



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

SISU NISKANEN
MERITUULIVOIMAN VERKKOONLIITYNTÄ
Diplomityö

Tarkastaja: yliopistonlehtori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 4. marras-
kuuta 2009

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

NISKANEN SISU: Merituulivoiman verkkoonliityntä

Diplomityö, 102 sivua, 6 liitesivua

Toukokuu 2010

Pääaine: Sähkövoimatekniikka

Tarkastaja: yliopistonlehtori Sami Repo

Avainsanat: Merituulivoima, verkkoonliityntä, HVAC- ja HVDC-liityntä, verkkoonliityntä ehdot, loistehon hallinta

Työssä käsitellään merituulipuistojen sähköverkkoja. Merialueet ovat otollisia tuulivoimatuotantoon, koska keskituulennopeudet ovat lähes aina maa-alueita parempia, maaston epätasaisuus ei vaikuta tuuliolosuhteisiin ja on mahdollisuus rakentaa suurempia tuotantoyksiköitä. Kolme eri tuulivoimatoimijaa on suunnitellut Perämerelle merituulipuistoja, joiden kokonaisteho olisi toteutuessaan jopa yli 2 GW. Työn tarkoituksena on selvittää, minkälainen sähköverkkotopologia sopisi merituulipuistojen verkkoonliitynnäksi ja miten tämä soveltuisi Perämeren merituulipuistoihin.

Työ jakautuu kahteen osaan: Teoriaosassa käydään yleisesti läpi sähkötekniisiä asioita ja perehdytään tuulivoimaan. Toisessa osassa tarkastellaan Euroopassa toteutuneita ja suunniteltuja merituuliprojekteja ja selvitetään mitoitusperusteita merituulipuistojen sähköverkoille. Taloudellisessa tarkastelussa ja simulointiosassa pyritään luomaan pohja tarkasteluja ja vertailuja varten. Esimerkkinä käydään läpi Suomeen Perämerelle suunniteltujen merituulipuistojen sähköverkkovaihtoehtoja. Verkkotopologian muodostamisessa hyödynnetään teoriaosan mitoitusperiaatteita. Vaihtoehtoina ovat, että merituulipuistot liitetään samaan tai kahteen erilliseen liityntäpisteeseen, koska kantaverkon kuormitettavuus ja mitoitusperiaatteet rajoittavat liittymistehoja. Tarkasteluissa käytetään sekä suurjännitteellä toimivia AC- että DC-liityntävaihtoehtoja.

Työssä tarkasteltujen merituulipuistojen verkkoratkaisuista voidaan todeta, että verkkoonliityntä toteutuksessa pyritään yleensä mahdollisimman yksinkertaiseen sähköverkkoratkaisuun. Sähköverkon komponentit joutuvat meriolosuhteissa kovemmalle rasitukselle ja vikaantuneen verkko-osan korjausajat voivat olla useita kuukausia jää- ja sääolosuhteista riippuen. Merimuuntoasemien ja -tuulipuistojen välisillä varayhteyksillä voidaan parantaa sähköverkkojen luotettavuutta mutta merituulipuistojen välisten etäisyyksien kasvaessa myös varayhteyksien kaapelointikustannukset nousevat. Verkkoonliityntäehtojen ja loistehotasapainon vuoksi merituulipuistossa tarvitaan erillisiä kompensointilaitteistoja, jotka sijoitetaan huollettavuuden takia yleensä sähköasemalle ja tarvittaessa merimuuntoasemalle tai rannikolle kaapelipääteasemalle.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

NISKANEN, SISU: Offshore wind farms grid connection options

Master of Science Thesis, 102 pages, 6 Appendix pages

May 2010

Major: Power systems

Examiner: Senior Lecturer Sami Repo

Keywords: Offshore wind farm, HVAC and HVDC grid connection, grid codes

There are great plans to increase OWF (offshore wind farm) power production in Europe during the next few decades. The circumstances in OWFs differ from onshore wind farm sites and grid connection is one of the main differences. Distance from OWF to PCC (point of common coupling) can be quite long. The only reasonable option to transfer OWF production to shore is to use submarine cables. Voltage is raised in the offshore substation to minimize the losses in OWF transmission grid. This thesis examines the grid connection options in offshore wind farms. The main goal is to gather information of grid codes and the control of OWF grid and to compare different OWF grid connection options in Europe.

The thesis is divided into two parts. In the theory part, issues related to wind power, the control of offshore grid and grid codes are explored. The possible connection options by HVAC- (high voltage alternating current) and HVDC-systems (high voltage direct current) are discussed and grid codes to those connection options are studied as well. Also the voltage and power control of a wind farm are examined. In the latter offshore wind farm research part, Europe's offshore wind farms are studied. Then the planned and realized OWFs grid connections are compared and finally an example case of possible OWF connection options in Bothnia bay is examined.

The study indicates that within a country, the same transmission voltage is normally used when planning to connect OWFs to a grid. If OWF power production is more than one offshore substation can reasonably transfer, then it is divided into two or more offshore substations. Normally the selected OWF transmission voltage is the same as in the connection point. There are no OWFs that would yet use 400 kV submarine transmission cables. The production of reactive current is a problem in high voltage cables when transmission distances rise, compared to the ones on shore where compensation is easier to carry out. That is why in some cases HVDC-systems might be one connection option to larger OWFs which are located far from PCC.

The results of this study suggest that normally OWFs are connected to the nearest PCC which has enough capacity for connection. Backup connections between offshore substations can be used if the investment costs of an extra cable are lower than the benefits from the proved ability of the cable. Compensators might be needed in OWF to fulfil the grid codes demand of reactive power production in PCC. HVAC-systems are normally used and in some special cases HVDC-systems might be more profitable. When it comes to availability, the simplest grid topology in OWF is often the best option because electrical parts are under maritime climate and the repair of a sudden failure might be delayed by bad weather. Example compensators are usually placed to onshore substations or PCC for easier accessibility and lower investment costs.

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty VTT:lle osana IEA Wind 2009-2010 projektia Espoon Otaniemessä. Työn tarkastajana on toiminut yliopistonlehtori Sami Repo TTY:ltä ja ohjaajana DI Sanna Uski-Joutsenvuo VTT:ltä.

Kiitän VTT:n Tuulitiimin jäseniä heidän antamistaan neuvoista ja tuesta diplomityön kirjoittamisen aikana. Kiitokset myös diplomityön ohjaajalle Sanna Uski-Joutsenvuolle työn ohjauksesta ja asiantuntevista neuvoista.

Työn tarkastajalle Sami Revolle kiitokset kärsivällisyydestä ja tärkeistä neuvoista diplomityön aikana. Kiitän myös Tuomas Rauhala, Fingrid Oyj, Esa Holttista, WPD Finland ja Liisa Haarlaa, TKK työhön liittyvistä neuvoista ja tiedoista. Samoin kiitokset myös muille diplomityön johtoryhmään kuuluneille jäsenille.

Arvostan myös muiden antamaa tukea työn ulkopuolella ja kiitän FM Sanna Tuhkasen antamaa tukea ja opastusta kirjoittamisen osalta.

Espoossa 16.4.2010

Sisu Niskanen

SISÄLLYS

1. Johdanto	1
2. Tuulivoima	3
2.1. Tuulivoimatuotanto	3
2.2. Tuulivoimalavaihtoehdot	4
2.3. Tuulivoimalan tekninen rakenne	6
2.4. Merituulipuistokonsepti	7
2.5. Suomen tuulivoiman tilanne	9
3. Verkkoonliittynnän vaatimukset	12
3.1. Verkkoonliittynnän yleiset ehdot	12
3.2. Tuulipuiston verkkoonliittyntäehdot	13
3.3. HVDC-liittynnän ehdot.....	16
3.4. Liittymis-, loissähkö- ja kantaverkkosopimus	17
4. Merituulipuiston sähköverkko	20
4.1. Liittynnän tekniset vaihtoehdot	20
4.1.1. AC-verkkoratkaisu	20
4.1.2. DC-verkkoratkaisu	25
4.2. Merituulipuiston sähköverkon hallinta	28
4.2.1. Jännitetason hallinta.....	29
4.2.2. Loistehon hallinta	30
4.2.3. Yhteenveto jännitteen ja loistehon hallinnasta	32
4.2.4. HVAC- ja HVDC-siirtojärjestelmän vaikutukset järjestelmän stabiilisuuteen	33
5. Euroopan merituulivoiman tilanne	36
5.1. Ruotsi.....	36
5.2. Tanska, Hollanti ja Saksa.....	37
5.3. Iso-Britannia.....	38
5.4. Euroopan merituulivoima	39
6. Tekninen tarkastelu.....	43
6.1. Toteutuneet merituulipuistot	43
6.1.1. Ajos, Suomi	43
6.1.2. Hywind, Norja	44
6.1.3. Q7 Prinses Amalia, Hollanti.....	44
6.1.4. Egmond aan Zee, Hollanti.....	45
6.1.5. Lillgrund, Ruotsi.....	45
6.1.6. Nysted, Tanska	47
6.1.7. Horns Rev I ja II, Tanska	48
6.2. Valmistuvat merituulipuistot.....	49
6.2.1. Alpha Ventus, Saksa	49
6.2.2. Robin Rigg, Iso-Britannia	50
6.2.3. Rødsand 2, Tanska.....	50
6.2.4. Thanet, Iso-Britannia	51
6.3. Suunnitellut merituulipuistot.....	53
6.3.1. Baltic 1, Saksa	53
6.3.2. Ormonde, Iso-Britannia.....	53

