvundamendid on ajalooliselt enim nafta- ja gaasiplatformide paigaldamisel kasutatud lahendused. Sellise vundamentitüübi eelis on ligipääs suuremate veesügavustega merealadele. Sõrestikstruktuur võimaldab minimaalse materjalikuluga disainida väga suurte mõõtmetega vundamenti, ilma, et selle mass muutuks logistika aspektist problemaatiliseks. Lahenduse suurim väljakutse on märkimisväärne töömahukas, nii valmistamise kui projekteerimise seisukohast. Sõrestikstruktuuril on arvukalt keevituskohti ja erinevate mõõtmetega detaile. Projektialadel varieerub tihti veesügavus märkimisväärselt, mis nõuab iga vundamendi eraldi projekteerimist ja laia valiku koostedetailide tootmist. Sõrestikvundament ei ole sobilik jääkattega merealadele. Seda tüüpi vundament hoiab 2024. aasta seisuga merepõhja fikseeritud elektrituulikute sügavusrekordit, 58,6 meetrit Šotimaa Seagreen meretuulepargis. [7]

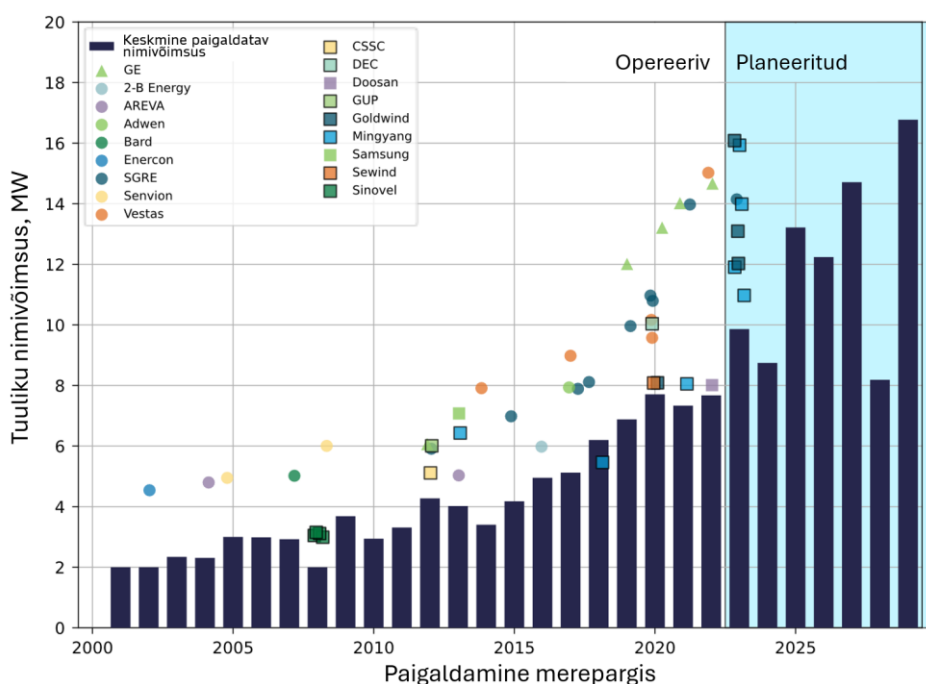


Joonis 2.4 Monovai vundament (vasakul), gravitatsioonivundament (keskel) ja sõrestikvundament (paremal) [8]

2.1.2 Mereelektrituulikud

Merel ja maismaal paigaldatakse tuuleparkidesse erinevaid elektrituulikuid. Merele paigaldatakse oluliselt võimsamaid tuulikuid kui maismaale. Aastal 2024 paigaldatakse läänemaailma mereparkides maksimaalselt 15 MW ja maismaal kommertstingimustel 7 MW elektrituulikuid. Hiina tootjad on paigaldanud 2023. aastal 16 MW meretuuliku prototüübi. Meretuulikud on teinud viimase kümnendiga läbi tohutult kiire arengu suuremate võimsuste ja mõõtude suunas. Vaata elektrituulikute nimivõimsuste arengu statistikat Joonisel 2.5. Tumesinised tulbad tähistavad keskmist paigaldatava elektrituuliku nimivõimsust kindlal aastal. Värvilised kujundid näitavad elektrituulikute tootja poolt võimsaimat installeeritud või planeeritavat elektrituulikut 2023. aasta alguse seisuga. [9]

Ehitades tuulepargi merele, on võimalik käsitleda oluliselt suuremaid komponente just laevade kasutamise ja maismaatranspordi minimeerimise tulemusel. Tuuleenergeetikas on parkide ehitamisel oluline maksimeerida mastaabiefekti. See aitab üldise trendina elektri tootmise hinnal langeda. Suurema nimivõimsusega elektrituulikute kasutamine võimaldab tuulepargi planeeritava võimsuse saavutamise väiksema arvu elektrituulikutega. Näiteks 1000 MW merepark koosneks 200-st võimsusega 5 MW elektrituulikust või hoopis 67-st 15 MW elektrituulikust. Tulemusena saab paigaldada vähem vundamente, elektrituulikuid, kaableid ja lühendada installatsiooniperioodi. Suurimate ehituslaevade tööpäev võib maksta kuni pool miljonit eurot. Suur mastaabiefekt peegeldub ka merepargi komponentide valmistamises- kaks korda võimsama elektrituuliku vundament ei maksa ega kaalu kaks korda rohkem.



Joonis 2.5 Meretuulikute nimivõimsuste areng [9]

Meretuulikute tootjaid on mitmeid - Euroopast, Aasiast ja Ameerikast. Turuliidrid on Euroopas ja Ameerikas Vestas, Siemens Gamesa, General Electric. Aasias on enim paigaldatud Goldwind-i, Senvion-i ja MingYang-i elektrituulikud. Printsibilt töötavad horisontaalteljelised elektrituulikud sarnaselt, kuid turbiinide tehnoloogia erineb. Mehaaniliselt saab elektrituulikud jagada käigukasti alusel kaheks. Kui elektrituulikul on käigukast, siis muudetakse rootori aeglane pöörlemiskiirus (merel 6-20 pööret minutis) reduktori ülekandesuhtega kiiremaks, lihtsustades oluliselt elektrigeneraatori ehitust. Otseveoga ehk ilma käigukastita (ingl k *direct drive*) elektrituuliku generaator suudab toota elektrienergiat rootori kiirusele vastaval pöörlemiskiirusel. Vaata Tabel 2.1.

- **Käigukastiga elektrituulik**

Kasutades elektrituuliku mehaanilises ülekandesüsteemis reduktorit, on võimalik rakendada kergemaid, kompaktsemaid ja soodsamaid generaatoreid. Pöörlemiskiirus generaatori rootoril on vahemikus 1000-2000 pööret minutis. Turuliidritest kasutab käigukastiga elektrituulikuid merel ja maismaal Vestas. General Electricu ja Siemens Gamesa maismaatuulikud on käigukastiga.

- **Otseveoga elektrituulik**

Otseveoga elektrituulikud on väiksemate mehaaniliste kadude, lihtsama ehituse ja aeglasema generaatori pöörlemiskiirusega. Pöörlemiskiirus generaatoril on võrdne rootori kiirusega. Otseveoga püsिमagnetitega generaatoril on palju pooluspaare staatoril ja rootoril, tulemusena võimaldades elektritootmist rootori võlli pöörlemiskiirusel. Otseveo tehnoloogiat kasutab meretuulikutes Siemens Gamesa ja General Electric. Lisaks on Siemensil olnud minevikus ka mõned otseveoga maismaamudelid. Aasia tuulikutootjaid kasutavad nii merel kui maismaal otsevedu, tingitud püsिमagnetite laialdasest kättesaadavusest.

Tabel 2.1 Käigukastiga ja otseveo tehnoloogiate tugevuste võrdlustabel [10]

| Käigukastiga | Otseveoga |
|------------------------|----------------------|
| Väiksem mass ja mõõdud | Vajab vähem hooldust |
| Soodsam hind | Väiksemad kaod |
| Modulaarne | Madalam müratase |
| - | Vähem liikuvaid osi |

2.1.3 Elektriühendused

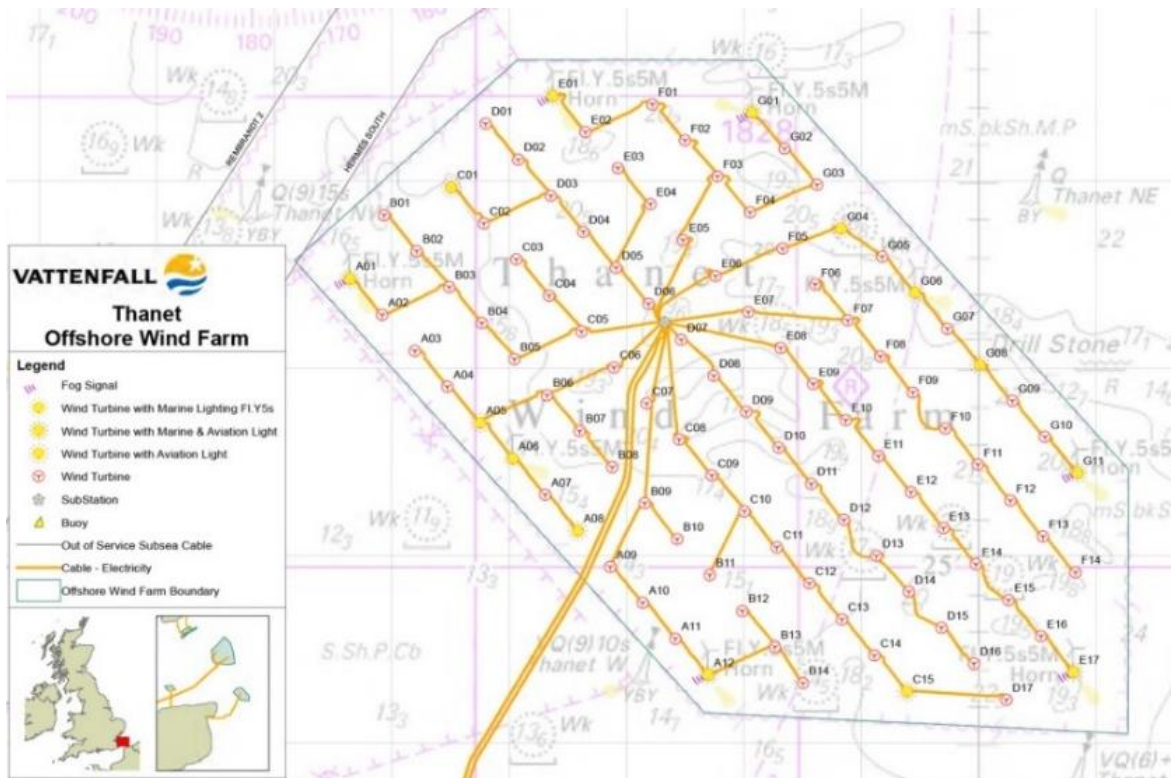
Tuuleparkide elektriühendused on kompleksed paigaldised, mis koosnevad üldiselt mitmete erinevate ristlõigetega kaablitest. Elektriühenduste liigid on võimalik jagada tuulepargis kaheks: elektrituulikute vahelised kaablid (ingl k *inter array cables, IAC*) ja ekspordikaablid. Tuuleparkides kasutatakse silmus- ja radiaaltopoloogiaid. Elektrituulikute toodetud elektrienergia edastatakse merealajaama, kus tõstetakse elektrienergia pingeastet ja edastatakse ekspordikaablite abil põhivõrku. Üks radiaalvõrgu näide on esitatud Joonis 2.6.

- **Elektrituulikutevahelised ühendused**

Elektrituuliku ühendavad elektrikaablid on valdavalt 3-faasilised vahelduvvoolu kaablid, mille pingest on 33-66 kV. Sarnaselt elektrituulikute suuruse kasvamisega, on võetud meretuuleenergiaks kasutusele aina kõrgemad pingestmed. Järgmine IAC pingest on 132 kV, mille kasutamine on kadude aspektist otstarbekas 15 MW ja võimsamate elektrituulikute puhul. Kõrgem pingest võimaldab sama võimsuse edastamist kasutades väiksema ristlõikepindalaga elektrikaableid. Maailma esimeses meretuulepargis, Vindebys kasutati elektrituulikute vahelisteks ühendusteks ja ekspordikaabli puhul pingest 10 kV, ilma merealajaamata.

- **Ekspordikaablid**

Merealajaamast transporditakse elektrienergia merekaablitega maismaale. Kaasaajal enim kasutatud vahelduvvoolu pingest ekspordikaablitel on 220 kV. Ekspordisüsteem võib olla vahelduv- või alalisvooluühendus. Vahelduvvooluga kasutatakse kolme ja alalisvooluga ühe soonega kaableid. Alalisvooluühendus on majanduslikult mõttekam umbes 100 ja enam kilomeetri pikkuse ekspordikaabli puhul ja alla selle distantsi kasutatakse vahelduvvoolu. Alalisvoolumuundurid on kallimad kui vahelduvvoolusüsteemid, kuid suurtel distantsidel võimaldab alalisvool kasutada soodsamaid ekspordikaableid. [11]

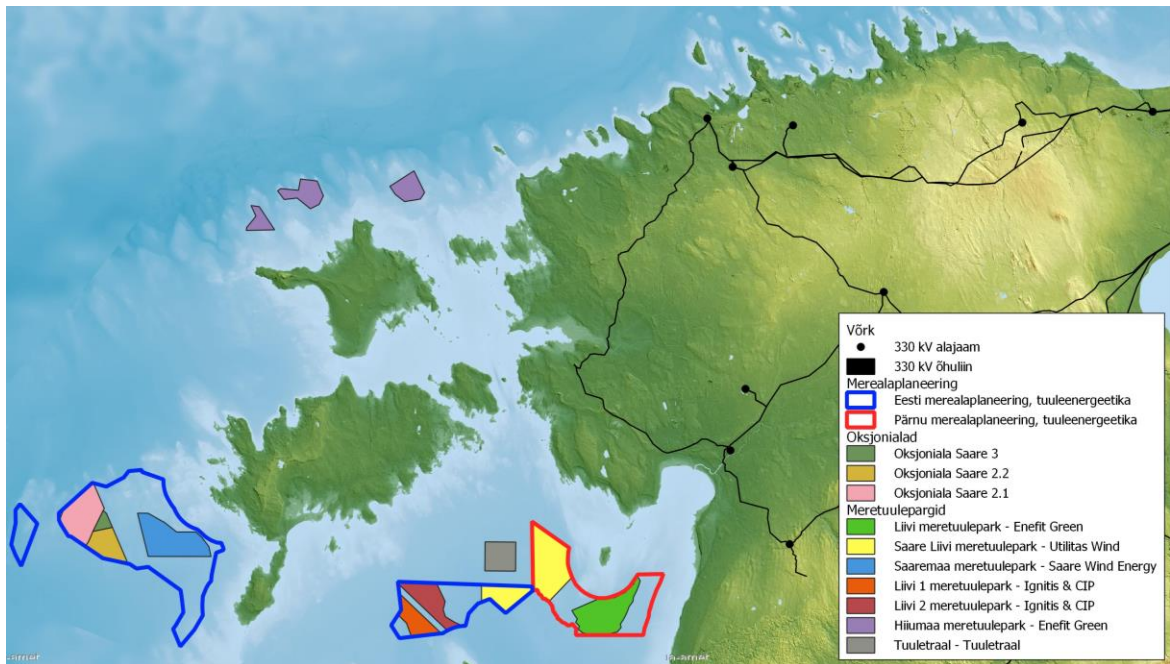


Joonis 2.6 Meretuulepargi elektriühendused, radiaalvõrk. Thanet meretuulepark UK [12]

2.3 Meretuulepargid Eestis

Eestis on 7 erineval meretuulepargil algatatud hoonestusloa menetlus. Hoonestusloa menetlus on käimas ettevõtetel Enefit Green, Utilitas Wind, Saare Wind Energy, Ignitis ja Copenhagen Infrastructure Partners ühissetevõte ning Tuuletraal. Meretuuleparkide arendused asuvad Liivi lahes, Saaremaa läänerannikul ja Hiiumaa põhjarannikul.

Kehtivad kaks meretuuleenergia alade planeeringut, mis annavad õigusliku aluse ja fikseerivad asukohad meretuuleparkide rajamiseks. Pärnu maakonnaga piirneva ala maakonnaplaneering kinnitati 2017. aastal. Hiiumaa maakonnaplaneering kehtestati 2016, kuid selle tuuleenergia osa tühistati Riigikohtu otsusega 2018. aastal. Tervet riiki, välja arvatud Pärnu ja Hiiumaa mereala, käsitlev merealplaneering kehtestati 2022. aastal. Vaata Eesti meretuuleenergeetika kaarti Joonisel 2.7.



Joonis 2.7 Tuuleenergeetika Eesti merealadel [13]

Eestis on arendatud meretuuleparke alates aastast 2006, kui algatati keskkonnamõjude hindamise (KMH) programm Hiiumaa meretuulepargi rajamiseks. Projekti arendajaks oli Nelja Energia, mille arendusmeeskond oli Eestis, enamusosalus aga Rootsi ettevõttel Vardar Eurus. Aastal 2018 omandas Enefit Green ainuosaluse Nelja Energias, jätkates tööd ettevõtte pikaajalise arendusportfelliga. [14]

Liivi meretuulepargi arendust alustas Eesti Energia 2010. aastal, kuid KMH programm kinnitati ja alustati hoonestusloa menetlus Vabariigi valitsuse poolt ametlikult 2019. aastal. Aasta 2023 märtsis omandas Enefit Green emattevõttelt Liivi lahe meretuulepargi arendusprojekti 6,2 miljoni euroga. Hoonestusala pindala on 183 km². [15]

Saaremaa meretuulepargi arendamisega alustas Saare Wind Energy 2015. aastal, kui esitati hoonestusloa taotlus. Ettevõttega liitus 2020. aastal strateegilise investorina Hollandi mereehitusettevõtte Van Oord. KMH programm kinnitati aastal 2021 ja samal aastal algatati ka hoonestusloa menetlus. Nimetatud arenduse keskkonnamõjude hindamise uuringud on valminud 2024 aastal. Hoonestusala on pindalaga 197,4 km². [15]

Saare- Liivi meretuuleparki arendab Utilitas Wind. Tuulepark asub Liivi lahe põhjaosas, uuringuala pindalaga 307,5 km². Nimetatud pargi hoonestusloa menetlus algatati 2021. aastal, koos KMH programmi kinnitamisega aasta hiljem. [15]

Hoonestusloa menetlus on algatatud ka ettevõttel Tuuletraal, kuid nende arendus asub Liivi lahes väljaspool Pärnu ja üle-Eestilist merealaplaneeringut. Teadaolevalt ei ole KMH programm kinnitatud ega uuringutega alustatud. [15]

Kõige värskemad meretuuleprojektid on Eesti esimeselt merealaoksjonilt omandatud Liivi 1 ja Liivi 2. Mõlema ala arendamise õigused võitis miinimumpakkumisega Ignitise ja Copenhagen Infrastructure Partnersi ühissetevõtte. Oksjonil osalemise vastu näitasid ka huvi Utilitas Wind, Enefit Green, Viru Keemia Grupp, Sunly, Aker ja European Energy. Oksjonil osalemise eeldusena esitasid hoonestusloa taotlejad enda nägemuse tuulepargi maksimaalsetest parameetritest. Toodi välja elektrituulikute suurim arv, nimivõimsus ja pargi summaarne võimsus. Vaata Tabel 2.2. [13]

Tabel 2.2 Liivi 1 merealaoksjoni taotluste maksimaalsed parameetrid [13]

| Taotleja | Pargi võimsus, MW | Võimsaim elektrituulik, MW | Võimsustihedus, MW/km ² |
|-------------------|-------------------|----------------------------|------------------------------------|
| Enefit Green | 1525 | 25 | 19,6 |
| Utilitas | 1525 | 25 | 19,6 |
| Sunly | 1220 | 20 | 15,7 |
| European Energy | 1000 | 20 | 12,9 |
| Viru Keemia Grupp | 990 | 15 | 12,7 |
| Ignitis & CIP | 900 | 25 | 11,6 |
| Aker | 770 | 30 | 9,9 |

Töö kirjutamise ajal, aprillis 2024 esitab Vabariigi valitsus riigikogule esimeseks lugemiseks eelnõu, mis võimaldaks mere- ja maismaatuuleparkidel osaleda eraldi 4 TWh aastatoodangu ulatuses hinnavahelepingu (inglise k. *Contract for Difference*) vähempakkumisel. Finantsinstrument kehtiks merel 20 ja maismaal 12 aastat, ainult siseriiklikult tarbitud ja salvestatud elektrienergia mahus. Vähempakkumise summaarset mahtu oleks võimalik suurendada kuni 10 TWh-ni aastas. Oksjoni välja kuulutamise teadet on oodata 2025. aastal, teatavasti peavad maismaapargid alustama toodangut enne 2029. aasta lõppu ja merepargid enne 2033. lõppu. [16]

2.4 Asendiplaanide koostamise meetodikad

Tuuleparkide asendiplaanide koostamine on mitme muutujaga optimeerimisülesanne, mille tulemusena soovitakse saavutada parim võimalik elektrituulikute paiknemine. Maismaatuulepargis koostatakse asendiplaan üldiselt vastavalt kasutatavate kinnistute paiknemisele, mis seab piirangud elektrituulikute asukohtadele. Meretuuleparkide asendiplaanide välja töötamiseks on üldiselt vähem piiranguid kui maismaatuuleparki

planeerides. Reeglina piirab merepargi ala korrapärane kujund, mille piir on seatud planeerimisprotsessi käigus. Selle ala sees võib olla kohati merepõhi ehitustehniliselt ebasobiv, kuid selle kitsenduse teeb arendaja projekteerimismeeskond. Mõne erandina võib projektialal olla piirkondi, kuhu ei tohi vundamente elupaikade tõttu keskkonnamõjude hindamise tulemusel paigaldada, kuid üldiselt ei ole sellistel aladel meretuuleparkide ehitamine lubatud.