6.3.3.	Walney, Iso-Britannia	54
6.3.4.	Sheringham Shoal, Iso-Britannia.....	55
6.3.5.	London Array, Iso-Britannia	56
6.3.6.	BARD Offshore 1, Saksa	57
6.3.7.	Kriegers Flak, Ruotsi, Tanska ja Saksa	58
6.4.	Yhteenveto merituulipuistojen sähköverkoista	59
7.	Taloudellinen tarkastelu	63
7.1.	Sähköverkon investointikustannukset merituulipuistossa	64
7.1.1.	Sähköverkon investointikustannuksia 400 MW merituulipuistossa.....	67
7.2.	Merituulipuiston sähköverkon luotettavuus.....	70
7.2.1.	Sähköverkon luotettavuuden vaikutus merituulipuiston tuotantoon	73
7.3.	Merituulipuiston sähköverkon häviöt ja johtojen mitoitus	76
7.4.	Yhteenveto merituulipuiston sähköverkon taloudellisesta tarkastelusta	81
8.	Merituulipuiston tehonjaon simulointi	82
8.1.	Simuloitavat sähköverkot	82
8.2.	Sähköverkon simuloinneissa tarkasteltavat asiat	85
8.3.	Merituulipuiston sähköverkon simulointitulokset.....	86
8.3.1.	Merituulipuiston sähköverkon jännitteet	87
8.3.2.	Loistehon kompensointi.....	90
8.3.3.	Merimuuntoasemien välinen varayhteys	91
8.3.4.	Häviöt merituulipuiston sähköverkossa	93
9.	Tulokset merituulipuiston sähköverkon tarkasteluista ja simuloinneista	95
9.1.	Yksittäisen merituulipuiston verkkoonliityntä.....	95
9.1.1.	Merituulipuiston sähköverkon käyttö ja vaatimukset.....	96
9.1.2.	Merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset	96
9.1.3.	Kaapeleiden ja muuntajien luotettavuus	97
9.1.4.	Häviöt merituulipuiston sähköverkossa	97
9.1.5.	Jännitteen säätö ja loistehon hallinta	98
10.	Johtopäätökset ja päätelmät.....	99
10.1.	Verkkoonliityntämalli eri vaihtoehdoille	99
10.2.	Useamman merituulipuiston verkkoonliityntä	100
10.2.1.	Useamman merituulipuiston sähköverkon käyttö	100
10.2.2.	Hyödyt yhteisessä verkkoonliitynnässä	101
10.3.	Tutkittavaa ja kehitettävää jatkossa.....	101
Lähteet.....		103
Liitteet		I
Liite 1:	Merituulipuiston verkkokomponenttien arvoja	I
Liite 2:	Luvun 6. <i>Tekninen tarkastelu</i> merituulipuistojen sijainteja Euroopassa	III
Liite 3:	Sähköverkon luotettavuuden lukuarvoja.....	IV
Liite 4:	HVDC-järjestelmän häviöt.....	V
Liite 5:	Kaapeleiden ja avojohdon siirtohäviöitä.....	VI

Lyhenteet ja merkinnät

c_p	Hyötysuhde
CF	Capacity factor, tehokerroin
DFIG	Double fed induction generator, kaksoissyötetty epätahtikone
ENS	Energy not supplied, toimittamatta jäänyt energia
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Euroopan kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
EWEA	European Wind Energy Association, Euroopan tuulivoima yhdistys
FRT	Fault ride-through, verkkovian sieto
GIS	Gas insulated system/switchgear, kaasueristeinen järjestelmä/katkaisija
HVAC	High voltage alternating current, suurjännite vaihtovirta
HVDC	High voltage direct current, suurjännite tasavirta
LCC	Line commutated converter, virtavälipiirillinen suuntaaja
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets, Kaasu- ja energiamarkkinavirasto
OFTO	Offshore Transmission Owners, merellä sijaitsevien siirtoverkkojen omistajajärjestö
SAIDI	System average interruption duration index, järjestelmän keskimääräinen keskeytysaika
SAIFI	System average interruption frequency index, järjestelmän keskimääräinen keskeytystaajuus
SCADA	Supervisory control and data acquisition, keskitetty sähkönjakeluprosessin ohjaus- ja valvontajärjestelmä
SCIG	Squirrel cage induction generator, häkkikäämitetty oikosulkukone
SG	Synchronous generator, tahtigeneraattori
STATCOM	Static synchronous compensator, staattinen tahtikompensaattori
SVC	Static var compensator, staattinen loistehon kompensaattori
VJV2007	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset 2007
VSC	Voltage source converter, jännitevälipiirillinen suuntaaja

YLE2007	Yleiset liityntäehdot 2007
YVA	Ympäristövaikutusten arviointi

1. Johdanto

Tuulivoiman käyttö energian tuotannossa on kasvanut jatkuvasti. Uudet ilmastopoliittiset kannanotot ja linjaukset määrittelevät uusiutuvien energianlähteiden käytön merkittävää lisäämistä energiantuotannossa. Suomessa tuulivoiman tuotannon kasvu on ollut muita teollisuusmaita hitaampaa ja jatkossa ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi tarvitsee tuulivoimaloita rakentaa huomattavasti nopeammassa tahdissa. Maailman laajuisesti vuonna 2009 asennettiin tuulivoimakapasiteettia reilut 37 466 MW kokonaiskapasiteetin ollessa 157 899 MW [1]. Viimeisen viiden vuoden aikana kasvuvauhti kokonaiskapasiteetissa on ollut keskimäärin 25 % vuodessa. Vuonna 2009 suurin osuus uusista tuulivoimaloista asennettiin Kiinaan Yhdysvaltojen tullessa toisena. Tuulivoimatuotanto kasvaa voimakkaasti Itä-Aasiassa Kiinan vetämänä mutta toistaiseksi Euroopan tuulivoiman kokonaistuotantokapasiteetti on lähes kaksinkertainen verrattuna Aasiaan ja Amerikkaan. Vuonna 2009 tuulivoiman tuotantokapasiteetti Euroopassa oli 76 GW, Aasiassa 39 GW ja Amerikan mantereella 40 GW. [1]

Maailman johtavat merituulivoiman tuottajat suuruusjärjestyksessä ovat Iso-Britannia, Tanska, Hollanti ja Ruotsi. Saksa puuttuu joukosta, koska sen merituulihankkeet ovat vasta alussa, mutta kapasiteetin lisäys on kuitenkin tulevaisuudessa merkittävä. Vuoden 2009 lopussa merituulivoimaa oli yhteensä noin 2056 MW, joka on vain reilun prosentin verran kaikesta tuulivoiman sähköntuotantokapasiteetista. Tuulivoimaloiden keskimääräinen teho lähestyy uusissa asennuksissa 2 MW rajaa ollen tällä hetkellä noin 1,6 MW. Käytössä on kuitenkin paljon pienempitehoisia vanhoja tuulivoimaloita, joten keskimääräinen käytössä olevien tuulivoimaloiden teho on noin 1,1 MW. Kolme suurinta voimalavalmistajaa vuonna 2008 olivat Vestas, GE Wind ja Gamesa. Edellä mainitut yhtiöt toimittivat 45 % uusista voimaloista vuonna 2008. Suuria yli 2,5 MW voimaloita toimittavat eniten Vestas, Siemens ja Enercon. Uusiutuviin energialähteisiin keskittyvän BTM Consult yhtiön tuulivoima-alan vuosiraportissa on arvioitu vuoden 2013 tuulivoimakapasiteetiksi vajaa 350 000 MW, joten seuraavan viiden vuoden aikana asennettaisiin 220 000 MW tuulivoimaa. Edellisissä luvuissa on mukana myös merituulivoima. Eroteltuna merituulivoimaa vuonna 2013 olisi noin 11 700 MW kun nykyisin sitä on 2056 MW. [2;3]

Tämän työn tavoitteena on luoda katsaus suurien merituulipuistojen liittymisestä Suomen sähkönsiirtoverkkoon. Tarkoituksena on kartoittaa myös uuden teknologian mahdollisuuksia niin teknisessä kuin taloudellisessa mielessä. Joka tapauksessa vertailuissa on mukana konventionaaliset liityntävaihtoehdot. Työn alussa teoriaosassa käsitellään tuulivoimaan liittyviä peruskäsitteitä voimalatyypeistä tuulivoimatuotantoon. Sähköverkon osalta käsitellään liityntävaihtoehtoja suurjännitteisillä vaihto- ja tasasähköyhteyksillä, eli HVAC- (High voltage alternating current) ja HVDC-vaihtoehtoilla (High voltage direct current), huomioiden verkkoliitännän ehdot, rajoitukset ja sähkön laatuvaatimukset.