Meretuulepargi asendiplaani koostamise eesmärk on tagada elektrijaama suurim võimalik toodang, arvestades seatud kitsenduste ja teiste optimeerimiseesmärkidega. Suurim võimalik toodang tagatakse elektrituulikute vahelisi varjutusefekte minimeerides, valides tuulikupositsioonid ja vahekaugused vastavalt piirkonna tuuleoludele. Kitsendused võivad olla seatud laevateede, vaatekoridoride, rändekoridoride, eksisteeriva infrastruktuuri või muude planeerimisetapis sätestatud tegurite tõttu. Lisaks elektritoodangu maksimeerimisele võib olla eesmärk ka võimalikult madala nominaalse elektritootmise hinna saavutamine (inglise. k *LCOE* ehk *Levelized Cost Of Electricity*). Sellise optimeerimiseesmärgi valimine eeldab väga detailset ülevaadet meretuulepargi rajamise ja opereerimise ajakohastest kuludest. Peamised optimeerimiseesmärgid rajamiskulude vaates on vundamentide veesügavus ja tuulepargi elektrivõrgu topoloogia. Sellise lähenemise suudavad ellu viia suurimad meretuulele keskendunud inseneribürood või vertikaalselt integreeritud arendusettevõtted, kes omavad ajakohast ülevaadet tarneahelate staatusest ning hinnatrendidest.

Optimaalsel asendiplaanil ei ole ühest definitsiooni, sest igal arendajal on erinevad ärilised strateegiad ja ligipääs energiaturgudele. Näiteks võib olla eelistatud tuulepargi suurem nimivõimsus, ohverdades selle arvelt kasutustegurit. See valik võib põhineda mastaabiefekti saavutamiseks või elektritootmismahu suurendamisel. Suurem osa meretuuleparke ehitatakse ja finantseeritakse riiklike vähempakkumiste tulemusena sõlmitud hinnavahelepingute alusel. See tähendab, et oksjoni korras pakuvad arendajad võidu vähimat elektriühiku hinda, millega ollakse nõus projekti ehitama. Hinnavaheleping tähendab elektritootja rahavoogude fikseerimist, võimaldades lepingu teisel osapoolel (reeglina riik) sõlmimishinda ületavate börsihindade korral ülemäärane tulu omastada ja madalamate hindade korral kompenseerida tootjale vahe. Sellise finantsinstrumendi kaasamisega on tuulepargi asendiplaani koostamise prioriteet madalama *LCOE saavutamine*, tingitud projektidevahelisest konkurentsist vähempakkumistel. [17]

Alternatiivselt *CfD* lepingu vähempakkumisoksjonitele on riigid rakendanud erinevaid õigusraamistikke meretuuleparkide turule toomiseks. Vastavalt kehtivale

seadusandlusele võivad arendajad konkureerida eelmääratud oksjonialale, millega kaasnevad ettekirjutused - näiteks elektrituulikute arvu või pargi võimsuse osas. Kombineerides eelmääratud oksjonialad erinevate riikide spetsiifiliste oksjonikriteeriumitega, erinevad õigusruumide lõikes ka meretuuleparkide optimaalsed asendiplaanid ja sellest tulenevad võimsustihedused. Vaata Tabel 2.3.

Tabel 2.3 Viies Euroopa riigis kehtiv õigusraamistik meretuuleoksjoniteks [17]

| Riik | Asukoht | Pindala | Võimsus | Võimsustihedus | Asendiplaani eesmärk |
|------------------|----------------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|
| Belgia | Fikseeritud | Fikseeritud | Arendaja valida | Arendaja valida | Kõrge võimsustihedus |
| Saksamaa | Arendaja valida | Arendaja valida | Arendaja valida | Arendaja valida | Kõrge võimsustihedus |
| | Eelarendatud (2026+) | Fikseeritud | Piiratud või fikseeritud | Piiratud või fikseeritud | Madal LCOE |
| Taani | Eelarendatud | Piiratud (maksimum) | Fikseeritud | Piiratud (miinimum) | Madal LCOE |
| Holland | Eelarendatud | Fikseeritud | Piiratud (min/max) | Piiratud (min/max) | Madal LCOE |
| Inglismaa | Määratud tsoonid | Arendaja valida | Arendaja valida | Arendaja valida | Madal LCOE |

Meretuuleparkide asendiplaanide koostamiseks ja toodanguarvutusteks on saadaval lai valik tööriistu. Lahendused baseeruvad iteratiivsel protsessil, mille käigus jõutakse optimaalsele asendiplaanile aina lähemale. Asendiplaani optimeerimisprobleemi keerukuse määrab disainiruumi suurus. Erinevate võimalike kombinatsioonide hulk suurendab disainiruumi kompleksust. Elektrituulikute arv, vähim lubatud omavaheline vahemaa, keskmine tuule suund, kiirus ja projektiala kuju on mõned näited disainiruumi määravatest parameetritest.

Optimeerimise käigus liigutatakse algselt valitud elektrituulikute asukohti seni ringi, kuni saavutatakse kas rahuldaval tasemel tulemuste konvergeerumine või teostatakse maksimaalne sätestatud arv iteratsioone. Konvergeerumine, ehk tulemuste koondumine tähendab, et iga kordusega hakkab optimeerimise tulemus aina vähem eesmärgi poole liikuma. Teatud hetkest alates ei ole tulemuse paranemine enam ajakulu ja arvutusmahu vaates põhjendatud. Selle piiri määrab optimeerimiseks valitud tolerants. Kui tolerants on seadistatud väga väike, võtab tulemuste koondumine palju aega, või optimeerimisprotsess lõppeb maksimaalse lubatud iteratsioonide arvu täitumisega. [18]

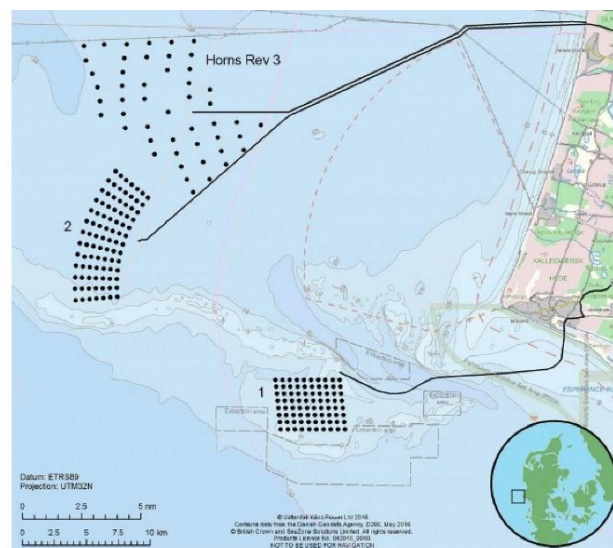
Kasutatavad optimeerimisalgoritmid saab jagada kaheks: gradiendipõhisteks ja vabadeks meetoditeks. Gradiendipõhised algoritmid, nagu näiteks *Sequential Least Squares Programming (SLSQP)*, tuginevad funktsiooni gradientidele ehk tuletistele, et suunata otsingut optimaalse lahenduse poole. *SLSQP* on tõhus meetod, mis toetub gradientidele piirangutega probleemide lahendamisel, eriti kui algne asendiplaan on optimaalse lahenduse lähedal. Gradiendivabad algoritmid on eelistatud juhtudel, kui

optimeerimise funktsiooni gradient ei ole kasutatav. Gradiendivabad algoritmid, sealhulgas *Constrained Optimization by Linear Approximation (COBYLA)*, geneetilised algoritmid (*GA*), osakeste parve optimeerimine (*PSO*) ja juhuslik otsing (*RS*), ei vaja informatsiooni gradientide kohta. Need meetodid on universaalsed, võimaldades lahendada katkendlikke, mittelinearseid või mittediferentseeritavaid sihifunktsioone sisaldavaid probleeme. Need algoritmid suudavad potentsiaalselt leida probleemiülese optimumi, kuna uurivad laialdaselt disainiruumi. Nende algoritmide peamiseks puuduseks on suur kasutatav arvutusresurss ja tulenev ajakulukus. Pideva teadusarenduse ja uute meetodite väljatöötamise, ning optimeerimiseesmärkide muutumise tulemusel on erinevatel ajaperioodidel ehitatud tuuleparkide asendiplaanid erinevad. Vaata Horns Rev meretuulepargi etappide asendiplaanid aastatest 2002, 2009 ja 2019 Joonisel 2.8. [19]

Populaarseimad tuuleparkide asendiplaanide koostamise ja optimeerimise tööriistad on:

- WindPro
- WindFarmer
- OpenWind
- WindSim
- TopFarm/PyWake

Kaasaajal pakuvad mitmed tarkvarad tööriistu tuuleparkide asendiplaanide optimeerimiseks, mis baseeruvad kõik sarnastel matemaatilistel kontseptsioonidel. Toodud nimekirjas on graafiline kasutajaliides esimesel neljal tarkvaral. Tingitud kasutajate erinevatest töövoogudest, on kõigis neist ka programmeerimiskeele liides, peamiselt *Python*. Selline lähenemine võimaldab automatiseerida protsesse ja säästa korduvaid arvutusparameetrite sisestamisi. Ainsana on nimekirjas vabavaralised *TopFarm* ja *PyWake Python* paketid.



Joonis 2.8 Erinevad asendiplaanid Horns Rev meretuulepargi etappidel 1-3, ehitatud 2002, 2009 ja 2019 [20]

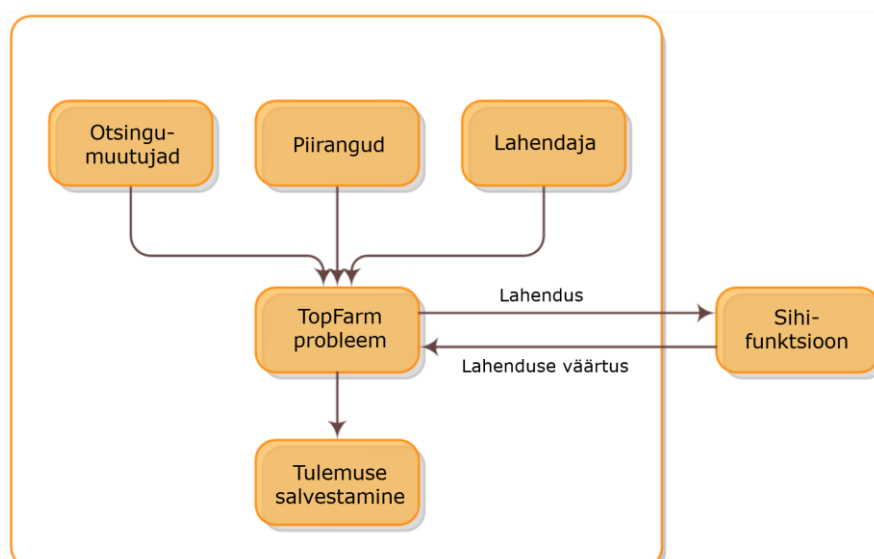
3. ASENDIPLAANI ANALÜÜSI METOODIKA JA MUDEL

3.1 Optimeerimisalgoritmi tööpõhimõte

Käesoleva lõputöö praktiline osa, seal hulgas meretuuleparkide asendiplaani koostamine, ning elektritoodangu arvutamine teostati kasutades vabavara tarkvara TopFarm ja PyWake. Nimetatud tarkvaralised tööriistad on alla laetavad paketid, programmeerimiskeeles *Python*. Mõlemad on arendatud Taani Tehnikaülikooli Tuule- ja Energiasüsteemide instituudis. Nimetatud tööriistad valiti, sest on modulaarsed, ning võimaldavad optimeerimisalgoritmi koostada vastavalt kasutaja eesmärkidele ja anda sisendid koodiridade vormis.

TopFarm on pakett mere- ja maismaatuuleparkide optimeerimiseks, baseerudes *OpenMDAO* optimeerimis-raamistikule. *MDAO* (ingl. k *Multidisciplinary Design Analysis Optimization*) tähendab mitme eesmärgiga disaini, analüüsi ja optimeerimist. *TopFarm*-is saab olla optimeerimise eesmärk suurim toodang, madalaim *LCOE*, projekti nüüdispuhasväärtus või muu kasutaja poolt määratud suurus. Vaata *TopFarm* optimeerimise protsessiskeemi Joonis 3.1.

PyWake on pakett elektrituulikute simuleerimiseks, võimaldades arvutada tuulekiiruse muutusi tuulepargis, õhuturbulentside omavahelisi mõjutusi ja õhuvooludest tingitud koormusi. Selle tulemusena saab kasutada tarkvara nii üksiktuuliku kui ka tuulepargi elektritoodangu arvutamiseks, nii aegridade kui aastaste keskmiste andmete alusel. PyWake on asendiplaani optimeerimiseks integreeritud optimeerimistööriista TopFarm.



Joonis 3.1 TopFarm optimeerimistarkvara protsessiskeem [21]

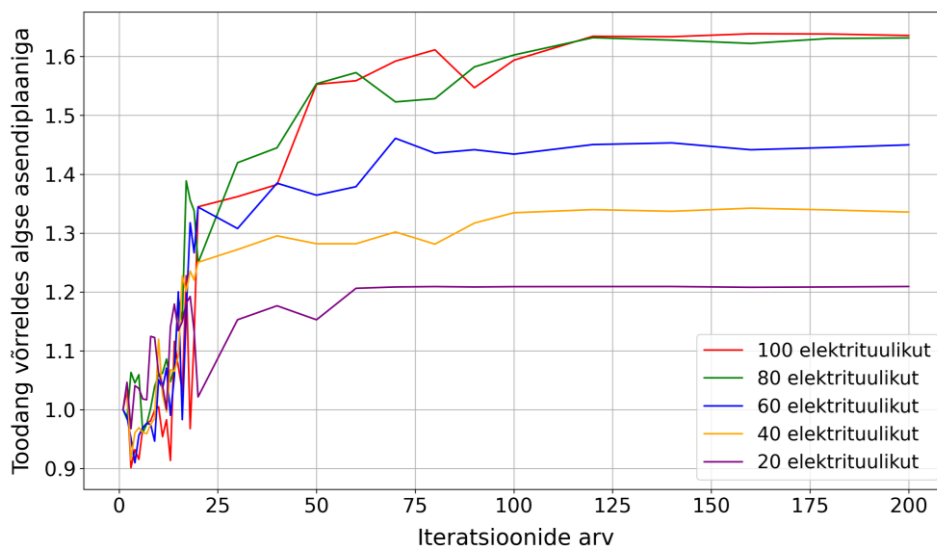
Tuulepargi asendiplaani optimeerimisel on keskne objekt TopFarm probleemi klass, millele edastatakse vajalikud muutujad töövoo alustamiseks. TopFarm probleemile antakse neli erinevat sisendit:

1. Otsingumuutujad (ingl k *design variables*), ehk optimeerimise käigus muudetavad väärtused. Antud töös on need elektrituulikute asukohtade algkoordinaadid, mida hakatakse optimeerimise käigus muutama. Algkoordinaadid leitakse juhuslikud, kuid positsioonide vaheline minimaalne lubatud kaugus on määratud.
2. Piirangud (*constraints*), ehk optimeerimist piiravad väärtused. Käesoleval juhul tuulepargi ala piirjoon ja vähim lubatud vahemaa elektrituulikute vahel.
3. Lahendaja (*driver*) ehk valitud optimeerimisalgoritm. Tulemuseni võib jõuda erinevate lahendajatega, kuid eesmärgipärase lahendaja valimine viib kiiremalt tulemuste koondumiseni. Praktilises osas kasutati *SLSQP* lahendajat. Lisaks algoritmile seadistatakse ka maksimaalne lubatud korduste arv ja tolerants tulemuste koondumisele.
4. Sihifunktsioon (*cost function*) arvutab igale kordusele vastavad hetkeväärtused otsingumuutujate alusel. Soovides leida suurima elektritoodanguga asendiplaani, on sihifunktsiooni väärtus tuulepargi toodang ja eesmärk selle maksimeerimine.

Optimeerimisprotsessis vahetatakse *TopFarm* probleemi ja sihifunktsiooni vahel seni infot, kuni iga järgneva otsingumuutujate iteratsiooni käigus jõutakse eesmärgile lähemale. Kui järjestikuste korduste käigus saavutatakse eelmise korduse tulemustest väiksem paremine võrreldes lahendaja seadistatud tolerantsiga, optimeerimine lõppeb. Tolerantsi korrektne seadmine optimeerimise lõpetamise kriteeriumina eeldab ootust tulemuste koondumisele, ehk sihifunktsiooni käitumise tundmist. Lõputöö tulemused on leitud suure arvu iteratsioonide teostamisel, ehk tolerantsi asemel on kasutatud optimeerimisprotsessi lõpetava tingimusena lubatud korduste täitumist. Näidet toodanguarvutuste tulemuste konvergeerumisest iteratsioonide käigus on võimalik näha Joonisel 3.2. Sellist lähenemist soovitas *TopFarm*'i arendustiimi endine liige, lõputöö konsultant Javier Criando.