Perusasioiden jälkeen tehdään teknistä tarkastelua Euroopassa toteutettujen merituulipuistojen verkkotopologioista ja tulevaisuuden näkymistä. Vertailuissa keskitytään Iso-Britannian, Hollannin, Ruotsin, Saksan ja Tanskan merituulipuistoihin. Teknisten asioiden lisäksi työssä pyritään huomioimaan taloudelliset näkökulmat. Verkkotopologioiden investointikustannuksia vertaillaan merituulipuistojen yhteydessä ja pohditaan eri vaihtoehtojen taloudellista kannattavuutta. Tulevaisuuden merituulipuistojen vaihtoehtoisia sähköverkkoratkaisuja pohditaan Euroopan merituulivoimasuunnitelmien pohjalta ja tarkastellaan merituulivoiman liittämismahdollisuuksia Perämerellä Suomen kantaverkkoon.

Teknisten ja taloudellisten vaihtoehtojen pohjalta keskitytään niihin verkkoonliityntävaihtoehtoihin, jotka voisivat tulla kyseeseen Perämeren alueelle suunnitelluissa merituulipuistoissa. Työssä simuloidaan verkkotopologioiden toimivuutta tehonjaolla sekä tarkastellaan luotettavuutta varayhteyksien ja kaapelimäärien optimoimiseksi. Lopuksi käydään läpi saadut tulokset ja tarkastellaan niitä työn tavoitteiden kannalta. Johtopäätöksissä todetaan työn tavoitteiden täyttyminen ja lopputuloksen toteuttamiskelpoisuus Perämeren merituulihankkeissa.

2. Tuulivoima

Tuulivoimatekniikka on kehittynyt merkittävästi viimeisten parinkymmenen vuoden aikana. Tuulivoimaloiden yksikkökoot ovat kasvaneet MW-luokkaan ja suurimpien tuulipuistojen kokonaistehot ovat yhteneviä keskisuurten konventionaalisten voimalaitosten kanssa. Seuraavaksi määritetään tuulivoimalalla tuulesta hyötykäyttöön saatava energia ja perehdytään tuulivoimalatyyppeihin sekä tarkastellaan kokonaisuudessaan tuulipuistokonseptia ja sen sisältämää tekniikkaa. Lopuksi tarkastellaan tuulivoiman tilannetta ja tulevaisuutta Suomessa.

2.1. Tuulivoimatuotanto

Tuulesta hyötykäyttöön saatava energia perustuu roottorin lapojen kykyyn muuttaa tuulen liike-energia mekaaniseen muotoon. Vain osa lapojen ohi virtaavasta ilmapainesta liike-energiasta voidaan hyödyntää, koska lavan jälkeinen tuulennopeus ei voi olla nolla, jos pyritään tuottamaan energiaa. Betzin lain mukaan suurin hyötysuhde on noin 0,6 kitkattomassa virtauksessa. Todellisessa tilanteessa hyötysuhde on aina tätä huonompi. Tuulesta saatava teho on

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

jossa c_p on hyötysuhde, ρ on ilman tiheys, A on roottorin lapojen pyyhkäisypinta-ala ja v ilman virtausnopeus. Tästä voidaan havaita tehon verrannollisuus tuulennopeuden kuutioon. Teho on lineaarisesti verrannollinen roottorin pyyhkäisemään pinta-alaan.

Tasaisessa ilmavirtauksessa ilman nopeus ja sen lävistämä pinta-ala ovat sidoksissa toisiinsa siten, että massavirta pysyy periaatteessa vakiona, jos oletetaan ilmantiheyden olevan vakio. Tuulivoimalan roottorin kohdalla tuulennopeus hidastuu ja ilmavirtauksen lävistämä pinta-ala kasvaa. Ympäröivä ilmavirta jatkaa kuitenkin normaalia etenemistään ja se sekoittuu hitaampaan ilmavirtaan roottorin jälkeen. Ilmavirtauksen palautuminen lähes alkuperäiseen tilaan kestää suhteellisen pitkään virtauksen pyörteisyydestä riippuen. Tämän takia tuulivoimaloiden sijoittelussa täytyy huomioida tuulen suunta ja tuulivoimaloiden etäisyydet toisistaan.

Tavallisena ohjeistuksena rivien välit ovat 5...9-kertaiset roottorin halkaisijaan nähden rivien ollessa kohtisuoraan päätuulensuuntaa vastaan. Vastaavasti tuulivoimaloiden sivuttaiset etäisyydet toisiinsa ovat noin 3...5-kertaiset roottorin halkaisijaan verrattuna. [4, s. 526-534;13, s. 81-89]

2.2. Tuulivoimalavaihtoehdot

Tuulivoimala rakentuu useasta komponentista. Kalleimmat osat ja samalla tärkeimmät komponentit ovat tuulivoimalan roottorin lavat, generaattori, vaihteisto ja mahdolliset taajuusmuuttajat. Tuulivoimala generaattorit voidaan toteuttaa usealla eri tekniikalla. Yleisimmin käytetyt generaattorit uusissa tuulivoimaloissa ovat oikosulkugeneraattori SCIG (squirrel cage induction generator) ja tahtigeneraattori SG (synchronous generator) täystehotaajuusmuuttajilla varustettuina sekä kaksoissyötetty epätahtigeneraattori DFIG (double fed induction generator). Vanhoissa alle 2 MW tuulivoimaloissa on käytössä myös epätahtigeneraattoreita ilman taajuusmuuttajaa.

Tuulivoimaloiden kehitys on alkanut vakionopeusgeneraattorista, jonka säätö on toteutettu passiivisakkauksella. Sakkauksessa tuulennopeuden kasvaessa ilmavirta irtoaa lavanpinnasta ja muuttuu pyörteiseksi. Samalla lapojen aiheuttama vääntömomentti roottorin akselille laskee, mikä rajoittaa myös generaattorin sähköistä ulostulotehoa. Nykyisin käytetään muuttuvanopeuksisia tuulivoimaloita, joissa on lapakulmasäätö ja perinteinen sakkaussäätö on jäämässä vähemmälle huomiolle muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta. [4, s. 53-78]

Suoraan verkkoon kytketyn häkkikäämityn epätahtigeneraattorin SCIG toiminta perustuu hyvin yksinkertaiseen rakenteeseen ja tehon säätö toteutetaan yleensä passiivisella sakkaussäädöllä. Markkinoilla on myös uudempia versioita epätahtigeneraattorilla varustetuista tuulivoimaloista, joissa verkkoonliityntä tapahtuu täystehotaajuusmuuttajan kautta ja tuulivoimalaa ohjataan aktiivisella sakkaus- tai lapakulmasäädöllä. Esimerkiksi Siemens käyttää tällaista ratkaisua merituulivoimaloissaan.

Toinen generaattorivaihtoehto on kaksoissyötetty epätahtigeneraattori DFIG, joka pitää sisällään suoraan verkkoon kytketyn staattoriin ja taajuusmuuttajan kautta verkkoon kytketyn roottoriin. DFIG-voimalassa yhdistyy oikosulkugeneraattorin rakenteen keveys ja tahtigeneraattorin säädettävyys. Roottoriin jännitettä ja kulmaa muuttamalla voidaan vaikuttaa generaattorin ulostuloon ja tehokertoimeen tahtigeneraattorin tapaan. Tehon siirtämiseksi roottoriin tai roottorista sähköverkkoon generaattorissa tarvitaan hiiliharjat ja liukurenkaat. Taajuusmuuttajat mitoitetaan korkeintaan 30 %:iin generaattorin nimellistehosta. Tämä tuo kustannussäästöjä tuulivoimalaan, kun verrataan sitä täystehotaajuusmuuttajalla varustettuun tuulivoimalaan. Taajuusmuuttajan yhteydessä on LC- tai LCL-suotimet ulostulon pitämiseksi mahdollisimman sinimuotoisena. Vikatilanteita varten roottoriin täytyy suojata, koska sitä ei voida suoraan oikosulkea.