Sihifunktsioon arvutab tuulepargi toodangu sisendparameetrite alusel. Oluliseimad neist on elektrituulikute ja piirkonna tuuletingimusi iseloomustavad andmed ning rootori õhuvoole kirjeldavad mudelid. Tuulekiiruse muutumist rootoril kirjeldavad defitsiidimudelid (ingl k *deficite models*), mis määravad toodanguarvutuse matemaatilise lähenemise ja seeläbi ka arvutusressursi kasutuse. Rootori õhuvoolusid iseloomustavad mudelid saab peamiselt jagada kaheks, varjutus- (ingl k *wake effect*) ja blokeerimise efekti (ingl k *blockage effect*) kirjeldavataks. Blokeerimise efekt on nähtus,

kus tuule kiirus väheneb elektrituuliku rootori ees, tingitud õhuvoolude aeglustumisest, mida põhjustab ülerõhupiirkonna poolt õhuvoolude takistamine. Seejärel tuule kiirus suureneb taas rootorist möödudes, sest õhuvoolud kiirenevad liikudes ülerõhupiirkonnast alarõhupiirkonda. Nimetatud nähtus omab üsna väikest mõju toodanguarvutusele, kuid on väga arvutusressursimahukas.



Joonis 3.2 Iteratsioonide käigus erineva arvu elektrituulikutega asendiplaanide toodangu paremine

3.2 Optimeerimise sisendid

Meretuulepargi asendiplaani optimeerimise ja elektritoodangu arvutamiseks on vajalik defineerida lahendatavat ülesannet iseloomustavad parameetrid. Need sisendid on võimalik laialt jagada kolmeks: elektrituuliku, tuulepargi projektiala ja defitsiidimudelite parameetrid. Vaata tuulepargi asendiplaani optimeerimise sisendeid Tabelis 3.1.

Tabel 3.1 Tuulepargi asendiplaani optimeerimise sisendid

| Elektrituulikud | Projektiala | Defitsiidimudel |
|-----------------------|-------------------------------|------------------|
| Elektrituulikute arv | Projektiala nurgakoordinaadid | Varjutusmudel |
| Rootori diameeter | Tuule suundade jaotus | Blokeeringumudel |
| Gondli kõrgus | Tuule kiiruste jaotus | - |
| Võimsusköver | Turbulentsuse intensiivsus | - |
| Tõukejõuköver | Pinnakaredus | - |
| Vähim lubatud vahemaa | - | - |

3.2.1 Elektrituulikud

Töö praktilises osas käsitletakse kolme erinevat elektrituuliku mudelit, mis baseeruvad Rahvusvahelise Energiaagentuuri (ingl k *International Energy Agency, IEA*) 15 MW referentsimudelile (vt Tabel 3.2). Tuuleenergeetikas koostatakse referentsimudeleid uudsele tehnoloogiale, et pakkuda ettevõtetele teekaarti ja teaduritele alusandmeid valdkonna arendamiseks. Nimetatud referentsimudel tehti avalikuks märtsis 2020. Elektrituulikute tootjatel oli sellel ajal juba arenduses 15 MW platvorm, kuid numbrilisi võimsus- ja tõukejõukõverate väärtusi ei ole seni avalikustatud. [5]

Tabel 3.2 IEA 15 MW referentsituuliku parameetrid [5]

| | |
|--|-------------|
| Rootori diameeter, m | 240 meetrit |
| Gondli kõrgus, m | 150 meetrit |
| Nimivõimsus, MW | 15 MW |
| Rootori võimsustihedus, W/m² | 331,74 |

Osana käesolevast tööst uuriti ka võimalikke tuleviku elektrituulikute mudelid, nimivõimsusega 20 MW ja 25 MW. Selliseid referentsimudeleid ei ole veel avalikustatud ja seetõttu tuletati nende mõõtmed lineaarselt 15 MW elektrituuliku skaleerimise teel kasutades valemeid 3.2, 3.4 ja 3.6. Lähtudes valemist 2.1, määrab elektrituuliku elektritoodangu rootori pindala. Suurem rootori pindala tähendab, et on võimalik püüda rohkem õhuvoolude kineetilist energiat. Seetõttu on skaleerimisel hoitud muutumatuna generaatori nimivõimsuse ja rootoripindala suhe ehk rootori võimsustihedus.

Elektrituuliku rootori võimsustihedus on leitav valemiga:

$$P_S = P : S = P : \pi r^2 = P : \pi \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (3.1)$$

kus P_S – rootori võimsustihedus, W/m²,
 P – elektrituuliku nimivõimsus, W,
 S – rootori pindala, m²,
 D – rootori diameeter, m,
 r – rootori raadius, m.

Seega on IEA 15 MW referentsituuliku rootori võimsustihedus leitav:

$$P_{S\ 15\ MW} = P_{15\ MW} : S_{15\ MW} = 15\ 000\ 000 : \pi \left(\frac{240}{2}\right)^2 = 331,74\ W/m^2 \quad (3.2)$$

Uute elektrituulikute mudelite rootori diameeter leitakse järgmise valemiga:

$$D_{x\ MW} = \sqrt{\frac{P_{x\ MW} \cdot S_{15\ MW}}{P_{15\ MW} \cdot \pi}} \cdot 2 = \sqrt{\frac{P_{x\ MW}}{P_{15\ MW}} \cdot \left(\frac{D_{15\ MW}}{2}\right)^2} \cdot 2 \quad (3.3)$$

kus $D_{x\ MW}$ – tuletatava elektrituuliku rootori diameeter, m,
 $S_{15\ MW}$ – referentsituuliku rootori pindala, m²,
 $P_{15\ MW}$ – referentsituuliku nimivõimsus, MW,
 $P_{x\ MW}$ – tuletatava tuuliku nimivõimsus, MW.

Seega leitakse tuletatud 20 MW elektrituuliku rootori diameeter:

$$D_{20\ MW} = \sqrt{\frac{20}{15}} \cdot \left(\frac{240}{2}\right)^2 \cdot 2 = 277,13\ m \quad (3.4)$$

Uute elektrituulikute gondli kõrgus leitakse järgneva valemiga:

$$h_{gondel\ x} = r_x + h_{laba\ 15\ MW} = r_x + h_{gondel\ 15\ MW} - r_{15\ MW} \quad (3.5)$$

kus $h_{gondel\ x}$ – tuletatava elektrituuliku gondli kõrgus, m,
 r_x – tuletatava elektrituuliku rootori raadius, m,
 $h_{laba\ 15\ MW}$ – referentsituuliku laba minimaalne distantis merepinnast, m,
 $h_{gondel\ 15\ MW}$ – referentsituuliku gondli kõrgus, m,
 r_{15} – referentsituuliku rootori raadius, m.

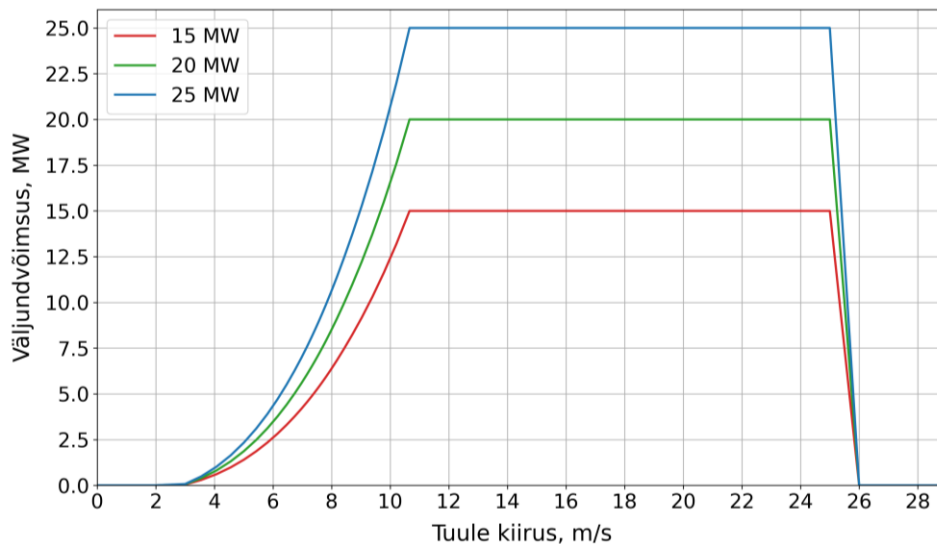
Seega leitakse tuletatud 20 MW elektrituuliku gondli kõrgus:

$$h_{gondel\ x} = r_x + h_{laba\ 15\ MW} = r_x + h_{gondel\ 15\ MW} - r_{15\ MW} \quad (3.6)$$

Tabel 3.3 Parameetrid 15, 20 ja 25 MW elektrituulikutele

| Nimivõimsus, MW | 15 | 20 | 25 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Rootori diameeter, m | 240 | 277,13 | 309,84 |
| Gondli kõrgus, m | 150 | 168,56 | 184,92 |
| Laba tipu kõrgus, m | 270 | 307,13 | 339,84 |
| Rootori pindala, m ² | 45 216 | 60 288 | 75 460 |
| Rootori võimsustihedus, W/m ² | 331,74 | | |
| Vähim distantis laba ja veepinna vahel, m | 30 | | |

Praktilises osas kasutatud elektrituulikute võimsuskõver on samuti skaleeritud lineaarselt, lähtudes IEA 15 MW referentsituuliku andmetest. Vaata Joonis 3.3. Mudeli sisendina on vaja defineerida ka tõukejõukõver, mis on oluline varjutus- ja blokeeringumudeli toimimiseks. Tõukejõukõvera väärtused on suhtarvud ja seega kehtivad ka skaleerimise teel tuletatud elektrituulikutele IEA 15 MW väärtused.

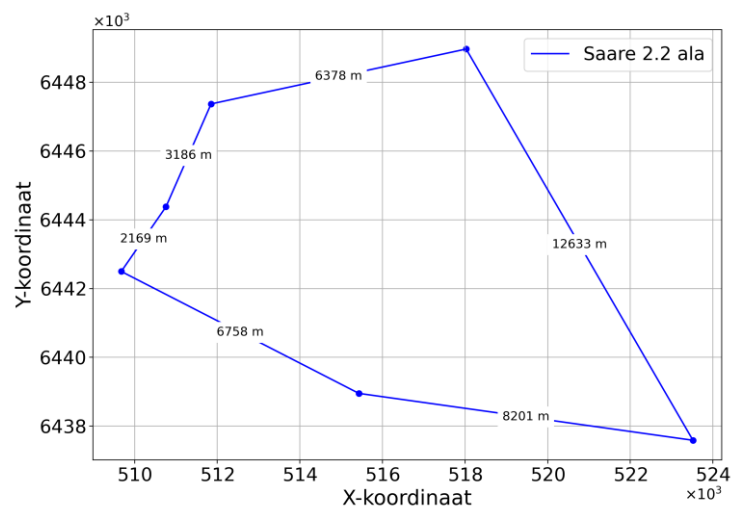


Joonis 3.3 Võimsuskõverad elektrituulikutele 15, 20 ja 25 MW [5]

Asendiplaanide optimeerimine teostati vastavale arvule 15, 20 ja 25 MW elektrituulikutele, et saavutatakse Liivi 1 merealaoksjonil pakutud maksimaalsed asendiplaani võimsustihedused. Eesti esimesel merealaoksjonil taotlesid osalejad maksimaalseid võimsustihedusi kuni 19,6 MW/ km² (vt Tabel 2.2). Elektritoodang arvutati asendiplaanidele 1, 5 või 10 elektrituuliku kaupa, tingitud optimeerimisprotsessi ajamahukusest. Kokku uuriti 110 erinevat asendiplaani. Vaata Lisa L1.2.

3.2.2 Projektiala

Lõputöö praktilise osa läbiviimiseks on valitud Eesti merealaplaneeringu oksjoniala Saare 2.2. Ala asub Saaremaa läänerannikul, 35 ... 56 kilomeetri kaugusel rannajoonest. Vaata Joonis 2.7. Kaugus lähima olemasoleva 330 kV põhivõrgu alajaamani Sindisse on 196 kilomeetrit. Algatatud Saaremaa 330 kV elektrivõrgu riigi eriplaneeringu võimalikest 330 kV alajaamadest on Saare 2.2 alani umbes 50 kilomeetrit. Hoonestusalal on 6 külge, 6 nurgakoordinaati ja pindala 88,45 km². Vaata Joonis 3.4. Nimetatud alal varieerub meresügavus vahemikus 30-50 meetrit. [22]



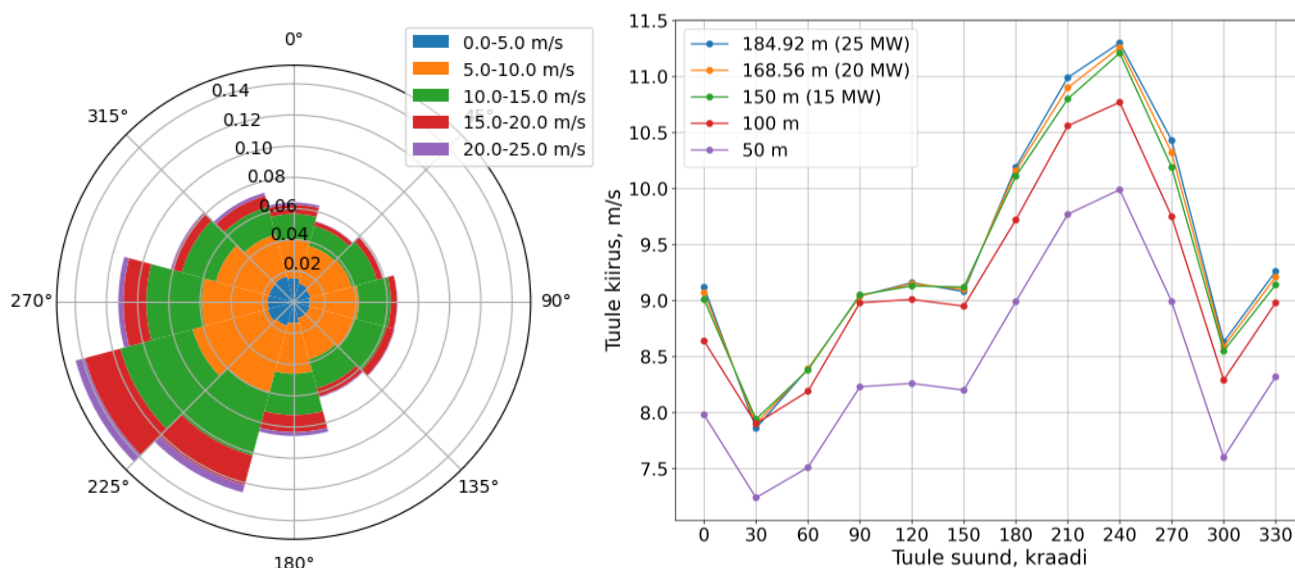
Joonis 3.4 Saare 2.2 oksjoniala kuju ja mõõtmed [22]

Global Wind Atlase tuuleandmed

Tuulepargi asendiplaanide optimeerimisel ja toodangu arvutamisel on kasutatud informatsiooni *Global Wind Atlas* andmebaasist. Nimetatud andmebaas on vabavaraliselt kättesaadav internetis, ning katab maailma maismaa- ja rannikualad kuni 200 km ulatuses merele. Tuuleandmed baseeruvad *European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)* meteoroloogilistele mudelandmetele, mis on kalibreeritud ajalooliste seireandmetega. Tuuleandmed on saadaval 3 kilomeetrise resolutsiooniga. Andmed on kasutatavad 3 erineval viisil- rasterfaili, Üldistatud Tuulekliima failina või *PyWake*'i klassina. Lihtsaim on Üldistatud Tuulekliima failitüüp (ingl k *Generalized Wind Climate File*). Lähtudes, et tegemist ei ole aegridade, vaid pikajalist keskmist kirjeldavate suurustega, sisaldavad andmed statistilist jaotust. Jaotuse parameetriteks on sektori tuulesuuna esinemise tõenäosus ja vastava sektori tuulekiiruste jaotus. Üldistatud Tuulekliima failis on tuulekliima esitatud 12 sektorina, laiusel 30 kraadi, mis ekstrapoleeritakse 360 kraadile. Projekti ala keskpunkti iseloomustavad tuuletingimused on esitatud Joonisel 3.4. Saare 2.2 oksjoniala keskmine tuule kiirus kõrgusel 150 meetrit on 9,71 m/s ja energiatihedus 1016 W/m². [23]

Teostades tuuleparkidele toodanguarvutusi on oluline arvestada ka piirkonna pinnakaredusega ja turbulentsusega. Pinnakaredus tingib õhuvoolude aeglustumise madalamatel vertikaaltasanditel. Turbulentside intensiivsus (*TI*) kirjeldab keskmise tuulekiiruse ja puhangute standardhälve suhet. *TI* määrab varjutuskadude mõjude ulatuse, sest tuule turbulentsus määrab õhuvoolude segunemise. Madalam *TI* väärtus tähendab, et varjutusefekt ulatub kaugemale allatuult ja seega kaasnevad suuremad varjutuskadod. Käesolevas töös on kasutatud pinnakareduse väärtust 0,0002, merel tekitavad pinnakareduse lained, maismaal oleks see väärtus suurem. Turbulentside

intensiivsuse väärtuseks valiti 0,05. Nimetatud väärtusi soovitas kasutada lõputöö konsultant J.C. Risco, sest lokaalseid mõõte- või mudelandmeid ei olnud piirkonna kohta võimalik leida.

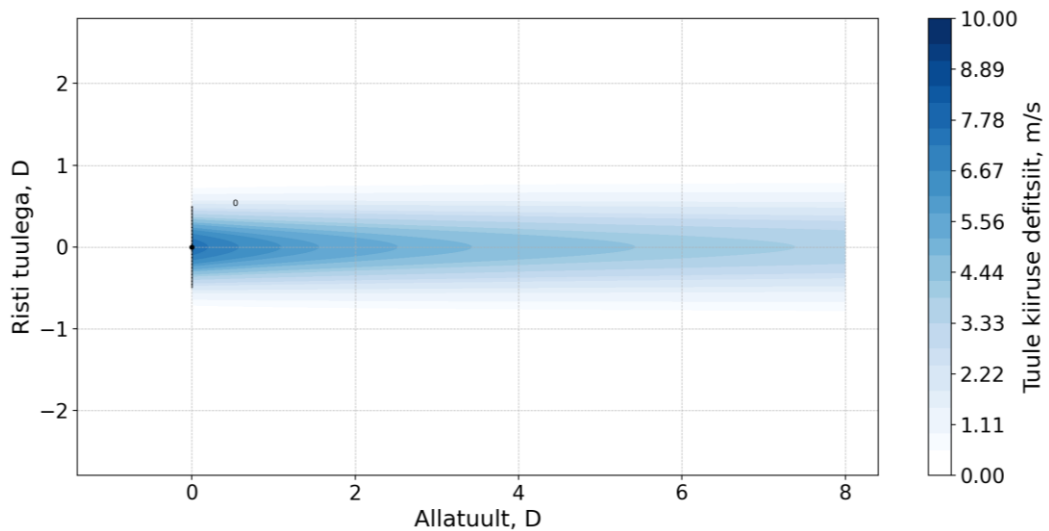


Joonis 3.4 Vasakul tuule suuna ja kiiruse esinemise tõenäosus kõrgusel 150 m. Paremal sektori keskmised tuule kiirused vastavalt kõrgusele. [23]

3.2.3 Defitsiidimudelid

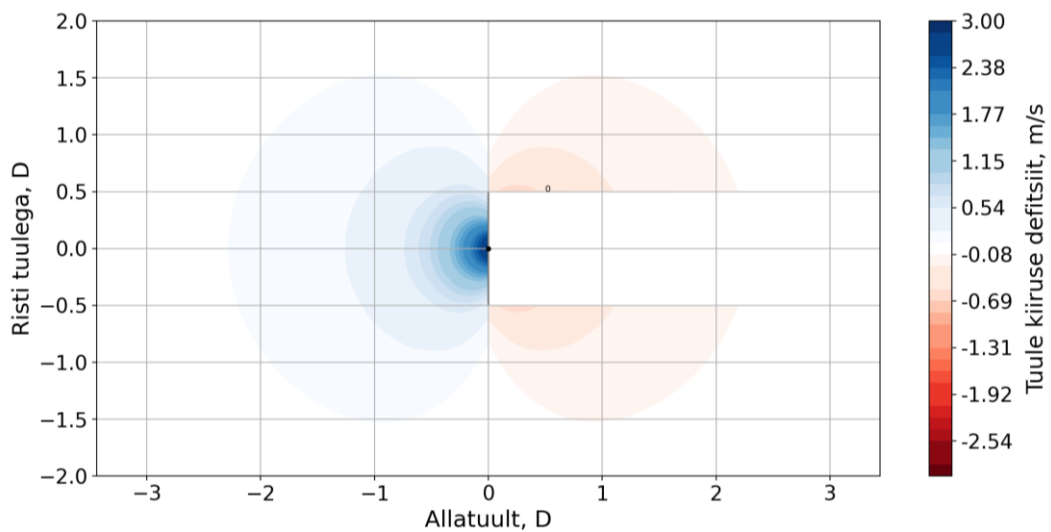
Defitsiidimudelid iseloomustavad õhuvoolude muutust elektrituulikute ümbruses. Elektrituuliku rootoriketta ümber toimuvad õhuvoolude muutused on võimalik jagada kaheks- rootorist ülestuult ja allatuult jäävad mõjutused. Elektrituulikust allatuult ehk rootorist väljuvad õhuvoolud aeglustuvad, sest osa tuule kineetilisest energiast on muudetud rootori pöördliikumiseks. Aeglustunud õhuvoolusid elektrituulikust allatuult kirjeldavad varjutuse defitsiidimudelid. Rotorist ülestuult algab blokeeringuefekt, mille käigus õhuvoolud ülestuult aeglustuvad ja rootorist möödudes kiirenevad.