Kolmas generaattorivaihtoehto on taajuusmuuttajan kautta verkkoon kytketty tahtigeneraattori. Tahtigeneraattorin massa on merkittävästi suurempi verrattuna kahteen edelliseen generaattorivaihtoehtoon. Suurikokoisten hitaasti pyörivien generaattoreiden yhteydessä ei välttämättä tarvita vaihteistoa ja tämä vähentää voimansiirtolinjan häviöitä. Taajuusmuuttaja mitoitetaan nimellisen generaattoritehon ja varmuusmarginaalin mukaan. Tällä ratkaisulla saadaan erittäin hyvin hyödynnettyä

tuulen sisältämä energia, mutta tuulivoimalan hinta ja taajuusmuuttajan häviöt pienentävät hyötyä. Lisäksi taajuusmuuttaja voi laskea hiukan tuulivoimalan kokonaiskäytettävyyttä, koska mahdollisesti vikaantuvien komponenttien määrä kasvaa. Toisaalta täystehotaajuusmuuttaja erottaa tuulivoimalan sähköverkosta ja pienemmät rasiukset voimalan ja sähköverkon välillä voivat jopa pidentää laitteiden käyttöikä. [4, s. 53-78]

Aiemmin johdannossa käsiteltiin maailman markkinatilannetta. Samalla todettiin merituulivoimaloiden nimellistehojen olevan suurempia kuin maalle asennettavien tuulivoimaloiden. Näiden pohjalta esitellään nyt muutamia markkinoiden suurimpia merituulivoimaloita. Taulukossa 2.1. on koottuna suurimpien merituulivoimaloiden generaattori-, vaihteisto- ja taajuusmuuttajatietoja. Taulukosta voidaan huomata, että kaikki kolme aiemmin mainittua generaattorimallia ovat edustettuina eri tuulivoimatoimittajien tuotteissa. Jokainen taulukon 2.1. voimaloista on varustettu vaihteistolla mutta kahdessa voimalassa on käytössä vain yksitasoinen vaihteisto generaattorin hitaamman pyörintänopeuden takia. Taulukossa ei ole mukana tuulivoimaloita, jotka on suunniteltu asennettavaksi vain maalle.

Taulukko 2.1. Suurimpia kaupallisia merituulivoimaloita vuoden 2009 lopussa.

Valmistaja	Malli	[5;6;7;8;9;10;11]			
		Teho [MW]	Generaattori	Vaihteisto	Taajuusmuuttaja
Areva	M5000	5	Tahtigeneraattori	1-taso planeetta	Täysteho
BARD	Bard 5.0	5	DFIG	3-taso planeetta	~20 %
GE Wind	3.6sl	3,6	DFIG	3-taso planeetta	~30 %
Repower	5 M	5	DFIG	3-taso planeetta	~20 %
Siemens	SWT 3-6	3,6	Epätahti	3-taso planeetta	Täysteho
Vestas	V90	3	Epätahti	3-taso planeetta	Täysteho
Winwind	WWD-3	3	Tahtigeneraattori	1-taso planeetta	Täysteho

Merituulivoimalassa komponenttien täytyy olla mahdollisimman huoltovapaita ja luotettavia, koska merellä tuulivoimaloiden huoltotöitä ei voida aina toteuttaa sääolosuhteiden takia. Merelle perustettu tuulivoimala joutuu alttiiksi aaltojen ja mahdollisesti jään aiheuttamille rasituksille, joten voimalan perustus on tärkeässä asemassa. Sähkökomponentit joudutaan mitoittamaan erityisolosuhteiden mukaan. Kosteutta ja suolaa sisältävä meri-ilma vahvistaa korroosiota ja tiivistyvä kosteus tuulivoimalan pinnoille muodostaa vesipisaroita myös voimalan sisäosissa. Sähköosien eristys- ja suojausluokkien täytyy olla riittävät meriolosuhteisiin.

Merituulipuistot joudutaan usein sijoittamaan kauemmas rannikosta maisema- ja ympäristövaikutusten vuoksi, jolloin sähkönsiirtoetäisyydet kasvavat. Häviöiden pienentämiseksi jännite valitaan etäisyyden mukaan. Lisäksi merituulipuistojen aiheuttamia ympäristömuutoksia pyritään pienentämään. Kaapeleiden eristeenä käytetään pääsääntöisesti muovia öljyn sijaan. Tuulivoimalan hydraulii- ja muuntajaöljyjen täytyy olla ympäristöystävällisiä, jotta mahdolliset vuodot eivät

saastuttaisi ympäröivää luontoa. Vaihtoehtona voidaan käyttää kuivamuuntajia mahdollisten öljyvuotojen välttämiseksi ja katkaisijat ovat yleensä kaasueristeisiä.

2.3. Tuulivoimalan tekninen rakenne

Tuulivoimalan ulkoisiin perusosiin kuuluvat perustus, torni, konehuone ja roottorin lavat. Tornin korkeus vaihtelee tuuliolosuhteiden ja tuulivoimalan koon mukaan. Tuuliolosuhteita käsitellään enemmän seuraavassa luvussa 2.4. *Merituulipuistokonsepti*.

Pääosin tornin materiaalina toimii teräsputki, jonka paksuus on 10- 50 mm ja halkaisija on enintään 4,5 m tiekuljetusten mahdollistamiseksi. Suurempaa halkaisijaa käytetään yli 90 m torneissa. Torni valmistetaan 15- 30 m osissa ja pultataan yhteen asennuspaikalla. Muodoltaan tornin profiili levenee alaspäin mentäessä rakenteellisen jäykkyyden saavuttamiseksi. Tornin massa vaihtelee pituuden ja konehuoneen mitoituspainon mukaan 200 tonnin molemmin puolin usean megawatin laitoksissa. Tornin alaosa voidaan valmistaa myös betonista valamalla, jotta teräsrungon massa ja osien koko säilyisi optimaalisena. [13, s. 421-448]

Yleensä tuulivoimalan konehuone sisältää kaikki tärkeimmät osat, joita tarvitaan mekaanisen energian muuntamiseksi sähköenergiaksi. Osa valmistajista kuitenkin sijoittaa tilankäytön ja painojakauman vuoksi muuntajan ja taajuusmuuttajat torniin. Korkeissa torneissa voi syntyä merkittäviä sähköisiä häviöitä, mikäli sähköä siirretään matalalla jännitteellä tornin alaosaan saakka. Yksi ratkaisu on siirtää sähkö tasajännitteellä tornin alaosaan ennen vaihtosuuntausta ja jännitteen nostoa. Myös generaattorin napajännitteen ja taajuusmuuttajan jännitteen nostolla kV-luokkaan voidaan pienentää voimalassa aiheutuvia siirtohäviöitä.

Tuulivoimalassa pyörivän akselin mekaaninen energia siirretään suoraan tai vaihteen kautta generaattorin roottoriin. Generaattorin napajännite on normaalisti 690 V ja voimalan muuntajalla jännite nostetaan keskijänniteverkkoon sopivaksi. IEC:n standardijännitteiden mukaiset vaihtoehdot olisivat 1000 V ja 400 V. Merituulivoimaloiden ulostulojännitteenä on suosittu 30-36 kV ja IEC:n standardijännitteistä olisi valittavissa 33 kV tai 35 kV jännitetasot. [12]

Tuulivoimalan sähköisten osien suojaamiseksi tarvitaan kytkinlaitteet, oikosulkusuojat, ylikuormitussuojat ja jännite- sekä taajuusreleet. Suojaustoiminnot on automatisoitu ja ne ovat yleensä myös kauko-ohjattavissa. Tietoliikennetarkoituksissa käytetään keskitettyä sähköjakeluprosessin ohjausta ja valvontaa. Siitä käytetään yleisesti nimitystä SCADA (supervisory control and data acquisition) ja se sisältää keskusjärjestelmän, ala-asetat ja tietoliikenteen näiden välillä. Mittauspisteistä saadaan tarvittavat tilatiedot ja mittaustulokset keskusjärjestelmään ja näiden pohjalta voidaan antaa ohjaus- ja asetteluarvoja ala-asetemille. Merituulipuistoissa käytetään sähkökaapeleita, joissa on valokaapeli mukana. Tämän lisäksi voidaan tarvita myös vaihtoehtoinen tietoliikennetyhteys merimuuntoasemalle. Se voidaan toteuttaa esimerkiksi radiolinkin avulla. [13]

Veden syvyyden ollessa alle 30 m tuulivoimalan perustukselle on olemassa kaksi yleisesti käytettyä ratkaisua. Perustus voidaan tehdä betonisella jalustalla eli kasuunilla tai pohjaan upotettavalla teräksisellä junnapaalulla.