PyWake-i varjutusmudelite kataloogis on saadaval 11 erinevat mudelit, käesolevas töös kasutati *TurboGaussianDeficite* varjutusmudelit. Nimetatud mudel valiti, sest selle on töötanud välja Taani Tehnikaülikool koostöös juhtiva meretuuleparkide arendajaga *Ørsted*, ning valideeritud 19 meretuulepargis üle maailma. Vaata Joonis 3.5. *TurboGaussianDeficite* sisaldab ka veepinnalt õhuvoolude peegeldumise mudelit. [24]



Joonis 3.5 Varjutuse defitsiidimudel IEA 15 MW elektrituulikule, simuleeritud projektiala keskmine tuule kiirus 9,71 m/s

PyWake-i blokeeringumudelite kataloogis on saadaval 8 erinevat mudelit, käesolevas töös kasutati *SelfSimilarityDeficite2020* blokeeringumudelit. Mudeli valik langetati lõputöö konsultandi J.C. Risco soovitusel. Vaata Joonis 3.6.

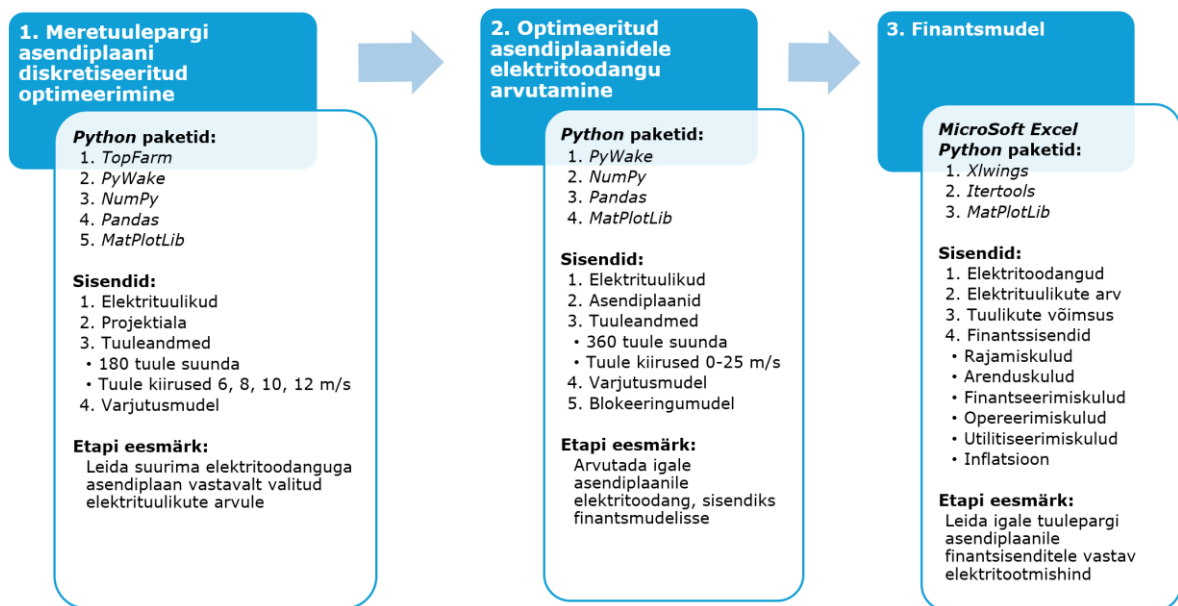


Joonis 3.6 Blokeeringu defitsiidimudel IEA 15 MW elektrituulikule, simuleeritud projektiala keskmine tuule kiirus 9,71 m/s

3.3 Töövoog

Käesoleva lõputöö tulemuste leidmiseks ja erinevate võimsustihedusega meretuuleparkide asendiplaanide analüüsimiseks töötati välja kolme etapiline töövoog. Tulemusteni jõudmiseks kasutati kolme erinevat *Python* koodi ja ühte *Excel* tabelit. Lisaks koostati leitud tabelandmete visualiseerimiseks ja jooniste tegemiseks lühemaid koode. *Python* koodis kasutati pakette *TopFarm*, *PyWake*, *NumPy*, *Pandas*, *MatPlotLib*, *Xlwings* ja *Itertools*. Kõik *Python* koodi ja pakettidega seonduv teostati koodiridadel ning graafiline liides oli ainult *Excel* tarkvaral. Vaata Joonis 3.7.

Töövoog jagati järgnevateks etappideks:



Joonis 3.7 Asendiplaanide optimeerimise ja LCOE arvutamise protsessiskeem

1. Meretuulepargi asendiplaani diskretiseeritud optimeerimine

Esimeses mudeli etapis kasutati *TopFarm* ja *PyWake* pakette, et leida maksimaalse elektritoodangu eesmärgiga optimeeritud asendiplaanid kindlale arvule elektrituulikutele Saare 2.2 projektilal. Vaata Lisa L1.2. Paketti *NumPy* kasutati matemaatiliste tehete teostamiseks ning andmemassiivide ja koordinaatide käsitlemiseks. *Numpy*-t kasutati ka näiteks asendiplaanide optimeerimisel elektrituulikute lähteasukohtade juhuslikuks leidmiseks, arvestades *TopFarm* probleemiks sätestatud piirangutega. Paketti *Pandas* kasutati asendiplaanide optimeerimise tulemuste ehk elektrituulikute asukohtade ja toodangu salvestamiseks *Excel* faili. Paketti *MatPlotLib* kasutati tuulepargi asendiplaanide visualiseerimiseks Joonisel 4.1.

TopFarm paketi sihifunktsiooni diskretiseeriti, ehk teostati iga iteratsiooni toodanguarvutused vaid osalises ulatuses. Selline lähenemine võimaldab märgatavalt vähendada sihifunktsiooni väärtuse arvutamise ajakulu, ilma tulemusel täpsust oluliselt ohverdamata. Suurima elektritoodangu eesmärgiga asendiplaanide leidmiseks kaasati vaid varjutusmudel, sest blokeeringumudeli lisamine pikendaks märgatavalt simulatsiooniks kuluvad aega. Elektri tuulikute asukohtade optimeerimisel vaadeldi tuule suunda 2 kraadiste vahemikena ja tuule kiirusi 6, 8, 10 ja 12 meetrit sekundis. Valitud tuule kiirustest väiksema vahemiku puhul võivad mõned elektrituulikud veel varjutusest põhjustatud tuule kiiruse defitsiidi tõttu seista ning optimeerimine moonutaks projektiala keskmisele tuulekiirusele (9,71 m/s, 150 meetri kõrgusel) vastavat asendiplaani. Valitud vahemikust suuremate tuule kiiruste korral toimub juba õhuvoolude kiire segunemine, ehk rootori taga olev varjutuspiirkond muutub aina väiksemaks. Selline arvutusressursi kasutamine ei oleks optimeerimisprotsessis otstarbekas, sest varjutusefektid mõjutavad toodangut suurematel tuulekiirustel vähem. Tuulepargi asendiplaani optimeerimine on oluliseim tuuletingimustele, mis esinevad kõige tihedamini ja vastutavad suurima osa elektritoodangu eest. Elektri tuulikute asukohtade optimeerimisel tehakse sadu toodanguarvutusi kindla arvu elektrituulikute kohta. Asendiplaanide optimeerimine teostati iteratsioonide piiranguga 250, sest suurema arvu korduste teostamine ei tagaks enam paremaid tulemusi, vaid kestaks vaid kauem. Vaata Joonis 3.2. Etapi tulemusena on leitud 110 tuulepargi asendiplaanile optimeeritud elektrituulikute asukohad. Tingitud diskretiseeritud tuuleandmetega elektritoodangu simuleerimisest on leitud toodangunumbrid tegelikusest väiksemad, sest on jäänud vahele iga teine tuule suund ja väga mitmed tuule kiirused. Selle tõttu teostatakse töövoos teine etapp.

2. Optimeeritud asendiplaanidele elektritoodangu arvutamine

Optimeeritud asendiplaanide elektrituulikute asukohtadele vastavalt arvutatakse taaskord aastased elektritoodangud paketiga *PyWake*, kuid kaasates varjutus- ja blokeeringumudelid ning kasutades täielikke tuuleandmeid. Lõplik toodanguarvutus teostatakse 360 tuule suuna ja tuule kiirustega vahemikus 0 kuni 25 meetrit sekundis. Rootoridünaamika täielikuks defineerimiseks kasutatakse paralleelselt varjutus- ja blokeeringumudeleid ehk defitsiidimudeleid. Selline simulatsioon võtab oluliselt kauem aega, kuid seda teostatakse vaid üks kord igale asendiplaanile, sest elektrituulikute positsioonid ei ole erinevalt eelmisest etapist enam muutjad. Sarnaselt esimesele töövoos etapile kasutatakse ka *Python* pakette *NumPy*, *Pandas* ja *Matplotlib*. Neist viimast kasutatakse elektritoodangu, varjutuskadude ja kasutustegur visualiseerimiseks. Vaata Jooniseid 4.2- 4.4. Etapi tulemusena on leitud täielikud elektritoodangu väärtused Saare

2.2 oksjoniala juhtumianalüüsi meretuulepargi optimeeritud asendiplaanidele, mida kasutatakse finantsmudeli sisendina nominaalse elektritootmise hinna arvutamiseks.

3. Finantsmudel

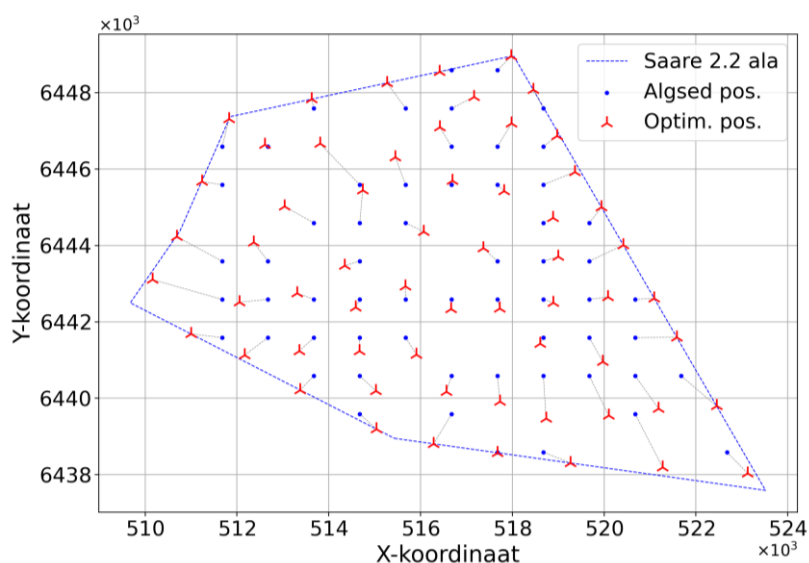
Viimane etapp juhtumianalüüsi tulemuste ehk erinevate võimsustihedustega meretuuleparkide elektritoodangute ja tootmishindade leidmiseks on *MicroSoft Excel*-is koostatud finantsmudeli kasutamine. Finantsmudel on seatud üles struktuuriga, et sinna oleks võimalik korduva *for-loop* tsükliga anda erinevaid sisendeid ja lugeda vastavaid väljundeid. *Python* paketti *Xlwings* kasutatakse *Excel* faili sisendite andmiseks ning väljundite lugemiseks. Paketti *Itertools* kasutati *for for-loop* tsükli koostamiseks ja iteratsioonide tulemuste tabelandmestiku loomiseks, mis salvestati *Excel* faili. Finantssisendid on näiteks rajamis-, arendus-, finantseerimis- ja opereerimiskulud. Nimetatud kulude olemust ja juhtumianalüüsis kasutatud väärtuste vahemikke tutvustatakse peatükis 4.2. Paketti *Matplotlib* kasutati meretuuleparkide elektritootmishindade visualiseerimiseks Joonistel 4.5- 4.10.

Etapi tulemusena on leitud 110 meretuulepargi optimeeritud asendiplaanile elektritootmise hinnad, vastavalt peatükis 4.2 kirjeldatud finantsisendite arvule. Kokku leitakse finantsmudeli sisendite arvude korrutistele vastav hulk nominaalse elektritootmise hinna väärtuseid. Seega arvutati igale asendiplaanile mitu *LCOE* väärtust, mida kasutatakse järgmises peatükis finantsisendite ja meretuuleparkide minimaalse elektritootmishinnaga võimsustiheduste vaheliste sõltuvuste analüüsimiseks.

4. TULEMUSTE ANALÜÜS

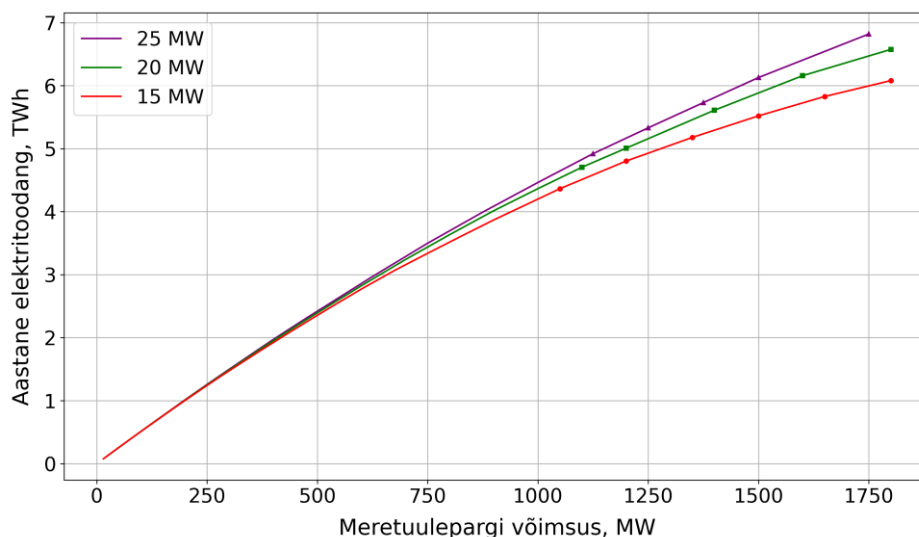
4.1 Elektritoodang ja kaod

Asendiplaanid leiti elektrituulikutele nimivõimsustega 15, 20 ja 25 MW. Suurima võimsustihedusega asendiplaanid koosnesid vastavalt 120, 90 ja 70 elektrituulikust (vaata Lisa L1.2). Kokku analüüsiti käesoleva töö praktilises osas 110 asendiplaani, kasutades kolme erinevat elektrituulikute mudelit. Kombinatsioonide asendiplaanide võimsustihedused olid vahemikus 0-20 MW/km². Näidis 60 elektrituulikuga optimeeritud asendiplaanist on leitav Joonisel 4.1.



Joonis 4.1 Optimeeritud asendiplaan 60x 15 MW elektrituulikute, 250 iteratsiooni, 1000 m miinimumdistsants.

Koostatud asendiplaanidele arvutati *PyWake*-iga aastane elektritoodang arvestades aerodünaamilise varjutus- ja blokeeringuefektiga (vaata Joonis 4.2), ehk leiti brutotoodang. Brutotoodang arvestab aerodünaamiliste kadudega, aga mitte kadudega Tabelis 4.1. *PyWake* abil leiti elektritoodang ja aerodünaamilised kaod vastavalt piirkonna tuulekliimale kasutades peatükis 3.2.3 kirjeldatud defitsiidimudeleid.

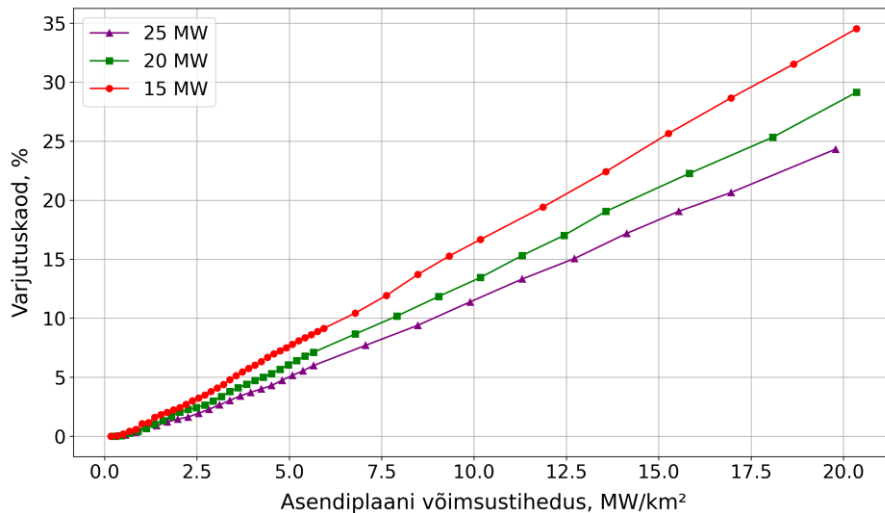


Joonis 4.2 Aastase elektritoodangu suurenemine elektrituulikute lisandumisega

Analüüsidest Joonist 4.2 lähtub, et kasutades tuulepargis suurema nimivõimsusega elektrituuliku, on võimalik toota sama arvu seadmetega märkimisväärselt enam elektrienergiat. Et toota näiteks 4,4 TWh elektrienergiat aastas, peaks paigaldama:

- 70x 15 MW elektrituuliku või,
- 50x 20 MW elektrituuliku või,
- 40x 25 MW elektrituuliku.