Betoniperustuksen täytyy olla riittävän painava, jotta korkeasta tornista ja sen yläosassa sijaitsevasta generaattorista ei muodostu voimaa kaatavaa momenttia. Myös liiallisia värähtelyjä pyritään vaimentamaan, jotta tuulivoimalan liikkuviin osiin ei siirtyisi ylimääräisiä rasituksia. Betoniperustus sopii useimmiten merenpohjan olosuhteisiin tietyin varauksin. Kalliopohjassa voidaan joutua tekemään erillisiä pohjakiinnikkeitä ja valamaan paikalla tasainen alusta valmiille perustukselle. Toisaalta pehmeämmässä merenpohjassa perustukseen joudutaan tekemään pohjaan pykälää kitkan lisäämiseksi tai vaihtoehtoisesti paaluttamaan perustus reunoistaan merenpohjaan.

Toinen vaihtoehto tuulivoimalan perustukseksi on pylväs rakenne. Tällä hetkellä suurin osa merelle tehtävistä perustuksista toteutetaan teräspylväillä. Pehmeämmässä merenpohjassa pylväs paalutetaan yli 10 m syvyyteen, jotta saadaan riittävä tuki perustukseen kiinnitettävälle tornille. Kovassa kalliopohjassa käytetään porauskalustoa ja tehdään valmis asema pylväälle, joka tuetaan lopullisesti valubetonilla.

Suomessa täytyy huomioida jään aiheuttama kuormitus perustuksille. Pylvään ulkoisella muotoilulla jään työntävää vaikutusta voidaan vähentää, kun perustuksen muoto muistuttaa kärjestä leikattua kartiota. Jään kohdatessa perustuksen reunan tietyllä kulmalla, se nousee perustuksen kohdalta ylös ja murtuu aiheuttamatta perustusta hajottavia tai siirtäviä voimia. Ulkomaille rakennettujen perustusten kartiot on yleensä muotoiltu alaspäin kapeneviksi aaltokuormituksen tasaamiseksi. Betonirenkaan korkeus määritetään merenpinnan ja jäänkorkeuden vaihtelujen mukaan.

Syvempiin vesiin soveltuvat myös erilaiset kolmijalkaperustukset ja muut ristikkotuet. Kyseisiä perustuksia käytetään muun muassa öljynporauslauttojen yhteydessä. Lisäksi prototyyppinä kehitetään kelluvista perustuksista mutta käytännön kokemuksia on vielä liian vähän, jotta nämä olisivat taloudellisesti kilpailukykyisiä. Kelluvia perustuksia suunnitellaan käytettäväksi lähinnä veden syvyyden ollessa yli 50 m ja Norjan rannikolla käyttöönotettu putkirunkoinen kelluva perustus tarvitsee yli 100 m vettä [56]. [13, s. 634-651; 14]

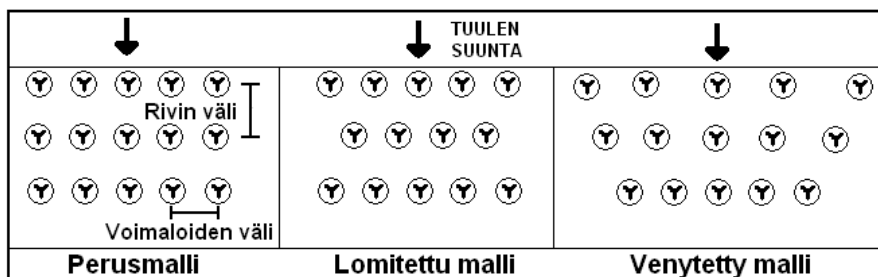
2.4. Merituulipuistokonsepti

Merituulivoimalan tuottaman sähkötehon siirtämiseksi tarvitaan riittävä kaapelointi siirtoverkon liityntäpisteeseen. Meriolosuhteissa kaapelointikustannukset kasvavat, kun kaapelit joudutaan upottamaan merenpohjaan. Lisäksi vaihtosähkön muodostamat varausvirrat kaapeleissa asettavat rajoituksia siirtoetäisyyksille. Aihetta käsitellään enemmän luvussa 4.1. *Liitynnän tekniset vaihtoehdot.*

Merikaapeleiden vaurioitumisia aiheuttavat yleensä ulkopuoliset tekijät kuten veneiden ankkurit, kölit, kalastus ja maansiirto, jotka voivat vahingoittaa merenpohjassa sijaitsevia kaapeleita vaikka nämä olisivat haudattuina 1-2 m syvyyteen. Merenpohjan eroosio voi siirtää suuriakin maamassoja ja siten paljastaa haudatut merikaapelit. Tärkeintä on suunnitella merituulipuiston kaapelointi sähkötekniisesti parhaalla mahdollisella tavalla ja tarvittaessa suojata kaapeleita lisäksi betonielementeillä ja kivilouheella.

Toteutuneiden merituulipuistojen voimalat on yleensä sijoitettu suorakulmaiseen muotoon kaapeloinnin optimoimiseksi. Toisaalta alueelliset vaatimukset ja tuuliolosuhteet voivat edellyttää erilaisia yhdistelmiä voimaloiden sijoittamisessa. Tässä työssä merituulipuiston sisäisellä kaapeloinnilla tarkoitetaan tuulivoimaloiden välisiä yhteyksiä ja liityntäkaapeleita lähimmälle merimuuntoasemalle. Pienemmissä merituulipuistoissa liityntäkaapeli voi olla myös siirtokaapeli, jos se yhdistää tuulivoimalat suoraan siirtoverkon liityntäpisteeseen. Suuremmissa tuulipuistoissa sähkönsiirtohäviöiden pienentämiseksi sähkö kerätään liityntäkaapeleilla merimuuntoasemalle ja jännitetasoa nostetaan ennen sähkönsiirtoa mantereelle.

Tuulivoimalat sijoitetaan mahdollisimman kauas toisistaan varjostusvaikutuksesta aiheutuvien tuotantotappioiden vähentämiseksi. Etäisyyttä rajoittavat taas kaapelointikustannukset ja luvanvaraisen rakennusalueen laajuus. Rivit voidaan lomittaa toisiinsa nähden, kuten kuvassa 2.1. on esitetty. Tällä voidaan optimoida sähköntuotanto rakennettavalla alueella, jos alueella on yksi vallitseva tuulensuunta. [13, s. 586-597]

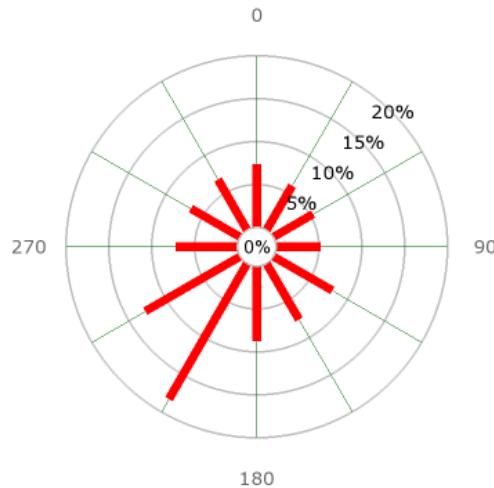


Kuva 2.1. Tuulivoimaloiden sijoitusvaihtoehtoja tuulipuistoissa.

Kuvan 2.1 perusmallissa tuulivoimalat on sijoitettu tasavälein ja tuulipuiston rivien väli täytyy olla riittävä, jotta tuulensuunnasta katsottuna takimmaisten tuulivoimaloiden tuotanto ei laskisi varjostusvaikutuksen vuoksi. Tuulivoimala aiheuttaa tuulen pyörteisyyttä ja heikkenemistä tuulivoimalan takana ja se tasaantuu hitaasti kasvatettaessa etäisyyttä tuulivoimalaan. Lomitetussa mallissa rivienväliä voidaan hiukan supistaa perusmalliin nähden ilman merkittävää tuotannon menetystä. Venytettyä mallia voidaan esimerkiksi käyttää tilanteissa, joissa osa tuulivoimaloista menettäisi tuotantoa varjostuksen vaikutuksesta ja pelkkä tuulivoimaloiden lomittaminen ei riitä.

Tuuliruuusuu kuvaa tuulen suhteellisia osuuksia eri ilmansuunnista. Kuvassa 2.2. on esitettyä esimerkki tuuliruuususta Suurhiekan alueella 100 m korkeudella. Kuvasta

voidaan nähdä, että päätuulensuunta on lounaassa 195-225° välillä. Tästä sektorista tuulee noin 18 % ajasta. Kuvan tuuliruususta ei näy kuinka voimakkaita eri suunnista puhaltavat tuulet ovat. Tuulivoimaloiden keskinäinen sijoittelu kannattaa sovittaa alueen tuulennopeuden ja -suunnan mukaan. Kuvan 2.2. tuuliruusun mittausalueella on suhteellisen tasainen tuulijakauma muista ilmansuunnista ja myös nämä sektorit hyödynnetään merituulipuiston sähköntuotannossa. Tarkempia tietoja Suomen tuuliolosuhteista on saatavissa Tuuliatlas-sivustolta [15].



Kuva 2.2. Esimerkki tuuliruususta. [15]

Meriolosuhteissa tuulen pyörteisyys on heikompaa kuin rosoisessa maastossa ja tuulivoimalan aiheuttama ilmapirtauksen palautuminen lähes alkuperäiseen tilaan kestää huomattavasti pidempään kuin maalla. Tuulivoimaloiden määrä tuulipuistossa ja niiden keskinäinen sijoittelu vaikuttaa voimakkaasti ilmapirtaukseen. Tuulensuunnan ollessa vakio ja tuulipuiston rakentuessa 16 tuulivoimalan yksiköissä tuulipuiston hyötysuhde on vain noin 82 %, jos voimaloiden etäisyydet ovat $5 \cdot D$. D on tuulivoimalan roottorin halkaisija. Jos voimaloiden sivuttaiset etäisyydet pidetään vakiona ja etäisyys rivien välillä on $7 \cdot D$, hyötysuhde on noin 87 %. Etäisyyden ollessa $9 \cdot D$ hyötysuhde on 90 % ja tästä eteenpäin etäisyyden kasvattamisella ei saavuteta merkittävää etua. Lillgrundin merituulipuistossa Ruotsissa tuulivoimaloiden sijoitusetäisyydet ovat $3,3 \cdot D$ ja $4,3 \cdot D$. Tällä sijoittelulla tuotanto on alle 80 % verrattuna yksittäisten tuulivoimaloiden esteettömään tuotantoon [16]. [13, s. 586-597]

2.5. Suomen tuulivoiman tilanne

Suomessa tuulivoiman tuotantokapasiteetti on kasvanut hyvin hitaasti verrattuna muutamaan muuhun Euroopan maahan, kuten Saksaan ja Espanjaan. Kehitystä on hidastanut muita valtioita pienempi tuki uusiutuvalla energialle ja sähkön alhainen tukkumarkkinahinta. Tällä hetkellä suunnitellaan tuulivoimalle syöttötariffia. Tarkoituksena on varmistaa tuulivoimatuotannon kannattavuus pidemmällä ajanjaksolla. Suomen tuulivoiman tuotantokapasiteetti vuoden 2009 lopussa oli noin 147 MW. Vuonna 2009 tuulivoimalla tuotettiin sähköä 270 GWh, joka on vain 0,3 %

Suomen kokonaissähkönkulutuksesta ja 0,35 % sähköntuotannosta. Keskimäärin tuulivoimatuotannon kapasiteettikerroin CF (Capacity factor) oli 0,20 vuonna 2009. Vuonna 2008 pienin tuulivoimalan kapasiteettikerroin oli 0,10 ja suurin 0,37. Vuosina 2001-2008 kapasiteettikerroin on ollut keskimäärin 0,21 vaihteluvälin ollessa 0,17-0,24. [17;18]

Ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi tuulivoimatuotantoa aiotaan kasvattaa Suomessa merkittävästi. Taulukossa 2.3. on esitetty merelle suunnitellut yli 100 MW tuulivoimapuistot. Pienemmät tuulipuistohankkeet on jätetty pois taulukosta, koska työn tarkastelussa keskitytään vähintään 100 MW merituulipuistoihin. Taulukon hankkeet ovat suurimmaksi osaksi suunnitteluvaiheessa. Muutamassa tuulivoimahankkeessa ympäristövaikutusten arviointi YVA on tehty tai sitä tehdään parhaillaan. [19]

Taulukko 2.3. Suomeen suunnitellut ≥ 100 MW merituulipuistohankkeet. [19]

Tuulivoimahanke	Teho [MW]	Arvioitu valmistumisvuosi	Hanketietoja	Rakennuttaja
Pori offshore I&II	96-166	2011-	20-30 voimalaa	Hyötytuuli Oy
Inkoo/Raasepori	180-300	2012-	60 * 3-5 MW	Suomen Merituuli
Kemi, Ajos III	120-200	2012-	40 * 3-5 MW	PVO Innopower
Kristiinankaupunki/ Siipyy	240-400	2012-	80 * 3-5 MW	Suomen Merituuli
Raahe/ Maanahkiainen	300-500	2012-	100 * 3-5 MW	Rajakiiri Oy
Tornio, Röyttä III	120-200	2012-	40 * 3-5 MW	Rajakiiri Oy
Kristiinankaupunki/ Närpiö	240-400	2013-	80 * 3-5 MW	PVO Innopower
Suurhiekkä	400	2013-	80-120 * 3,6-5 MW	WPD Finland
Haukipudas Hoikkahieue ja Nimettömänmatala	500-900	2014-	100-300 * 3-5 MW	PVO Innopower
Korsnäs	600-800	2015-	120-160 * 5 MW	WPD Finland
Oulunsalo-Hailuoto	150-210	2015-	50-70 * 3 MW	Metsähallitus ja Oulunseudun sähkö
Pitkämatala-Maakrunni	1100-1300	2015-	220-400 * 3-5 MW	Fortum
Brändö, Östra Skärgården	105-120	-	35-40 * 3 MW	Ålands Vindenergi

Taulukon 2.3. hankkeiden toteutuessa merituulivoiman kapasiteetti olisi vähintään noin 4 GW. Käytännössä vain osa hankkeista tulee toteutumaan vuoteen 2020 mennessä ja siten hankkeiden valmistumisajat ovat vain suuntaa antavia arvioita. On arvioitu, että Suomessa tuulivoimaa olisi vuoteen 2020 mennessä noin 2 GW ja tätä suuremmat tuotannonlisäykset voivat vaatia suuria vahvistustarpeita kantaverkkoon. Verkonvahvistustarpeet hidastavat hankkeiden toteuttamista ja voivat tietyissä tapauksissa muuttaa projekteja taloudellisesti kannattamattomiksi.

Taulukon 2.3. merituulihankkeiden keskiteho on noin 350 MW ja tulevaisuudessa tämä voi vielä kasvaa merkittävästi. Samalle merialueelle kannattaa rakentaa kerralla suurin sallittu tuulivoimakapasiteetti, koska merelle rakennettava siirtoverkko on kertainvestointina kallis ja yksikköhinta laskee tuotantokapasiteetin kasvaessa. Tulevien merituulihankkeiden arvioidut valmistumisvuodet ovat vasta lähempänä vuotta 2015, koska investointeihin liittyy vielä useita epävarmuustekijöitä rakennusluvista ja YVA-selvityksestä lähtien.

3. Verkkoonliitynnän vaatimukset

Suuret merituulipuistot kannattaa liittää suurjännitteellä alue- ja kantaverkkoon, koska suuren keskitetyn tuotannon siirtämiseksi tarvitaan tehokkaat siirtoyhteydet. Siirtoverkon ja vähintään 110 kV liittymisjohdon rakentamiseksi vaaditaan sähkömarkkinaviranomaisen lupa, koska suurjännitteisten johtojen rakentamista pyritään ohjaamaan yhteiskunnan etujen mukaisesti [20]. Lisäksi liittymisjohdolle tarvitaan kunnan hyväksymä rakennuslupa ja johtoreitin YVA-selvitys. Merituulipuiston sisäisen sähköverkon rakentaminen luokitellaan käytännössä kiinteistön sisäisen sähköverkon rakentamiseksi ja tähän ei tarvita erillisiä lupia. Ympäristövaikutusten arviointi on kuitenkin tehtävä kaikista toimista. Tässä luvussa käydään läpi verkkoliityntään liittyviä rajoituksia ja ehtoja sähkömarkkinalain sekä Fingridin ohjeistuksen pohjalta.

3.1. Verkkoonliitynnän yleiset ehdot

Yleiset asetukset sähköverkon liiketoiminnasta on määritelty sähkömarkkinalaissa. Verkonhaltijan on kehitettävä verkkoyhteyksiä kohtuullisten tarpeiden mukaan. Verkkotoiminnan yleiset velvoitteet ja hinnoitteluperiaatteet koskevat verkkoyhtiön asiakkaana toimivaa tuulivoimatuottajaa. Asiakkaan verkkoliityntä pitää järjestää syrjimättä muita osapuolia ja sähkön laadun sekä luotettavuuden täytyy olla vähintään ohjeellisella tasolla. Verkonhaltijan on lisäksi määriteltävä tekniset vaatimukset liityntää koskien ja annettava arvio liityntäkustannuksista. Siirtopalveluja on tarjottava verkon teknisissä rajoissa. Teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta tulee huolehtia uusia liittymiä lisättäessä.

Järjestelmävastuullinen verkonhaltija voi asettaa ehtoja koskien voimaloiden käyttöä, kun se vaikuttaa verkon stabiiliuteen ja käyttövarmuuteen. Yksittäisissä tapauksissa sähkömarkkinaviranomaisen täytyy vahvistaa nämä ehdot ennen niiden toimeenpanoa [20]. Kantaverkon yleiset liittymisehdot ovat kokonaisuudessaan Fingridin selosteessa YLE2007 (Yleiset liittymisehdot 2007) ja voimalaitosten liittymistä koskevat ehdot ovat selosteessa VJV2007 (Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset 2007) [21;22].