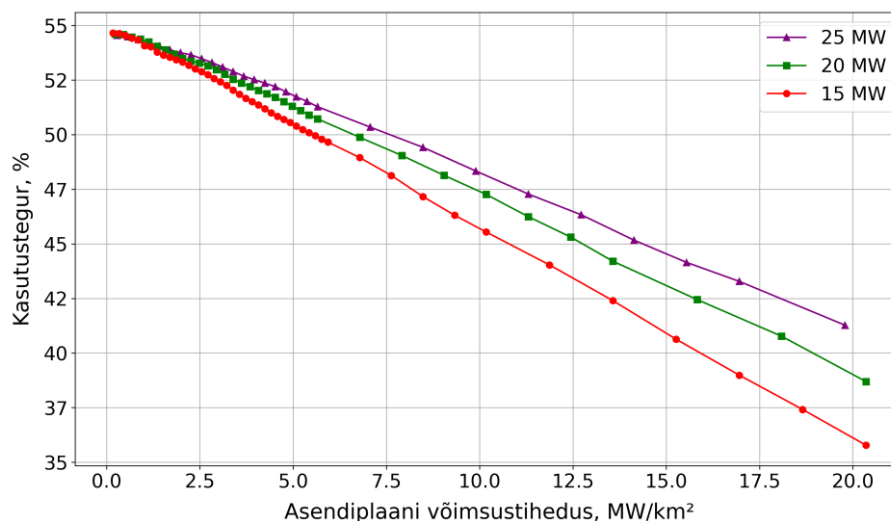
Võrreldes erinevate elektrituulikute kasutamist tuulepargis ja sellest tuleneva elektritoodangu analüüsimisel on kasulik näitaja võimsustihedus. Käsitledes erinevaid tehnilisi lahendusi, asendiplaane ja rootori diameetreid võimaldab suhtarvuna võimsustiheduse kasutamine näiteks elektrituulikute hulga asemel taandada lahendused ainult installeeritud võimsuse tasandile. Saavutades võrreldava toodangu erineva arvu elektrituulikutega, on oluline pöörata tähelepanu kadude suurenemise profiilile, ehk väiksema arv suurema nimivõimsusega elektrituulikutega saavutatakse väiksemad aerodünaamilised kaod. Neid kadusid nimetatakse peamiselt varjutuskadudeks, sest varjutusefekt on aerodünaamilistest kadudest dominantseim. Suurema võimsustihedusega asendiplaanides mängivad rolli ka blokeeringu- ja peegeldusefektid. Lähtudes vaid eesmärgist minimeerida varjutuskadusid, on tulemuseks lihtsalt väga kalli tootmishinnaga tuulepark. Varjutuskaod on möödapääsmatu nähtus, kui eesmärk on ehitada ja opereerida elutsükli ulatuses konkurentsivõimelist projekti.



Joonis 4.3 Varjutuskadude sõltuvus asendiplaani võimsustihedusest

Varjutuskadude analüüsimisel võib märgata, et suurema nimivõimsusega elektrituulikute kasutamine tingib kindla asendiplaani võimsustiheduse kohta madalamad kaod. Nimetatud efekt võimendub võimsustiheduse kasvades, sest suurem rootoridiameter võimaldab ühe elektrituuliku asukoha kohta toota rohkem energiat ja seeläbi hõivata vähem pindala tuulepargis installeeritud megavati kohta. Suurem elektrituulik tähendab kompaktsemat installeeritud megavatti tootmisvõimsust pindalaühiku kohta. Seda järeldust illustreerib Joonis 4.3, kus võib näha, et asendiplaani võimsustiheduse kasvades mööda X-telge suureneb vastav varjutuskadude väärtus Y-teljel aeglasemalt suurema ühikvõimsusega elektrituuliku puhul.

Tuulelektrijaama kasutusteguri määrab projektiala tuuleressurss ja pargi asendiplaanist põhjustatud varjutuskad. Kindlal projektialal võimsustiheduse suurendamine tingib madalama kasutusteguri, sest pindalaühiku kohta eraldatakse õhuvooludest rohkem kineetilist energiat ja seega põhjustatakse alla-tuult asuvatele elektrituulikutele varjutuskadusid.



Joonis 4.4 Kasutusteguri sõltuvus asendiplaani võimsustihedusest

Lisaks aerodünaamilistele kadudele on oluline arvestada ka tuuleenergia projekti analüüsis teiste elektritoodangut vähendavate aspektidega. Nimetatud kadude peamine komponent on tehnoloogia töökindlusest ehk mitte saadaolevusest (ingl k *availability*) tingitud tootmata jäänud elekter. Tuulepargi töökindlust on võimalik iseloomustada kas töövalmis tundidega aasta jooksul (ingl k *time-based availability*) või võrreldes reaalselt elektritoodangut potentsiaalse toodanguga aasta jooksul (ingl k *production-based availability*). Töö praktilises osas on kasutatud finantsmudeli sisendina lisaks varjutuskadudele Tabelis 7 kirjeldatud kadusid. Vaata Saare 2.2 ala asendiplaanide kasutustegureid illustreerivat Joonist 4.4, mis sisaldab ka kadusid Tabelis 4.1.

Tabel 4.1 Kaod meretuulepargis lisaks varjutusele [25]

| Kao kirjeldus | Väärtus (%) |
|--------------------------------------|--------------------|
| Elektrituuliku töökindluse puudujääk | 3 |
| Alajaama töökindluse puudujääk | 0,3 |
| Turbulentsed tuuleolud | 0,3 |
| Elektrituuliku juhtimissüsteem | 0,3 |
| Ülekandekaod | 2,5 |
| Keskkonnatingimused | 0,5 |
| Kokku | 7,2 |

4.2 Finantsanalüüs

Meretuuleparkide asendiplaanide võimsustiheduse finantsanalüüsiks on valitud vaadeldavaks parameetrik nominaalne elektritootmise hind ehk *LCOE*. See on suurus, mis kirjeldab elektriühiku hinda, mida peaks opereeriv jaam keskmiselt eluea jooksul teenima, et tulud võrduksid kõikide kuludega. Vaata valem 4.1. Nominaalne tähendab nimetatud kontekstis, et *LCOE*-s on arvestatud inflatsiooniga ehk ajas kasvavate kuludega.

$$LCOE = \frac{\text{Tuulepargi elueakulude NPV, ühik €}}{\text{Elueal toodetud elektrienergia NPV, ühik MWh}}, \text{ ühik €/MWh} \quad (4.1)$$

Töö autor on valinud vaadeldavaks parameetrik *LCOE*, et mitte pakkuda hüpoteetilist rahavoogude prognoosi elektrijaamale, ehk vältida tuleviku elektrihindade või taastuvenergia turule toomiseks loodavate tulukindlusinstrumentide prognoosimist. Projekt on omakapitali nõutud tootlust ja laenuraha intressimäära rahuldav ettevõtmine, kui *LCOE* on võrdne või madalam kui keskmiselt jaama elueal teenitud elektriühiku hind ehk tulemusel on NPV (nüüdispuhasväärtus) positiivne. Seega on oluline arvestada, et käesolevas peatükis käsitletud *LCOE* väärtused on elektriühiku hinnad, millega kaetakse

meretuulepargi arendamise, ehitamise, finantseerimise, opereerimise ja utiliseerimiskulud. Finantsanalüüsi peatükis on sisenditeks valitud vahemik väärtuseid, sest suurte infrastruktuuriprojektide puhul on väga keeruline määrata varajases faasis üheselt tulevasti kulusid. Meretuuleparkide rajamise kulud sõltuvad toormehindadest maailmaturgudel, näiteks terase ja vase hinnast. Lisaks mõjutab projekti kulusid konkurents meretuuleenergia tarneahelates. Aina suuremate elektrituulikute ja vundamentide paigaldamiseks on suhteliselt piiratud arv laevu ning spetsialiseerunud ehitusettevõtteid.

4.2.1 Meretuulepargi kulud

Projekti eluea jooksul esinevad kulud jagunevad viieks kategooriaks:

1. Arenduskulud (ingl k *Development Expenditure, DEVEX*)

Arenduskuludes sisalduvad loamenetlused, projektijuhtimine, keskkonnamõjude hindamine, ehitustehnilised ja meteoroloogilised uuringud ning projekteerimine. Arenduskulude jaotus on leitav Tabelis 4.2. Arenduskulusid ei vaadelda töös megavati või elektrituuliku positsiooni kohta, seega ei skaleeru nimetatud kulud installeeritud nimivõimsusega. Selline lähenemine on valitud, sest töö autoril ei ole avalikus inforuumis ligipääsu täpsetele hinnapakumistele ja kuluprofiilidele arendusetappide lõikes. Ühikvõimsustega skaleeruvat lähenemist suudavad rakendada suurimad meretuuleparkide arendajad, kellel on regulaarne ülevaade erinevate uuringute ja teenuste ajakohastest maksumustest. Käesolevas töös on analüüsitavateks arenduskuludeks valitud väärtused 15, 30, 45 ja 60 M€ terve Saare 2.2 ala kohta. Arenduskulud varieeruvad maailma meretuuleparkidel oluliselt, tingitud alade eelarendamisest riigi poolt, nõutavast keskkonnamõjude hindamise programmist ja regionaalselt varieeruvast merealade uuritusest. Arenduskulude suurim komponent on geotehniline uuring, mille maksumus sõltub merepõhja kompositsioonist- aluskivimi kõvadusest, settekihtide paksusest ja valitud vundamenditüübist.

Tabel 4.2 Arenduskulude jaotus aastate lõikes

| Aasta | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------|-----|-----|-----|-----|
| Osakaal arenduskuludest | 10% | 20% | 30% | 40% |

2. Rajamiskulud (ingl k *Capital Expenditure, CAPEX*)

Rajamiskulud sisaldavad tuulepargi komponentide valmistamist, transportimist ja installeerimist ning kõiki ehitustöödega seonduvaid kulusid. CAPEX on tuulepargi rajamise suurim kulu. Vaata Tabel 4.3. Meretuuleparkide rajamiskulud on ajas

muutunud palju, langedes elektrienergia ühikvõimsuse suurenemisega, kuid peegeldanud suuresti intressimäärasid. Modelleeritud on meretuulepargi *LCOE* väärtuseid *CAPEX*-iga 2,5-6 M€/MW. Euroopas rajatud meretuuleparkide keskmised rajamiskulud on jäänud aastatel 2013-2021 vahemikku 2,5-4,5 M€/MW. [26]

Tabel 4.3 Rajamiskulude jaotus ehitusperioodi lõikes

| Aasta | 5 | 6 | 7 |
|-------------------------|-----|-----|-----|
| Osakaal rajamiskuludest | 70% | 20% | 10% |

3. Finantseerimiskulud

Finantseerimiskulud sisaldavad laenukapitali intressimäära ja omakapitali minimaalset nõutavat tootlust. Nende suuruste kombineerimiseks kasutatakse kapitali kaalutud keskmist hinda ehk *WACC*'i (*Weighted Average Cost of Capital*), vaata valem 4.2. Käesolevas töös kasutatakse diskontomäärana *WACC*'i. Modelleeritud on *WACC*'i vahemikus 0-10% ja selle mõju *LCOE*-le. Kõrgem *WACC*'i väärtus tingib tuulepargi eluea elektritoodangu nüüdispuhasväärtuse kahanemise ja samaaegse *LCOE* kasvu. Lisaks diskonteeritakse ka tuulepargi rajamise kulusid, kuid enamuse nimetatud kulutused toimuvad eluea alguses, mille tõttu on diskonteerimisel väiksem mõju kui eluea elektritoodangu puhul. [27]

$$WACC = D_{intress} * D_{ratio} + E_{tootlus} * E_{ratio} , \text{ühik \%} \quad (4.2)$$

kus $D_{intress}$ – laenukapitali intress, %,
 D_{ratio} – laenukapitali osakaal projekt finantseerimisel, %,
 $E_{tootlus}$ – omakapitali nõutud tootlus, %,
 E_{ratio} – omakapitali osakaal projekt finantseerimisel, %.

4. Opereerimiskulud (ingl k *Operational Expenditure, OPEX*)

Opereerimiskulud sisaldavad meretuulepargi elektritootmisperioodil esinevaid kulusid, näiteks hooldustööde, transpordi ja kindlustuse maksumust. Töös on modelleeritud opereerimiskulusid väärtustega 60, 90, 120 k€/MW/aastas. Nimetatud kulud on indekseeritud 2% kasvuga aastas, mis on Euroopa Keskpanga sihitav inflatsioonimäär keskpikas ajaraamis. [28] [29]

5. Utiliseerimiskulud (ingl k *Decommissioning Expenditure, DECEX*)

Utiliseerimiskulud sisaldavad tuulepargi komponentide eemaldamist projektilt ja nende ümbertöötlemist. Käesoleva töö finantsmudelil esinevad utiliseerimiskulud peale 25 aasta pikkust elektritootmisperioodi. Alternatiivina võib toimuda peale

elektrituulikute kasuliku eluaja lõppemist nende täielik/osaline vahetamine ja elektritootmise jätkumine. Töö autor on valinud konservatiivse lähenemise, ehk meretuulepargi utiliseerimise peale 25. aastat. Alternatiivselt on võimalik modelleerimisel valida tuulepargi elueaks ka pikem periood, näiteks 30 või 35 aastat. Sellise valiku tulemusel langeksid kõikide asendiplaanide elektritootmise hinnad. Utiliseerimise maksumuseks on valitud 385 k€/MW. [29]

4.2.2 Baasstsenaarium

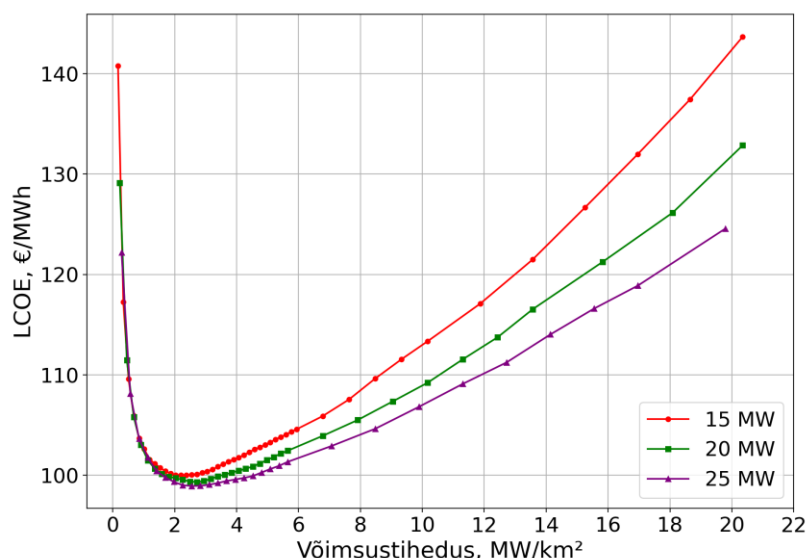
Modellerimistulemuste esitamiseks on koostatud baasstsenaarium, mis kirjeldab keskmiseid esinevaid finantsparameetreid Euroopa meretuuleenergeetikas töö kirjutamise hetkel. Nimetatud parameetrid on tuletatud avalikult leitavatest allikatest ja on seega vaid indikatiivsed. Vaata Tabel 4.4. Meretuulepargid on ühed kapitalimahukaimaid infrastruktuurirajatised, mille maksumus ulatub kaasaegsetel projektidel miljarditesse eurodesse. Selle tõttu erinevad ka riigiti suurest finantseerimisstruktuurid ja tulenevad finantseerimiskulud. Projektide finantseerimiseks kasutatav WACC peegeldab projekti, arendaja, rahavoogude ja asukohariigi riskiprofiili ning omakapitali nõutavat tootlust. Finantseerimisel on tõenäoline kasutada laenu- ja omakapitali suhet 70/30. Laenukapitali osakaalu suurendamine võimaldab arendajal võimendada omakapitali tootlust või langetada WACC-i. Baasstsenaariumiks valitud WACC 7% on seega saavutatav laenukapitali intressiga 5% ja arendaja omakapitali tootlusega 12%. [27]

Rajamiskulude baasstsenaariumiks valiti väärtus 3,5 M€/MW, mis põhineb viimase viie aasta keskmisele Euroopas rajatud meretuuleparkide CAPEX-ile. Päriseluliselt langevad rajamiskulud üldiselt installeeritud megavati kohta meretuulepargi nimivõimsuse kasvades, tingitud mastaabiefektist. Suuremas koguses elektrituulikute ja teiste komponentide, ning teenuste tellimine võimaldab tarneahelal maandada riske ja sellega kaasnevalt langevad tõenäoliselt hinnad. Peab mainima, et viimaste aastate jooksul on toimunud kogu tarneahela hindade oluline ja järsk tõus seoses globaalsete sündmustega nagu pandeemia ning Venemaa agressioon. Lisaks on intressimäärade tõus ja toormaterjalide piiratud kättesaadavus muutnud projektid kulukamaks. Käesoleva töö finantsmudelis ei ole mastaabiefektiga arvestatud, sest avalikus inforuumis on selle sõltuvuse kirjeldamiseks vähe ajakohaseid andmeid. Arenduskulude baasstsenaariumiks on valitud 30 M€ terve Saare 2.2 oksjoniala kohta. Opereerimiskulude baasstsenaariumiks on valitud 90 k€/MW/a. [9] [29]

Tabel 4.4 Finantsparameetrite baasstsenaarium

| Parameeter | Väärtus |
|--|------------|
| Rajamiskulud (CAPEX) | 3,5 M€/MW |
| Kaalutud kapitali keskmine hind (WACC) | 7 % |
| Arenduskulud (DEVEX) | 30 M€ |
| Opereerimiskulud (OPEX) | 90 k€/MW/a |

Baasstsenaariumi nominaalse elektritootmise omahinna sõltuvus asendiplaanide võimsustihedusest on kujutatud Joonisel 4.5. Madala võimsustihedusega asendiplaanidel on kõige kõrgem *LCOE*, tulenedes baasstsenaariumi arenduskulude maksumusest 30 M€. Sisuliselt võiks analüüsist jätta välja väga väikese võimsustihedusega asendiplaanid, sest mõne elektrituulikuga meretuuleparke ei ole majanduslikult otstarbekas rajada, tingituna juba ainult ehitus- ja ekspordikaablite maksumusest. Ehituskuludes on oluline roll mobiliseerimismaksumusel, ehk ehituslaevastiku projektialale sõitmisel. Autor on valinud siiski analüüsi kaasata ka madalaimad võimsustihedused, et illustreerida erinevate kulukomponentide rolli *LCOE*-s. Madalaima võimsustihedusega ehk ühe elektrituulikuga asendiplaanis moodustavad arenduskulud vastavalt 57%, 43% ja 34% rajamiskulude väärtusest 15, 20 ja 25 MW elektrituulikute puhul. Joonisel 4.5. on võimalik märgata, et kõrgeim *LCOE* on üksikul 15 MW elektrituulikul ja nimivõimsuse suurenemisega langeb ka 20 ja 25 MW üksikute elektrituulikute *LCOE*. Seega mängivad arenduskulud enim rolli madalama võimsustihedusega asendiplaanides, kus arenduskulud jagunevad vähema arvu elektrituulikute ja seega toodetud megavatt-tundide vahel.



Joonis 4.5 *LCOE* sõltuvus võimsustihedusest baasstsenaariumil, CAPEX 3,5 M€/MW, DEVEX 30 M€, WACC 7%, OPEX 90 k€/MW/a

Asendiplaani võimsustiheduse kasvamisega ehk elektrituulikute lisandumisel väheneb arenduskulude suurus võrreldes rajamiskuludega, mis tingib *LCOE* kahanemise,

olenemata varjutuskadude suurenemisest. Paigutades asendiplaani tihedamalt elektrituulikuid, hakkab *LCOE* kasvama, tingitud varjutuskadude suurenemisest. Vaata Joonis 4.3. Baasstsenaariumiga saavutatud madalaimad *LCOE* väärtused ja vastavad asendiplaanide võimsustihedused on esitatud Tabelis 4.5. Leitud madalaima elektritootmishinnaga asendiplaanide võimsustiheduse väärtused on üsna madalad võrreldes Euroopas rajatud meretuuleparkidega, kuid mudeli tulemusi moonutavad ka jäigad finantsparameetrite sisendid, mis ei arvesta mastaabiefektiga. Leitud tulemustele on sarnaseimad võimsustihedused Taanis Anholti meretuulepargis (3,0 MW/km²), kuhu on paigaldatud 111 3,6 MW elektrituulikut. Vaata Lisa L1.3.

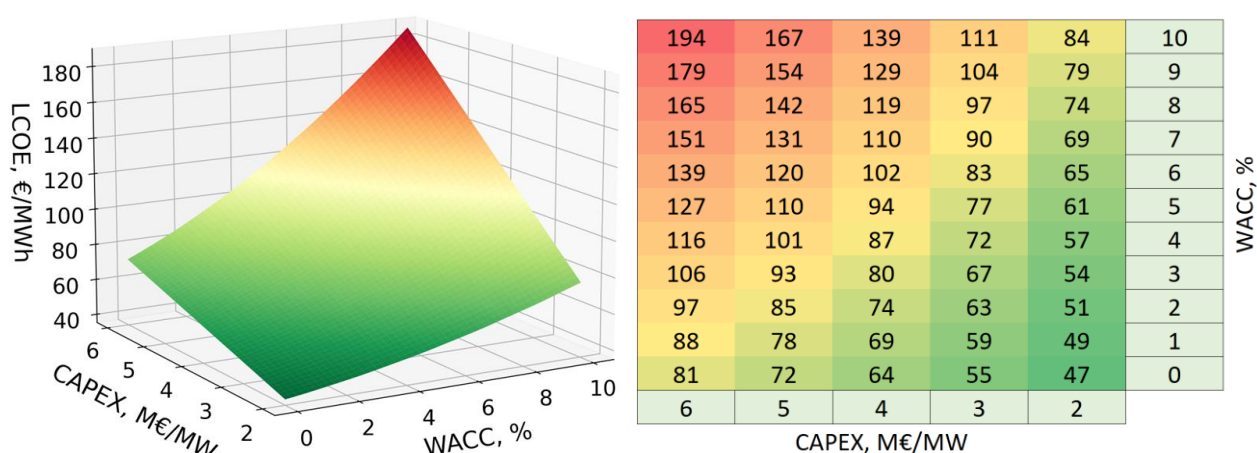
Tabel 4.5 Baasstsenaariumi madalaim *LCOE*

| Elektrituulik, MW | 15 | 20 | 25 |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| <i>LCOE</i> _{min} , €/MWh | 99,99 | 99,33 | 98,93 |
| Võimsustihedus, MW/km ² | 2,20 | 2,71 | 2,54 |
| Installeeritud võimsus, MW | 195 | 240 | 225 |
| Elektrituulikute arv pargis | 13 | 12 | 9 |
| Varjutuskaod, % | 2,70 | 2,65 | 1,95 |

Tabelis 4.5 esitatud madalaimad elektritootmise nominaalse hinna väärtused ja vastavad võimsustihedused on iseloomulikud vaid baasstsenaariumiks valitud finantssisenditele. Tuleb mainida, et välja toodud võimsustiheduste ja installeeritud võimsuste trend nimetatud tabelis ei ole selge, sest 20 MW elektrituulikuga on leitud suurim võimsustihedus ja tulenevalt ka installeeritud võimsus. Vastavalt Joonisele 4.3 võimaldab suurema nimivõimsusega elektrituuliku kasutamine kindla asendiplaani võimsustiheduse kohta madalamaid varjutuskadusid- sellest tulenevalt peaks teoreetiliselt võimsama elektrituulikuga olema madalaima *LCOE*-ga asendiplaani võimsustihedus suurem. Analüüsid mudeli andmeid selgub, et see tõepoolest on nii ja 25 MW elektrituulikutega asendiplaani võimsustihedusega 2,83 MW/km² (Tabelis 4.5 esitati 2,54 MW/km²) saavutatav *LCOE* on vaid 0,013 €/MWh kõrgem kui Tabelis 4.5 toodud väärtus. Sellest saab järeldada, et elektrituulikute suurte ühikvõimsuste korral ei pruugi kõik trendid joonistuda väikese arvu elektrituulikute puhul välja, mis on omakorda tingitud vaadeldava ala pindalast. Näiteks Enefit Greeni, Utilitase ja Saare Wind Energy meretuuleparkide hoonestusalad on vähemalt 2 korda suurema pindalaga kui Saare 2.2. Vaadeldes juhtumianalüüsi käigus suurema pindalaga projektiala või väiksema ühikvõimsusega elektrituulikuid, saavutataks madalaim *LCOE* võimsama elektrituuliku puhul suurema asendiplaani võimsustihedusega.

Eesmärgiga kirjeldada Tabelis 4.5. toodud madalaima *LCOE*-ga asendiplaani tundlikkust finantssisenditele, viidi läbi kahe muutujaga sensitiivsuse analüüs, mille tulemused on kujutatud Joonisel 4.6. Nimetatud joonisel on kujutatud *LCOE* tundlikkus kolme teljega graafikul ja ka loetavuse eesmärgil tabelandmetena. Jooniselt lähtub, et töös

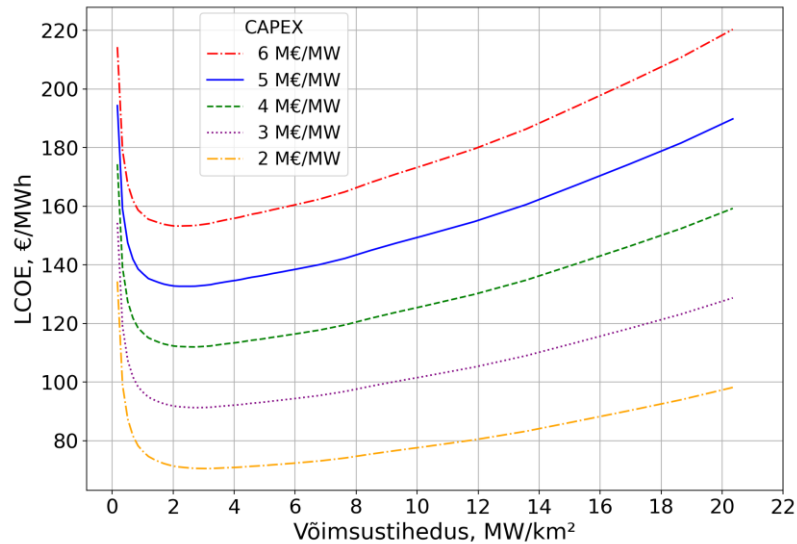
modelleeritud rajamis- ja finantseerimiskuludega võib 15 MW elektrituulikutega 2,2 MW/km² asendiplaani LCOE jääda vahemikku 47 kuni 194 €/MWh. Keskmise kaalutud kapitali hinna väärtus ehk WACC 0% illustreerib olukord, kus raha on võimalik laenata ilma intressita ja omakapitalilt ei teenita tootlust. Sellist stsenaariumit on kasulik vaadelda, kui soovitakse leida finantseerimiskulude osakaalu elektrijaama nominaalsest tootmishinnast. Päriseluliselt ei eksisteeri sellist finantseerimisstruktuuri.



Joonis 4.6 Baasstsenaariumi madalaima LCOE-ga asendiplaani sensitiivsus kapitali- ja finantseerimiskuludele, 15 MW elektrituulik, võimsustihedus 2,2 MW/km²

4.2.3 Tundlikkus finantssisenditele

Analüüsidest rajamiskulude mõju nominaalsele elektritootmise hinnale, selgub, et suurendades CAPEX-it kasvab ka LCOE. See on tingitud CAPEX-i jaotumisest tuulepargi elueal toodetud megavatt-tundidele. Lähtuvalt Joonisest 4.7, omavad rajamiskulud mõju madalaima LCOE-ga asendiplaan võimsustiheduse kujunemisele. Kõrgemad rajamiskulud installeeritud megavati kohta tähendavad, et madalaim LCOE saavutatakse madalama asendiplaani võimsustihedusega. Seega on rajamiskulude suurenemisel eelistatud madalamate varjutuskadudega asendiplaanid, kuid sellegipoolest arvestades arenduskulude jaotumisega elektrijaama eluea toodangule. Tulemusi moonutab fikseeritud arenduskulude summa kõikidel asendiplaanidel. Realistlikumalt oleksid väikese tihedusega asendiplaanidel madalamad arenduskulud kui suurema arvu elektrituulikutega meretuulepargil. Nimetatud dünaamilise või €/MW kohta arenduskulude mudeli rakendamisel võiksid madalaima LCOE-ga asendiplaani võimsustihedused isegi madalamad tulla. Madalaimad LCOE väärtused CAPEX-i stsenaariumit kohta saavutatakse vastavalt võimsustihedustel toodud Tabelis 4.6.

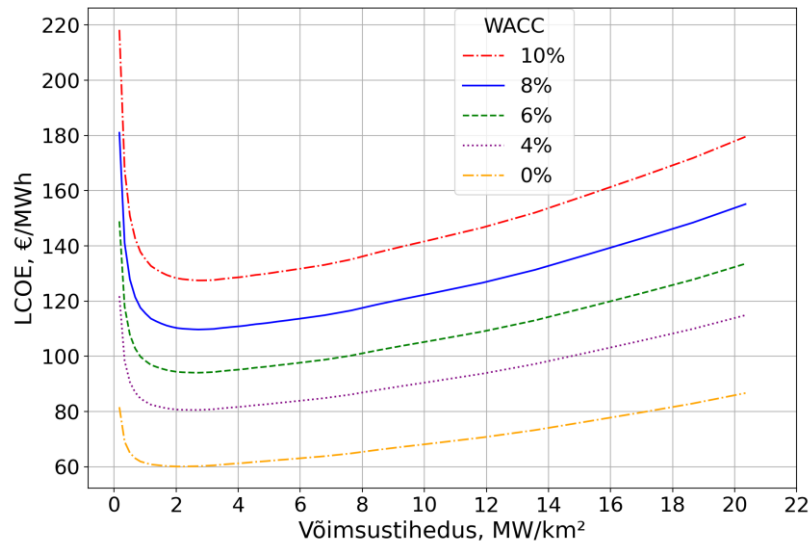


Joonis 4.7 LCOE sõltuvus rajamiskuludest, 15 MW elektrituulik, baasstsenaarium

Tabel 4.6 Madalaima LCOE-ga asendiplaanide tundlikus CAPEX-ile

| CAPEX, M€/MW | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Võimsustihedus, MW/km ² | 2,71 | 2,54 | 2,04 | 2,04 | 2,04 |
| LCOE _{min} , €/MWh | 69,04 | 89,73 | 110,27 | 139,76 | 151,25 |

Suurendades WACC-i väärtust, kasvavad finantseerimiskulud ehk kombinatsioon laenuraha intressimääradest ja omakapitali tootlusest. Kõrgem WACC tähendab, et iga tuuleelektrijaamas toodetud megavatt-tunni maksumusele lisandub summa, mis ei kajasta pargi rajamise ja käitamise hinda, vaid seda võimaldavaid väliseid kulusid. Teostades tundlikkuse analüüs kaalutud kapitali hinnale ehk WACC-ile, selgub, et WACC-i suurendamisel muutub lisaks LCOE tõusmisele ka madalaima LCOE-ga asendiplaanide võimsustihedus. Vaata Joonis 4.8. Kõrgem kapitali hind tähendab, et madalaima LCOE saavutab kõrgema võimsustihedusega tuulepark, kindla WACC-i korral. Vaata Tabel 4.7. Sellise muutuse tingib kulude suurenev diskonteerimine, mis lubab kõrgemaid varjutuskadusid, pakkudes sellegi poolest madalaimat LCOE-d. Teostatud analüüs on lihtsustatud, sest diskontomäärana kasutatakse terve elektrijaama eluea jooksul sama WACC-i väärtust. Sõltuvalt meretuulepargi arendaja või opereerija rahavoostreegiast ja laenuitingimustest, võidakse laenuraha maksta varem tagasi, valides teenida suurema osa omakapitali tootlusest vara eluea teises pooles. Finantseerides meretuulepark kapitali hinnaga 10% moodustaksid finantseerimiskulud üle 50% LCOE-st.

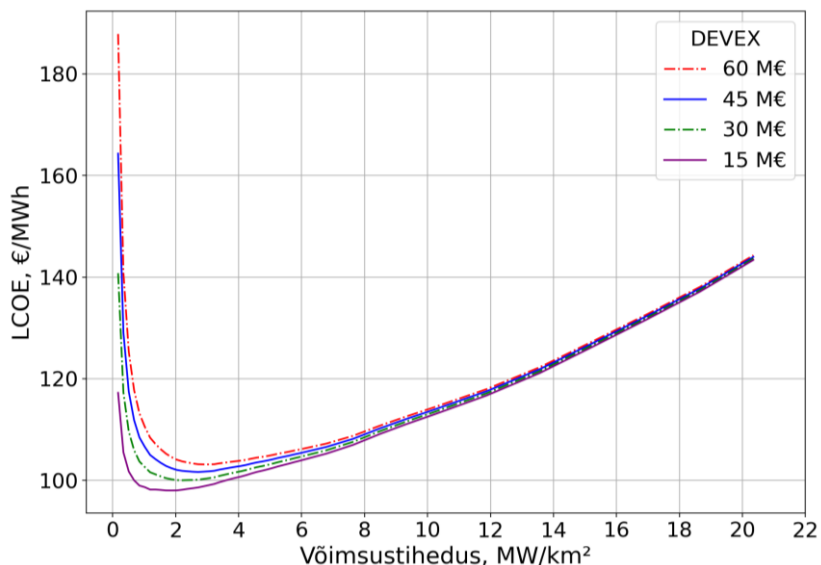


Joonis 4.8 LCOE sõltuvus kaalutud kapitali hinnast, 15 MW elektrituulik, baasstsenaarium

Tabel 4.7 Madalaima LCOE-ga asendiplaanide tundlikus WACC-ile

| WACC, % | 0 | 4 | 6 | 8 | 10 |
|--------------------------------------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Võimsustihedus, MW/km ² | 2,04 | 2,04 | 2,20 | 2,20 | 2,54 |
| <i>LCOE_{min}</i> , €/MWh | 59,38 | 79,37 | 92,60 | 107,92 | 125,28 |
| Nominaalne finantseerimiskulu, €/MWh | 0 | 19,99 | 33,22 | 48,54 | 65,90 |
| Finantseerimiskulu LCOE-st, % | 0 | 25,2 | 35,9 | 45,0 | 52,6% |

Arenduskulud mängivad enim rolli madala võimsustihedusega ehk väikese arvu elektrituulikutega asendiplaanide LCOE-s. Madalamad arenduskulud tähendavad, et iga toodetud MWh hinnas sisaldub vähem arenduskulu komponenti. Seega tingib madalaima LCOE võimalikult väike DEVEX. Teostades madalaima LCOE-ga asendiplaanide võimsustiheduse tundlikkuse analüüs, selgub, et kõrgem DEVEX tingib *LCOE_{min}* saavutamiseks suurema asendiplaani võimsustiheduse. Vaata Joonis 4.9. ja Tabel 4.8.

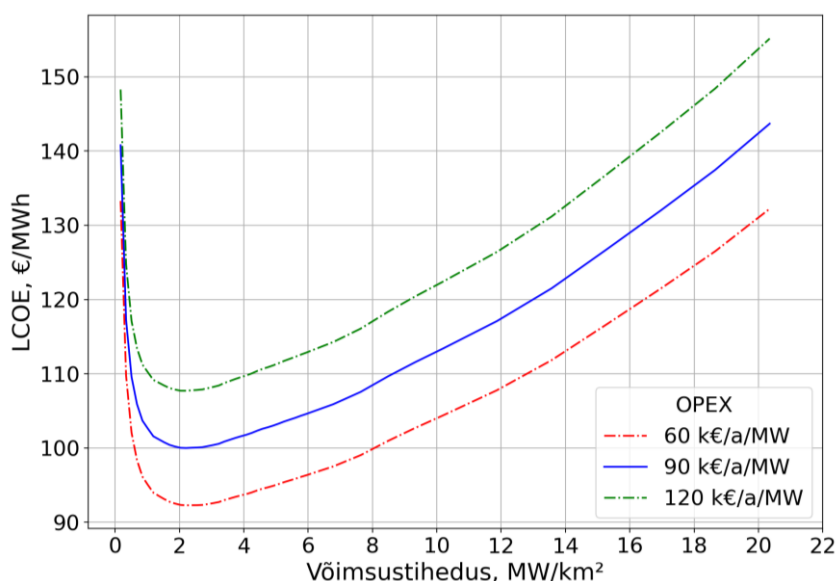


Joonis 4.9 LCOE sõltuvus arenduskuludest, 15 MW elektrituulik, baasstsenaarium

Tabel 4.8 Madalaima $LCOE$ -ga asendiplaanide tundlikus $DEVEX$ -ile

| $DEVEX, M€$ | 15 | 30 | 45 | 60 |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Võimsustihedus, MW/km ² | 1,87 | 2,20 | 2,71 | 3,05 |
| $LCOE_{min}$, €/MWh | 97,99 | 99,99 | 101,63 | 103,13 |

Opereerimiskulud omavad märkimisväärset mõju tuulepargi finantsnäitajatele, sest esinevad igal aastal ja on inflatsiooni tõttu ajas suurenevad. Lähtuvalt Joonisest 4.10. ei muutu madalaima $LCOE$ -ga asendiplaani võimsustihedus $OPEX$ -i suurenedes, kasvab ainult elektritootmise nominaalne hind. Seega ei oma opereerimiskulude muutus megavati kohta mõju madalaima $LCOE$ -ga asendiplaani võimsustiheduse väärtusele. Vaata Tabel 4.9. Realistlikult tekib tuulepargi nimivõimsuse suurenemisel opereerimiskulude vaates mastaabiefekt, mis võimaldaks langetada $OPEX$ -it megavati kohta aastas.



Joonis 4.10 $LCOE$ sõltuvus opereerimiskuludest, 15 MW elektrituulik, baasstsenaarium

Tabel 4.9 Madalaima $LCOE$ -ga asendiplaanide tundlikus $OPEX$ -ile

| $OPEX, k€/MW/a$ | 60 | 90 | 120 |
|------------------------------------|-----------|-----------|------------|
| Võimsustihedus, MW/km ² | 2,20 | 2,20 | 2,20 |
| $LCOE_{min}$, €/MWh | 92,28 | 99,99 | 107,71 |
| Eluea $OPEX$, M€ | 375 | 562 | 750 |

KOKKUVÕTE

Käesoleva bakalaureusetöö eesmärk oli uurida meretuuleparkide asendiplaanide võimsustiheduse kujunemist ning analüüsida seda mõjutavaid tegureid. Lõputöö teoreetilises osas anti ülevaade tuuleenergeetika üldtõdedest ja terminitest, elektrituulikute ehitusest, meretuuleparkide tehnoloogia spetsiifikast ning arendusprojektide staatusest Eestis. Tutvustati meretuuleparkide asendiplaanide koostamise meetodeid, eesmärgi ja kasutatavaid tööriistu. Kirjeldati asendiplaanide optimeerimisprotsessis kasutatud algoritmi olemust ja toimimise matemaatilist tausta.