Siirtoverkkoon kytkettävien voimalaitosten liityntäehdot vaihtelevat maakohtaisesti. Standardeissa ei anneta varsinaisia lukuarvoja liittyen sähköverkkoihin mutta annetaan ohjeellisia arvoja, joita verkkoon liitettyjen voimalaitosten tulisi täyttää. Standardissa IEC-61400-21 määritellään tuulivoimaloiden sähkön laatuun ja yleiseen käytettävyyteen liittyviä asioita. Tuulipuiston jännitteen täytyy pysyä asetelluissa rajoissa ja tämä mitataan käyttöönotossa eri aikajaksoille, jotka ovat jatkuvan tilan 10 min aikakeskiarvo, 60 sekunnin mittaus ja hetkellinen 0,2 sekunnin mittaus. Jännite voi vaihdella ± 10 % nimellisestä tuulivoimala standardin IEC-61400-3 mukaan. Suuremmalla jännitteellä läpilyöntiriski kasvaa ja laitteiston käyttöturvallisuus laskee.

Pienemmällä jännitteellä järjestelmän virrat voivat nousta yli sallitun ja sähkökoneiden rasiukset ylittävät laitteiden mekaaniset ja termiset rajat.

Alue- ja kantaverkkoon liitettyjen sähköntuotantolaitosten pitää tukea siirtoverkon jännitettä tuottamalla tai kuluttamalla loistehoa. Normaalitylanteessa verkon jännite voi olla $0,90-1,05 U_n$ ja liityntäpisteen tehokertoimen tulee olla säädettävissä $\cos(\theta)$ $0,95_{ind}-0,95_{kap}$ välillä. Tämä koskee kaikkia yli 10 MVA tuotantolaitoksia ja pienempien tuotantolaitosten osalta vaatimukset voivat mahdollisesti poiketa tästä. Esimerkiksi Suomen siirtoverkossa 400 kV jännite tulisi pysyä välillä 360-420 kV.

Pohjoismaisessa siirtoverkossa jo 0,1 Hz taajuudenmuutokset aiheuttavat säätötoimenpiteitä. Taajuuden poikkeamaa voidaan korjata suhteellisen nopeasti laajassa ja stabiilissa siirtoverkossa mutta pienemmissä asynkronisissa verkoissa taajuuden muutokset ovat yleensä suurempia. Synkronisessa käytössä tuulipuiston taajuus pidetään siirtoverkon kanssa samana ja taajuudensäätöön osallistuvat erikseen määritellyt siirtoverkkoon liitetyt generaattorit. Asynkronisessa käytössä tuulipuisto on liitetty siirtoverkkoon HVDC-yhteydellä ja tuulipuiston pitää itse säätää verkon taajuutta. Tässäkin tapauksessa tuulipuiston sisäisen AC-verkon taajuus on suositeltavaa pitää kantaverkon liittymisehdoissa määritetyllä taajuusalueella, jotta voitaisiin käyttää tavallisia AC-järjestelmän laitteita.

Sähkönlaatuasioihin liittyy ohjeistuksia ja asetuksia. Pienjännitteen osalta harmonisten yliaaltojen vaikutuksia on tutkittu enemmän ja niihin liittyviä taulukoita löytyy yleisesti sähkömagneettinen yhteensopivuus standardista IEC-61000-4 ja tuulivoimala standardista IEC-61400-21. Myös keski- ja suurjännitteellä harmonisia yliaaltoja pyritään suodattamaan niiden aiheuttamien häiriöiden ja häviöiden takia.

3.2. Tuulipuiston verkkoonliityntäehdot

Nykyiset liityntäehdot Fingridin verkkoon pohjautuvat pohjoismaisiin verkkoehtoihin (grid code). Nämä on alun perin tehty Nordel kantaverkko-organisaation toimesta, joka nykyään on osa ENTSO-E (European network of transmission operators for electricity) järjestöä. Liityntäehdoissa käydään läpi yleisasiat sähköverkkoliityntää koskien. Tämän lisäksi on maakohtaisia tarkennuksia koskien vastuita ja velvollisuuksia kantaverkkoyhtiön ja liittyjän osalta. Fingrid Oyj liittymisehtojen YLE2007 ja VJV2007 lisäksi Nordelin säännöksistä on erikseen käännetty suomeksi ohje: Liittymissäännöt tuulivoimaloiden liittämiseksi Suomen voimansiirtoverkkoon. Se sisältää Nordel verkkoehtoien lisäksi tarkennuksia koskien Suomen olosuhteita. [23]

Tuulivoimaloiden liittymisohjeissa Suomen voimansiirtoverkkoon luokitellaan tehorajat eri jännitetasolle liityttäessä. Tuulivoimapuiston tehon ollessa yli 250 MVA määritellään sen liityntäjännitteeksi 400 kV. Vastaavasti 100-250 MVA tuulivoimapuisto voidaan liittää 110 kV tai 400 kV vaihtojänniteverkkoon riippuen alueellisista rajoitteista. Tätä pienemmät tuulipuistot liitetään yleensä alueelliseen 110

kV siirtoverkkoon joko suoraan tai 20 kV keskijänniteverkon kautta. Liityntäpisteeltä vaaditaan riittävää tehonsiirtokykyä ja jännitejäykkyyttä. [26]

Tuulivoimapuiston pätötehon on oltava säädettävissä ja loistehon kulutuksen sekä tuotannon pysyttävä raja-arvojen sisällä. Pätötehon tuotannolle määritellään yläraja, jota 10 min keskiarvona ei saa ylittää. Ylärajaa muutetaan kauko-ohjauksella ja asettelutarkkuus tulee olla vähintään $\pm 5\%$, kun sähköntuotanto on vähintään 20 % nimellistehosta. Pätötehon muutosnopeutta rajoitetaan ylössäädössä 10 % minuutissa, kun säätö tapahtuu suuremmasta tuulennopeudesta tai muutetusta pätötehon ylärajasta johtuen. Pienemmästä tuulennopeudesta johtuvalle pätötehon alassäädölle ei ole rajoituksia mutta ylärajan asetteluarvon laskusta aiheutuva pätötehon muutos rajoitetaan 10 % minuutissa nimellisestä tehosta. Lisäksi pätötehoa on voitava laskea nopeassa alassäädössä nimellistehosta 20 %:iin alle viidessä sekunnissa. Tätä käytetään voimajärjestelmän suojaukseen ja pätötehon nopea takaisinsäätö on oltava toteutettavissa. [23]

Taajuuden säädöstä järjestelmävastaava antaa erikseen tuulipuistokohtaiset asetukset. Pätötehon tuotantoa säädetään verrannollisesti järjestelmätaajuuden taajuuspoikkeamaan ja säätö on automaattista. Taajuudensäädössä on oltava kuollut alue, jolloin tuulipuisto ei säädä pätötehoa taajuuden mukaan. [23]

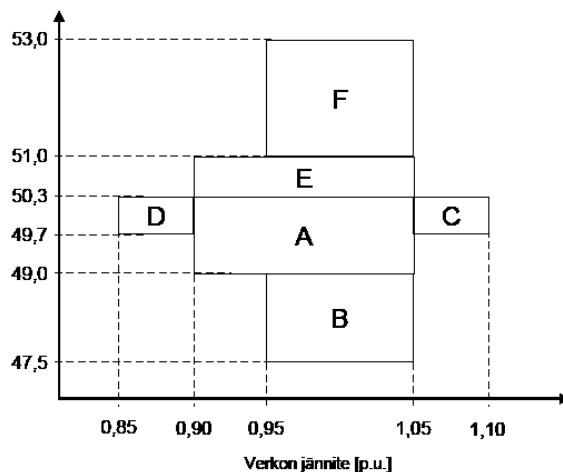
Pätötehon vaihtelua rajoitetaan edellä mainittujen määräysten mukaan, koska tuulivoimaloiden yleistyessä sähköjärjestelmän hallinnan kannalta on tärkeä tietää ennusteiden mukaiset tuotantotehot ja tehorojojen muutosnopeudet. Tuulipuiston nopeassa alassäädössä tuuliolosuhteiden pakottamana sähköjärjestelmän säädön on pystyttävä vastaamaan suuriin tuotantomuutoksiin. Myrskyrintaman yhteydessä tuulipuiston tuulivoimaloita ei saa irrottaa verkosta yhtä aikaa, vaikka liian suuren tuulennopeuden takia tuulivoimalat pitäisi pysäyttää. Kytkentämuutokset tulee tehdä portaittain, jotta korvaavaa sähköntuotantoa ehditään ottamaan käyttöön hallitusti. Tuulivoiman maantieteellinen jakautuminen suurelle alueelle vähentää suuria alueellisia sähköntuotannon muutoksia.