Lõputöö praktilises osas viidi läbi asendiplaanide koostamise ja suurima toodangu eesmärgiga optimeerimise juhtumianalüüs eelseisva Lääne- Saaremaa meretuuleenergia oksjoniala näitel. Valitud Saare 2.2 ala, pindalaga 88,5 km², asub Saaremaa rannikust 50 kilomeetri kaugusel, kus on keskmine tuule kiirus 150 meetri kõrgusel 9,71 m/s. Koostati maksimaalse elektritoodangu asendiplaanid võimsustihedustele 0- 20 MW/km², kasutades *Python* pakette *TopFarm* ja *PyWake*, andmete töötlemiseks ja visualiseerimiseks pakette *NumPy*, *Pandas*, *Xlwings*, *Itertools*, *Matplotlib*. Asendiplaanid optimeeriti 1-120 elektrituulikuga, kolmele erinevale elektrituuliku tüübile, baseerudes Rahvusvahelise Energiaagentuuri 15 MW referentsimudelile. Kasutades nimetatud mudelit, leiti rootori võimsustiheduse lineaarse skaleerimise teel mõõdud ka 20 ja 25 MW elektrituulikule. Elektrituulikute rootoridiametrid olid 240, 277 ja 310 meetrit, vastavalt tipukõrgustega 270, 307 ja 340 meetrit.

Optimeeritud 110 erinevale meretuulepargi asendiplaanile, võimsustega 15- 1800 MW, teostati toodanguarvutused kasutades *PyWake* tarkvara, mille tulemusel leiti tuulikutüübile ja võimsustihedusele vastavad varjutuskaod. Toodanguarvutuste analüüsi tulemusel selgus, et varjutuskaod on võrdelises sõltuvuses võimsustihedusega ehk suurem võimsustihedus tingib suuremad varjutuskaod. Maksimaalsete asendiplaani võimsustihedustega ulatusid varjutuskaod kuni 34,5; 29,1 ja 24,3%-ni vastavalt elektrituuliku ühikvõimsustele 15, 20 ja 25 MW. Sellest järeldati, et suurema ühikvõimsusega elektrituuliku kasutamine võimaldab kindla asendiplaani võimsustiheduse kohta madalamaid varjutuskadusid ja seega kõrgemat kasutustegurit.

Erinevate asendiplaanide elektritoodangut kasutati finantsmudeli sisendina, et leida meretuuleparkide elektritootmise hinna sõltuvus finantsparameetritest. Baasstsenaariumiks valiti realistlikud väärtused avalikest infoallikatest - arenduskulu 30 M€, rajamiskulu 3,5 M€/MW, kapitali kaalutud keskmine hind 7%, opereerimiskulu 90 k€/MW/aastas ja utiliseerimiskulu 375 k€/MW. Lisaks teostati tundlikuse analüüs 15 MW

elektrituulikutega asendiplaanidele laias vahemikus arendus-, kapitali-, finantseerimis- ja opereerimiskuludele. Kokku analüüsi 1188 kombinatsiooni finantsparameetritest ehk 54 648 erinevat nominaalse elektritootmishinna väärtust 15 MW elektrituulikutega asendiplaanidele.

Meretuuleparkide finantsanalüüsi tulemusena selgus, et baasstsenaariumi madalaim tootmishind, 98,93 €/MWh, saavutati 9x 25 MW elektrituulikutega asendiplaani võimsustihedusega 2,54 MW/km² ja varjutuskadudega 1,95 %. Elektrituulikute ühikvõimsuse suurenemisel vähenes madalaim saavutatud *LCOE*. Kasutades 15 MW elektrituulikuid oli madalaim *LCOE* 99,99 €/MWh 13 elektrituulikuga, võimsustihedusega 2,2 MW/km² ja varjutuskadudega 2,7 %. Baasstsenaariumi rajamis- ja finantseerimiskulude muutumisel vahemikus 2-6 M€/MW ja 0-10%, varieerusid tootmishinna väärtused 47-194 €/MWh. Leitud madalaima elektritootmishinnaga võimsustiheduse väärtusele on kõige lähem Taanis Anholti meretuulepark, tihedusega 3,0 MW/km². Üldise trendina joonistus välja, et võrdse installeritud võimsuse ja võimsustiheduse korral saavutatakse madalam tootmishind võimsamate elektrituulikutega, tingitud väiksematest varjutuskadudest.

Baasstsenaariumi tulemuste puhul leiti, et mudeli tulemusel pakutud madalaima elektritootmise hinnaga võimsustiheduste väärtused on väikesed võrreldes Euroopas rajatud meretuuleparkidega. Selle põhjuseks peab autor finantsmudeli kulude ühtlaseid megavati kohta väärtuseid, mis ei arvesta realistlikul määral ühiku kohta kulude vähenemisega tuulepargi võimsuse suurenemisel. Kasutatud finantsmudeli edasi arendamiseks on võimalik koostada dünaamiline kulude mudel, mis arvestab mastaabiefektiga meretuulepargi võimsuse suurenemisel. See omaks enim mõju arendus-, kapitali- ja opereerimiskuludele, muutes madalaima tootmishinnaga asendiplaanide võimsustiheduse väärtused käesolevas töös esitatutest suuremaks. Dünaamilise kulude mudeli koostamine eeldaks konfidentsaalse informatsiooni kasutamist ehk suurimate arendajate, konsultatsioonibüroode, ehitusettevõtete või elektrituulikute tootjate kaasamist. Seega tooks see ka tulemused lähemale Euroopas ehitatud meretuuleparkide asendiplaanide võimsustihedustele.

Tundlikkuse analüüsi tulemustena leiti üldkehtivad seosed madalaima tootmishinnaga asendiplaani võimsustiheduse ja ühe muudetava finantsparameetri vahel. Olukorras, kui rajamiskulud suurenevad, langeb madalaima elektritootmise hinnaga asendiplaani võimsustihedus. Kui suureneb kapitali hind või arenduskulud, suureneb ka madalaima tootmishinnaga asendiplaani võimsustihedus. Muutus opereerimiskuludes ei põhjusta meretuulepargi asendiplaani võimsustiheduse muutumist, et saavutada madalaim elektritootmise hind.

Käesolev lõputöö pakub põnevaid üldkehtivaid tõdesid meretuulepargi elektritootmishinna ja finantssisendite vahel. Leitud elektritoodangu tulemused ja varjutuskadude trendid iseloomustavad hästi Lääne-Saaremaa merealadele tulevikus rajatavate tuuleparkide potentsiaalset kasutustegurit, ning panust Eesti energeetika varustuskindlusesse. Kokkuvõtlikult jääb töö autor esitatud tulemuste ja koostatud mudeli kvaliteediga rahule, kuid teadvustab finantsanalüüsi peatükis tehtud lihtsustusi ja nende mõju madalaima tootmishinnaga asendiplaanide võimsustiheduste väärtustele.

SUMMARY

The aim of this bachelor's thesis was to study the choice of capacity density values of offshore wind farm layouts and analyze the influencing factors. The theoretical part of the thesis provided an overview of general principles and terminology in wind energy, the components of wind turbines, specifics of offshore wind farm technology, and the status of development projects in Estonia. Methods, objectives, and tools used for designing offshore wind farm layouts were introduced. The nature of the algorithm used in the optimization process of the layouts and its mathematical background was described.

In the practical part of the thesis, a case study on the design, optimization and analysis of layouts for maximum energy yield was conducted using the upcoming West-Saaremaa offshore wind energy auction area as an example. The selected area, Saare 2.2, covering 88.5 km², is located 50 kilometers from the coast of Saaremaa, where the average wind speed at 150 meters of altitude is 9.71 m/s. Layouts were optimized for capacity densities ranging from 0-20 MW/km², using Python packages TopFarm and PyWake, and data processing and visualization packages such as NumPy, Pandas, Xlwings, Itertools, and Matplotlib. The layouts were optimized for 1-120 wind turbines, for three different wind turbine types, based on the International Energy Agency's 15 MW reference model. Using this model, dimensions for 20 and 25 MW wind turbines were derived through linear scaling of rotor power density. The rotor diameters of the wind turbines were 240, 277, and 310 meters, corresponding to tip heights of 270, 307, and 340 meters.

Production calculations were performed for 110 optimized offshore wind farm layouts, with capacities ranging from 15-1800 MW, using the PyWake software. This resulted in the identification of wake losses corresponding to each turbine type and capacity density. The analysis of production results revealed that wake losses are directly proportional to capacity density; higher capacity densities result in greater wake losses. Maximum layout capacity densities resulted in shading losses of up to 34.5%, 29.1%, and 24.3% for wind turbines with nameplate capacities of 15, 20, and 25 MW, respectively. It was concluded that using wind turbines with higher nameplate capacity allows for lower wake losses and thus higher capacity factors per given wind farm capacity density.

The yield calculation results for different layouts were used as input for a financial model to determine the sensitivity of offshore wind farm's levelized electricity production cost to financial parameters. For the base scenario, realistic cost values were chosen from

public sources - development expenditure of 30 M€, construction expenditure of 3.5 M€/MW, weighted average cost of capital of 7%, operating expenditure of 90 k€/MW/year, and decommissioning expenditure of 375 k€/MW. Additionally, a sensitivity analysis was performed for wind farm layouts using 15 MW turbines over a wide range of development, capital, financing, and operating costs. In total, 1188 combinations of financial inputs were analyzed, corresponding to 54 648 different levelized electricity production price values.

The financial analysis of offshore wind farms revealed that the lowest production cost of the base scenario, 98.93 €/MWh, was achieved with a layout of nine 25 MW wind turbines, resulting in capacity density of 2.54 MW/km², and shading losses of 1.95%. The lowest achieved LCOE decreased with the increase in wind turbine nameplate capacity. Using 15 MW wind turbines, the lowest LCOE was 99.99 €/MWh with a layout of 13 turbines, a capacity density of 2.2 MW/km², and shading losses of 2.7%. With the base scenario's capital expenditure and weighted average cost of capital values ranging 2-6 M€/MW and 0-10%, levelized electricity prices varied from 47-194 €/MWh. The lowest electricity production price was achieved with a capacity density value closest to Denmark's Anholt offshore wind farm, with a density of 3.0 MW/km². A general trend emerged that lower production prices were achieved with more powerful turbines, due to decreased wake losses, at equal installed capacity and capacity density.

The results of the base scenario showed that the capacity density values associated with the lowest electricity production prices in the model are small compared to those of offshore wind farms constructed worldwide. The author attributes this to the financial model's uniform megawatt per unit cost profile, which does not realistically account for unit cost reductions as wind farm capacity increases. To further develop the used financial model, it is possible to create a dynamic cost model that considers scale effects as offshore wind farm capacity increases. This would have the most impact on development, capital, and operating expenditures, making the lowest production price capacity density values greater than those presented in this work. Creating a dynamic cost model would require the use of confidential information, involving major developers, consultancies, construction companies, or wind turbine manufacturers, thus bringing the results closer to the capacity densities of offshore wind farms constructed in Europe.

The sensitivity analysis highlighted general trends between layout capacity densities and the lowest production price and one variable financial parameter. In instances where the capital costs increase, the capacity density of the layout with lowest electricity production prices decreases. If the price of capital or development costs increase, the

capacity density of the layout with lowest production price also increases. Changes in operating costs do not cause changes in an offshore wind farm's layout capacity density to achieve the lowest electricity production price.

This thesis offers compelling general truths about the relationship between offshore wind farm electricity production costs and financial inputs. The analyzed power production yields and wake loss trends characterize the capacity factors of future wind parks to be constructed in the Western-Saaremaa maritime area and their contribution to the energy supply security of Estonia. In conclusion, the author is satisfied with the presented results and the quality of the model, but acknowledges the simplifications made in the financial cost model and its impact on the capacity density values with the lowest levelized cost of electricity.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

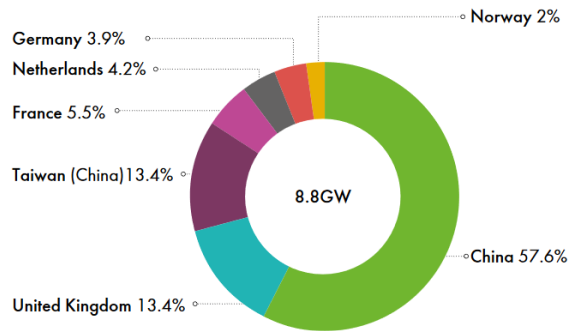
- [1] Global Wind Energy Council, „Global Offshore Wind Report,“ Brussels, 2023.
- [2] „History of Windmills,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <http://www.historyofwindmills.com/>. [Kasutatud 4 märts 2024].
- [3] P. Tchakoua, R. Wamkeue, T. A. Tameghe ja G. Ekemb, „A review of concepts and methods for wind turbines condition monitoring,“ %1 2013 World Congress on Computer and Information Technology, Sousse, 2013.
- [4] M. Blackwood, „Maximum Efficiency of a Wind Turbine,“ *Undergraduate Journal of Mathematical Modelling*, 2015.
- [5] International Energy Agency, „IEA 15 MW reference wind turbine,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT/tree/master/Documentation>. [Kasutatud 13 märts 2024].
- [6] The Empire Engineering, „Guide to Offshore Wind Foundations,“ Bristol, 2020.
- [7] Offshore Magazine, „World’s deepest offshore wind turbine foundation installed offshore Scotland,“ 12 aprill 2023. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.offshore-mag.com/renewable-energy/article/14292304/worlds-deepest-offshore-wind-turbine-foundation-installed-offshore-scotland>. [Kasutatud 5 märts 2024].
- [8] Energinet, „Vesterhav Syd Offshore Wind Farm. Environmental Statement,“ Danish Nature Agency, Danish Energy Authority, Copenhagen, 2015.
- [9] National Renewable Energy Laboratory, „Offshore Wind Market Report: 2023 Edition,“ Golden, 2023.
- [10] Engineering.com, „The future of wind turbines: Comparing Direct Drive and Gearbox,“ 7 aprill 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.engineering.com/story/the-future-of-wind-turbines-comparing-direct-drive-and-gearbox>. [Kasutatud 9 märts 2024].
- [11] ABB, „HVDC technology for offshore wind is maturing,“ 24 oktoober 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://new.abb.com/news/detail/8270/hvdc-technology-for-offshore-wind-is-maturing>. [Kasutatud 10 märts 2024].
- [12] M. Fischetti ja D. Pisinger, „Optimal wind farm cable routing: Modeling branches and offshore transformer modules,“ *Networks*, kd. 72, nr 1, 2018.
- [13] Tarbijakaitse ja Tehnilise Järelvalve Amet, „TTJA Hoonestuslubade kaart,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://xgis.maaamet.ee/xgis2/page/app/TTJAhoonestusload>. [Kasutatud 16 märts 2024].
- [14] Enefit Green, „Hiiumaa meretuulepark,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://hiiumeretuulepark.ee/projekti-tutvustus>. [Kasutatud 10 märts 2024].
- [15] Saare Wind Energy, „Meretuulepargi arendus,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://swe.ee/>. [Kasutatud 10 märts 2023].
- [16] „Eesti Rahvusringhääling,“ 4 Märts 2024. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.err.ee/1609271187/memo-taastuenergia-tasu-on-parast-tuuleparkide-valmimist-1-3-senti-kwh>.
- [17] S. Næss-Schmidt, H. N. Jensen, L. Kilsdal ja L. L. Münier, „How to provide the cheapest green electricity – Concession payments vs. Contracts for Difference in offshore wind auctions,“ Copenhagen Economics, Copenhagen, 2020.

- [18] R. V. Rodrigues, M. M. Pedersen, J. P. Schøler, J. Quick ja P. E. Réthoré, „Speeding up large wind farms layout optimization using gradients, parallelization, and a heuristic algorithm for the initial layout,“ Technical University of Denmark, Roskilde, 2023.
- [19] J. F. Herbert-Acero, O. Probst, P. E. Réthoré, G. C. Larsen ja K. K. Castillo-Villar „A Review of Methodological Approaches for the Design and Optimization of Wind Farms,“ *Energies*, 2014.
- [20] J. N. Sørensen ja G. C. Larsen, „A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms,“ *Energies*, 2021.
- [21] R. Riva, J. Y. Liew, M. Friis-Møller, N. K. Dimitrov, E. Barlas, P. E. Réthoré ja M. M. Pedersen, „Welcome to TOPFARM,“ DTU Wind and Energy Systems, [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://topfarm.pages.windenergy.dtu.dk/TopFarm2/index.html>. [Kasutatud 17 märts 2024].
- [22] Tarbijakaitse ja Tehnilise Järelvalve Amet, „Meretuuleparkide hoonestusload,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://ttja.ee/ariklient/ehitised-ehitamine/meretuuleparkide-hoonestusload/teated#teade-hoonestusloa-m--2>. [Kasutatud 1 märts 2024].
- [23] Danish Technical University, „Global Wind Atlas,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://globalwindatlas.info/en>. [Kasutatud 12 märts 2024].
- [24] N. G. Nygaard, S. T. Steen, L. Poulsen ja J. Pedersen, „Modelling cluster wakes and wind farm blockage,“ *Journal of Physics: Conference Series*, 2020.
- [25] 3E, „LCoE offshore wind in the Princess zone,“ Brussels, 2021.
- [26] Wind Europe, „Financing and investment trends 2022,“ Brussels, 2022.
- [27] BVG Associates, „Weighted Average Cost Of Capital,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://bvgassociates.com/lcoe-weighted-average-cost-capital-wacc/>. [Kasutatud 5 aprill 2024].
- [28] European Central Bank, „Monetary Policy,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.ecb.europa.eu/ecb/orga/tasks/monpol/html/index.en.html>. [Kasutatud 14 aprill 2024].
- [29] Catapult Offshore Renewable Energy, „Guide to an offshore wind farm,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>. [Kasutatud 14 aprill 2024].

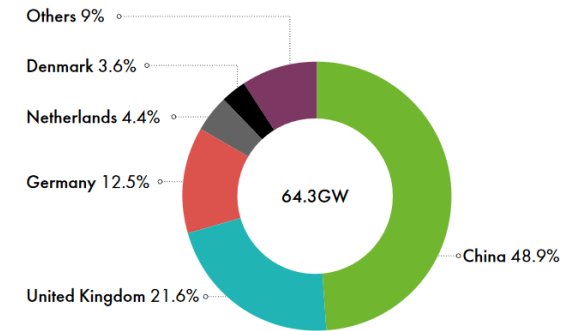
LISA 1 Täiendavad materjalid

Lisa L1.1 Meretuuleparkide rajamise statistika 2023 Q1 seisuga [1]

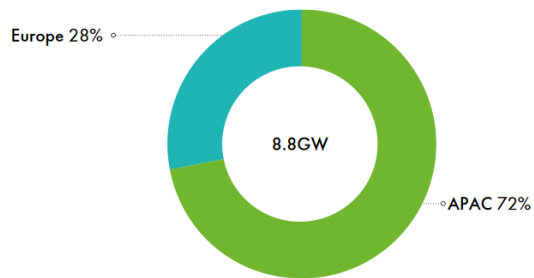
New offshore wind installations by market



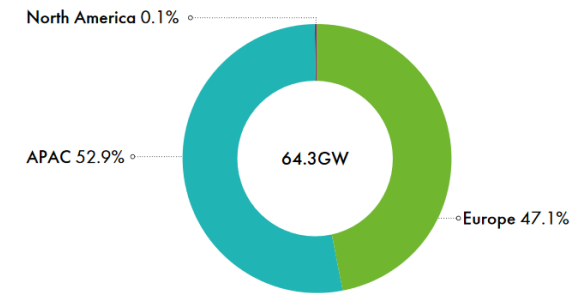
Total offshore wind installations by market



New offshore wind installations by region



Total offshore wind installations by region

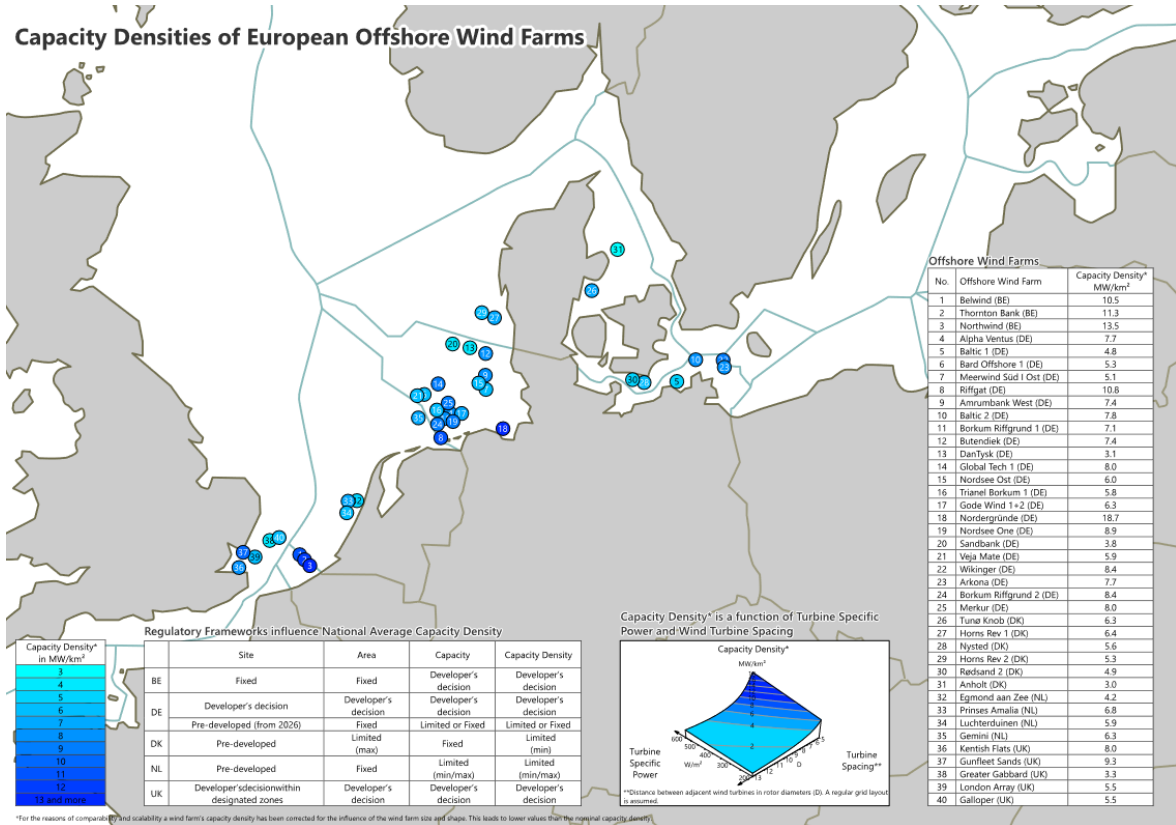


Lisa L1.2 Töö käigus optimeeritud asendiplaanid ja tulemused

| No. WTG | Meretuulepargi võimsus, MW | | | Asendiplaani võimsustihedus, MW/km ² | | | Brutotoodang, GWh/a | | | Bruto kasutustegur, % | | | Varjutuskaod, % | | | Net. kasutustegur, % | | | LCOE baasstsenaarium, €/MWh | | |
|---------|----------------------------|-------|-------|---|-------|-------|---------------------|-------|-------|-----------------------|-------|-------|-----------------|-------|-------|----------------------|-------|-------|-----------------------------|-------|-------|
| | 15 MW | 20 MW | 20 MW | 15 MW | 20 MW | 20 MW | 15 MW | 20 MW | 20 MW | 15 MW | 20 MW | 20 MW | 15 MW | 20 MW | 20 MW | 15 MW | 20 MW | 20 MW | 15 MW | 20 MW | 20 MW |
| 1 | 15 | 20 | 25 | 0.2 | 0.2 | 0.3 | 77 | 103 | 129 | 58.9% | 58.8% | 58.8% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 54.7% | 54.6% | 54.5% | 140.8 | 129.1 | 122.2 |
| 2 | 30 | 40 | 50 | 0.3 | 0.5 | 0.6 | 155 | 206 | 257 | 58.9% | 58.8% | 58.7% | 0.0% | 0.0% | 0.1% | 54.6% | 54.5% | 54.5% | 117.3 | 111.5 | 108.1 |
| 3 | 45 | 60 | 75 | 0.5 | 0.7 | 0.8 | 232 | 309 | 385 | 58.8% | 58.7% | 58.6% | 0.2% | 0.2% | 0.3% | 54.5% | 54.5% | 54.4% | 109.6 | 105.8 | 103.6 |
| 4 | 60 | 80 | 100 | 0.7 | 0.9 | 1.1 | 308 | 411 | 511 | 58.6% | 58.6% | 58.3% | 0.4% | 0.4% | 0.8% | 54.4% | 54.4% | 54.1% | 105.9 | 103.0 | 101.8 |
| 5 | 75 | 100 | 125 | 0.8 | 1.1 | 1.4 | 385 | 512 | 638 | 58.6% | 58.5% | 58.3% | 0.6% | 0.7% | 0.9% | 54.3% | 54.2% | 54.1% | 103.7 | 101.5 | 100.4 |
| 6 | 90 | 120 | 150 | 1.0 | 1.4 | 1.7 | 459 | 612 | 763 | 58.3% | 58.2% | 58.1% | 1.1% | 1.0% | 1.2% | 54.1% | 54.1% | 53.9% | 102.6 | 100.7 | 99.8 |
| 7 | 105 | 140 | 175 | 1.2 | 1.6 | 2.0 | 535 | 712 | 888 | 58.2% | 58.1% | 57.9% | 1.2% | 1.3% | 1.5% | 54.0% | 53.9% | 53.8% | 101.6 | 100.1 | 99.3 |
| 8 | 120 | 160 | 200 | 1.4 | 1.8 | 2.3 | 609 | 811 | 1013 | 58.0% | 57.9% | 57.8% | 1.6% | 1.7% | 1.6% | 53.8% | 53.7% | 53.7% | 101.2 | 99.9 | 99.0 |
| 9 | 135 | 180 | 225 | 1.5 | 2.0 | 2.5 | 684 | 909 | 1136 | 57.8% | 57.6% | 57.6% | 1.8% | 2.0% | 1.9% | 53.6% | 53.5% | 53.5% | 100.8 | 99.7 | 98.9 |
| 10 | 150 | 200 | 250 | 1.7 | 2.3 | 2.8 | 758 | 1008 | 1258 | 57.7% | 57.5% | 57.4% | 2.0% | 2.3% | 2.3% | 53.5% | 53.4% | 53.3% | 100.4 | 99.5 | 98.9 |
| 11 | 165 | 220 | 275 | 1.9 | 2.5 | 3.1 | 832 | 1106 | 1378 | 57.6% | 57.4% | 57.2% | 2.2% | 2.4% | 2.7% | 53.4% | 53.3% | 53.1% | 100.2 | 99.4 | 99.1 |
| 12 | 180 | 240 | 300 | 2.0 | 2.7 | 3.4 | 906 | 1204 | 1498 | 57.5% | 57.3% | 57.0% | 2.4% | 2.7% | 3.0% | 53.3% | 53.2% | 52.9% | 100.0 | 99.3 | 99.2 |
| 13 | 195 | 260 | 325 | 2.2 | 2.9 | 3.7 | 979 | 1300 | 1616 | 57.3% | 57.1% | 56.8% | 2.7% | 3.0% | 3.4% | 53.2% | 53.0% | 52.7% | 100.0 | 99.4 | 99.4 |
| 14 | 210 | 280 | 350 | 2.4 | 3.2 | 4.0 | 1051 | 1395 | 1735 | 57.1% | 56.9% | 56.6% | 3.0% | 3.4% | 3.7% | 53.0% | 52.8% | 52.5% | 100.0 | 99.6 | 99.6 |
| 15 | 225 | 300 | 375 | 2.5 | 3.4 | 4.2 | 1123 | 1488 | 1853 | 57.0% | 56.6% | 56.4% | 3.2% | 3.8% | 4.0% | 52.9% | 52.5% | 52.4% | 100.1 | 99.9 | 99.7 |
| 16 | 240 | 320 | 400 | 2.7 | 3.6 | 4.5 | 1195 | 1582 | 1971 | 56.8% | 56.4% | 56.2% | 3.5% | 4.1% | 4.3% | 52.7% | 52.4% | 52.2% | 100.1 | 100.1 | 99.9 |
| 17 | 255 | 340 | 425 | 2.9 | 3.8 | 4.8 | 1266 | 1675 | 2085 | 56.7% | 56.2% | 56.0% | 3.8% | 4.4% | 4.7% | 52.6% | 52.2% | 52.0% | 100.3 | 100.3 | 100.3 |
| 18 | 270 | 360 | 450 | 3.1 | 4.1 | 5.1 | 1336 | 1768 | 2197 | 56.5% | 56.1% | 55.7% | 4.1% | 4.7% | 5.2% | 52.4% | 52.0% | 51.7% | 100.4 | 100.5 | 100.6 |
| 19 | 285 | 380 | 475 | 3.2 | 4.3 | 5.4 | 1406 | 1861 | 2310 | 56.3% | 55.9% | 55.5% | 4.4% | 5.0% | 5.5% | 52.3% | 51.9% | 51.5% | 100.6 | 100.6 | 100.9 |
| 20 | 300 | 400 | 500 | 3.4 | 4.5 | 5.7 | 1474 | 1952 | 2420 | 56.1% | 55.7% | 55.3% | 4.8% | 5.3% | 6.0% | 52.0% | 51.7% | 51.3% | 100.9 | 100.9 | 101.3 |
| 21 | 315 | 420 | - | 3.6 | 4.7 | - | 1542 | 2042 | - | 55.9% | 55.5% | - | 5.1% | 5.7% | - | 51.8% | 51.5% | - | 101.1 | 101.2 | - |
| 22 | 330 | 440 | - | 3.7 | 5.0 | - | 1610 | 2131 | - | 55.7% | 55.3% | - | 5.5% | 6.1% | - | 51.7% | 51.3% | - | 101.3 | 101.5 | - |
| 23 | 345 | 460 | - | 3.9 | 5.2 | - | 1677 | 2219 | - | 55.5% | 55.1% | - | 5.8% | 6.4% | - | 51.5% | 51.1% | - | 101.6 | 101.8 | - |
| 24 | 360 | 480 | - | 4.1 | 5.4 | - | 1745 | 2306 | - | 55.3% | 54.8% | - | 6.0% | 6.8% | - | 51.4% | 50.9% | - | 101.8 | 102.2 | - |
| 25 | 375 | 500 | 625 | 4.2 | 5.7 | 7.1 | 1812 | 2394 | 2970 | 55.2% | 54.7% | 54.3% | 6.3% | 7.1% | 7.7% | 51.2% | 50.7% | 50.3% | 102.0 | 102.4 | 102.9 |
| 26 | 390 | - | - | 4.4 | - | - | 1878 | - | - | 55.0% | - | - | 6.7% | - | - | 51.0% | - | - | 102.3 | - | - |
| 27 | 405 | - | - | 4.6 | - | - | 1943 | - | - | 54.8% | - | - | 7.0% | - | - | 50.8% | - | - | 102.6 | - | - |
| 28 | 420 | - | - | 4.7 | - | - | 2010 | - | - | 54.6% | - | - | 7.2% | - | - | 50.7% | - | - | 102.8 | - | - |
| 29 | 435 | - | - | 4.9 | - | - | 2076 | - | - | 54.5% | - | - | 7.5% | - | - | 50.6% | - | - | 103.0 | - | - |
| 30 | 450 | 600 | 750 | 5.1 | 6.8 | 8.5 | 2141 | 2825 | 3499 | 54.3% | 53.7% | 53.3% | 7.8% | 8.7% | 9.4% | 50.4% | 49.9% | 49.4% | 103.3 | 103.9 | 104.6 |
| 31 | 465 | - | - | 5.3 | - | - | 2205 | - | - | 54.1% | - | - | 8.1% | - | - | 50.2% | - | - | 103.6 | - | - |
| 32 | 480 | - | - | 5.4 | - | - | 2269 | - | - | 54.0% | - | - | 8.4% | - | - | 50.1% | - | - | 103.8 | - | - |
| 33 | 495 | - | - | 5.6 | - | - | 2334 | - | - | 53.8% | - | - | 8.6% | - | - | 49.9% | - | - | 104.1 | - | - |
| 34 | 510 | - | - | 5.8 | - | - | 2397 | - | - | 53.7% | - | - | 8.9% | - | - | 49.8% | - | - | 104.3 | - | - |
| 35 | 525 | 700 | 875 | 5.9 | 7.9 | 9.9 | 2461 | 3241 | 3993 | 53.5% | 52.9% | 52.1% | 9.1% | 10.2% | 11.4% | 49.7% | 49.0% | 48.3% | 104.6 | 105.5 | 106.8 |
| 40 | 600 | 800 | 1000 | 6.8 | 9.0 | 11.3 | 2772 | 3635 | 4463 | 52.7% | 51.9% | 50.9% | 10.4% | 11.8% | 13.3% | 49.0% | 48.1% | 47.3% | 105.9 | 107.4 | 109.1 |
| 45 | 675 | 900 | 1125 | 7.6 | 10.2 | 12.7 | 3067 | 4015 | 4920 | 51.9% | 50.9% | 49.9% | 11.9% | 13.4% | 15.1% | 48.1% | 47.3% | 46.3% | 107.6 | 109.2 | 111.2 |
| 50 | 750 | 1000 | 1250 | 8.5 | 11.3 | 14.1 | 3339 | 4365 | 5330 | 50.8% | 49.8% | 48.7% | 13.7% | 15.3% | 17.2% | 47.2% | 46.2% | 45.2% | 109.6 | 111.5 | 114.0 |
| 55 | 825 | 1100 | 1375 | 9.3 | 12.4 | 15.5 | 3607 | 4705 | 5730 | 49.9% | 48.8% | 47.6% | 15.3% | 17.0% | 19.1% | 46.3% | 45.3% | 44.1% | 111.6 | 113.8 | 116.6 |
| 60 | 900 | 1200 | 1500 | 10.2 | 13.6 | 17.0 | 3869 | 5007 | 6128 | 49.1% | 47.6% | 46.6% | 16.7% | 19.0% | 20.7% | 45.5% | 44.2% | 43.3% | 113.4 | 116.5 | 118.9 |
| 70 | 1050 | 1400 | 1750 | 11.9 | 15.8 | 19.8 | 4365 | 5609 | 6819 | 47.5% | 45.7% | 44.5% | 19.4% | 22.3% | 24.3% | 44.0% | 42.4% | 41.3% | 117.1 | 121.3 | 124.6 |
| 80 | 1200 | 1600 | - | 13.6 | 18.1 | - | 4803 | 6158 | - | 45.7% | 43.9% | - | 22.4% | 25.3% | - | 42.4% | 40.8% | - | 121.5 | 126.2 | - |
| 90 | 1350 | 1800 | - | 15.3 | 20.4 | - | 5178 | 6575 | - | 43.8% | 41.7% | - | 25.7% | 29.1% | - | 40.6% | 38.7% | - | 126.7 | 132.9 | - |
| 100 | 1500 | - | - | 17.0 | - | - | 5520 | - | - | 42.0% | - | - | 28.7% | - | - | 39.0% | - | - | 132.0 | - | - |
| 110 | 1650 | - | - | 18.7 | - | - | 5828 | - | - | 40.3% | - | - | 31.5% | - | - | 37.4% | - | - | 137.5 | - | - |
| 120 | 1800 | - | - | 20.4 | - | - | 6080 | - | - | 38.6% | - | - | 34.5% | - | - | 35.8% | - | - | 143.7 | - | - |

Lisa L1.3 Euroopa meretuuleparkide võimsustihedused [17]

Capacity Densities of European Offshore Wind Farms

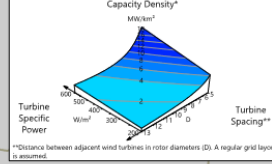


| No. | Offshore Wind Farm | Capacity Density* MW/km² |
|-----|-------------------------|-----------------------------|
| 1 | Belwind (BE) | 10.5 |
| 2 | Thornton Bank (BE) | 11.3 |
| 3 | Northwind (BE) | 13.5 |
| 4 | Alpha Ventus (DE) | 7.7 |
| 5 | Baltic 1 (DE) | 4.8 |
| 6 | Bard Offshore 1 (DE) | 5.3 |
| 7 | Meerwind Süd 1 Ost (DE) | 5.1 |
| 8 | Riffgat (DE) | 10.8 |
| 9 | Amrumbank West (DE) | 7.4 |
| 10 | Baltic 2 (DE) | 7.8 |
| 11 | Borkum Riffgrund 1 (DE) | 7.1 |
| 12 | Butensiek (DE) | 7.4 |
| 13 | DanTysk (DE) | 3.1 |
| 14 | Global Tech 1 (DE) | 8.0 |
| 15 | Nordsee Ost (DE) | 6.0 |
| 16 | Tinnet Borkum 1 (DE) | 5.8 |
| 17 | Gode Wind 1+2 (DE) | 6.3 |
| 18 | Nordergründe (DE) | 18.7 |
| 19 | Nordsee One (DE) | 8.9 |
| 20 | Sandbank (DE) | 3.8 |
| 21 | Vejl Mate (DE) | 5.9 |
| 22 | Wilinger (DE) | 8.4 |
| 23 | Arkona (DE) | 7.7 |
| 24 | Borkum Riffgrund 2 (DE) | 8.4 |
| 25 | Merkur (DE) | 8.0 |
| 26 | Tune Knob (DK) | 6.3 |
| 27 | Horns Rev 1 (DK) | 6.4 |
| 28 | Nysted (DK) | 5.6 |
| 29 | Horns Rev 2 (DK) | 5.3 |
| 30 | Redsand 2 (DK) | 4.9 |
| 31 | Anholt (DK) | 3.0 |
| 32 | Egmond aan Zee (NL) | 4.2 |
| 33 | Prinses Amalia (NL) | 6.8 |
| 34 | Luchterduinen (NL) | 5.9 |
| 35 | Gemini (NL) | 6.3 |
| 36 | Kenish Flats (UK) | 8.0 |
| 37 | Gunfleet Sands (UK) | 9.3 |
| 38 | Greater Gabbard (UK) | 3.3 |
| 39 | London Array (UK) | 5.5 |
| 40 | Gallop (UK) | 5.5 |

Regulatory Frameworks influence National Average Capacity Density

| Capacity Density* in MW/km² | Site | Area | Capacity | Capacity Density |
|--------------------------------|------|--|----------------------|----------------------|
| 3 | BE | Fixed | Developer's decision | Developer's decision |
| 4 | | | | |
| 5 | DE | Developer's decision | Developer's decision | Developer's decision |
| 6 | | | | |
| 7 | | Pre-developed (from 2026) | Fixed | Limited or Fixed |
| 8 | | | | |
| 9 | DK | Pre-developed | Limited (max) | Limited (min) |
| 10 | | | | |
| 11 | NL | Pre-developed | Fixed | Limited (min/max) |
| 12 | | | | |
| 13 and more | UK | Developer's decision within designated zones | Developer's decision | Developer's decision |

Capacity Density* is a function of Turbine Specific Power and Wind Turbine Spacing



*For the reasons of comparability and scalability a wind farm's capacity density has been corrected for the influence of the wind farm size and shape. This leads to lower values than the nominal capacity density.

**Distance between adjacent wind turbines in rotor diameters (D). A regular grid layout is assumed.