Loistehon säätö voidaan toteuttaa kahdella eri tavalla järjestelmävastaavan vaatimusten mukaan. Ensimmäisessä vaihtoehdossa tuulipuisto asetetaan säätämään liityntäpisteen jännitettä automaattisesti, jolloin loistehon tuotanto vaihtelee liityntäpisteen jännitteen ja loistehon tuotannon rajoitusten puitteissa. Toisessa vaihtoehdossa loistehon siirtoa vältetään tuulipuiston ja siirtoverkon välillä pätötehon tuotannosta riippumatta. Molemmissa tapauksissa säädön on oltava jatkuvaa. Tällä hetkellä Suomen kantaverkkoon liitettävien tuulivoimaloiden tulisi toimia jälkimmäisen vaihtoehdon mukaan. Alueverkkoihin liityttäessä vaatimukset voivat vaihdella. Tuulivoimalan toimiessa nimellisellä pätöteholla loistehon tuotannon täytyy olla säädettävissä tehokertoimen $\cos(\theta)$ $0,95_{\text{ind}} - 0,95_{\text{kap}}$ rajoissa, kun liityntäpisteen jännite vaihtelee välillä $0,9-1,05 U_n$ [23]. Jänniteensäädössä loistehon tuotantoon asetellaan kuollut alue, jossa tuulipuisto toimii nolllaloisteholla liityntäpisteestä tarkasteltuna. [23]

Osa verkkoonliityntäpisteessä tarvittavasta loistehon kompensoinnista voidaan toteuttaa tuulivoimaloiden taajuusmuuttajien avulla, jos siirtoyhteys tuulivoimalan ja liityntäpisteen välillä on suhteellisen lyhyt. Vanhemmissa suoraan verkkoon kytketyissä oikosulkugeneraattoreissa on yleensä kondensaattoriparistot tätä varten. Merituulipuistossa sähkö siirretään merikaapelin kautta liityntäpisteeseen. Pienellä tuotannolla siirtokaapeli tuottaa merkittävän määrän loistehoa ja tuulivoimalat eivät pysty kuluttamaan kaikkea loistehoa tuotannon rajoitusten takia. Erityisesti tässä tilanteessa tarvitaan erillisiä kompensointilaitteita joko siirtokaapelin yhteyteen tai liityntäpisteeseen. Verkkoyhtiöt laskuttavat asiakasta, jos loistehoa kulutetaan tai verkkoon tuotetaan loistehoa yli liityntäehdoissa sovitun määrän. Tuulipuiston on kuitenkin kyettävä säätämään jatkuvasti loistehon tuotantoa VJV2007-ehtojen mukaisesti. [21;22;24;25]

Kuvassa 3.3. on esiteltyä verkon käyttötilat taajuuden ja jännitteen suhteen. Normaalikäyttö on aina lohkoissa A. Verkon taajuuden vaihdella lohkojen B ja E rajoissa vaaditaan tuotantoyksiköiltä vähintään 30 min keskeytymätöntä käyttöä. Jännitteen laskiessa merkittävästi mutta taajuuden pysyessä säädetyssä vaaditaan vähintään 60 min keskeytymätöntä käyttöä lohkon D mukaan. Jos jännite nousee yli normaalin ylärajan mutta ei yli 10 % nimellisjännitteestä ja taajuus pysyy normaalina, tuulivoimalan tulee pysyä verkossa vähintään 60 min. Lohkon F taajuus on huomattavasti normaalitilannetta korkeampi. Tämän voisi aiheutua esimerkiksi suuren kulutuskohteen tai voimakkaasti kuormitetun säteittäisen johto-osan irrotessa verkosta, jossa sähköjärjestelmä ei pysty pitämään taajuutta verkon asettelurajoissa. Tuotantoyksiköiden täytyy kuitenkin pysyä verkossa vähintään 3 minuutin ajan. Tarvittavat säätötoimenpiteet pyritään toteuttamaan tämän aikana. [21;22;24;25]

Verkon taajuus [Hz]



A: Normaali jatkuva käyttö. Voimajärjestelmän jännitteestä ja taajuudesta johtuvaa pätötehon tai loistehon tuotantokyvyn alenemista ei sallita.

B: Vähintään 30 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotannon sallitaan alenevan taajuuden lineaarisena funktiona 0 % alenemasta taajuudella 49,0 Hz 15 % alenemaan taajuudella 47,5 Hz.

C: Vähintään 60 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi alentua 10 %.

D: Vähintään 60 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi alentua 10 %.

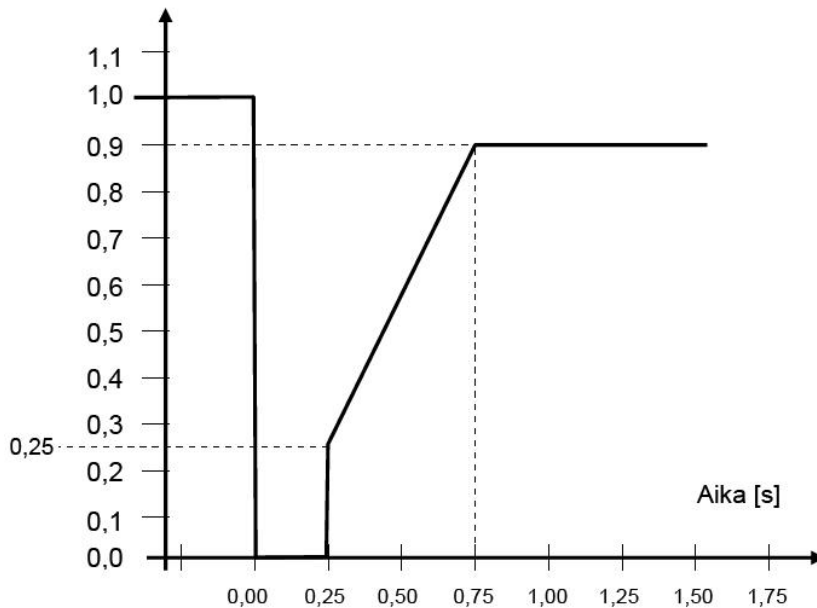
E: Vähintään 30 minuutin keskeytymätön käyttö. Mahdollinen pätötehon tuotanto voi laskea vähän. (Tällaisten käyttöolosuhteiden kokonaiskesto on normaalisti enintään 10 tuntia vuodessa.)

F: Vähintään 3 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi laskea, mutta voimaloiden tulee pysyä kytkettynä voimajärjestelmään.

^{*)} 400 kV verkossa 100 % = 400 kV
220 kV verkossa 100 % = 233 kV
110 kV verkossa 100 % = 118 kV

Kuva 3.3. Toiminta-alueet eri jännitteillä ja taajuuksilla. [26]

Tuulivoimaloiden pitää täyttää verkkoonliityntäehdot ja yksi ehdoista on, että tuulivoimala selviää irti kytketyttä verkossa tapahtuvasta äkillisestä jännitekuopasta. Kuvassa 3.4. on esitettyä tuulipuiston FRT-toiminta (fault ride-through). Tässä työssä ei keskitytä tuulivoimaloiden FRT-ominaisuuksiin, koska jokaisen tuulivoimalan tulee täyttää nämä ehdot valmistajan toimesta. Työssä tarkastellaan erityisesti merituulipuistojen verkkoonliityntää ja vaatimus voimaloiden toiminnasta jännitekuopassa koskee koko merituulipuistoa sen liityntäpisteessä. Eli merituulipuiston sähköverkko, kompensointilaitteet ja tuulivoimalat vaikuttavat kokonaisuutena verkkoonliityntäpisteen toimintaan.



Kuva 3.4. Tuulipuiston FRT-ehto jännitekuopan yhteydessä. [26]

Kuvassa 3.4. sähköverkossa tapahtuu äkillinen jännitekuoppa hetkellä 0 s. Tuulipuiston tulee pysyä verkossa, jos jännite palaa 0,25 s sisällä vähintään 25 %:iin nimellijännitteestä ja jännite nousee seuraavan 0,5 s aikana vähintään 90 %:iin nimellijännitteestä. Muussa tapauksessa tuulipuisto saattaa irrota verkosta ja synkroninen käyttö menetetään.

3.3. HVDC-liitynnän ehdot

Suurjännitteellä toimivalle tasasähköyhteydelle on muutama erikoisehto verrattuna tavalliseen vaihtosähköliityntään. Tasasähköyhteyden on kestettävä vaihtosähköverkossa tapahtuvat jännite- ja taajuusheilahtelut. Siirtoverkkovian aikana tasasähköyhteyden on pysyttävä toiminnassa ja tuettava sähköverkkoa. Fingridin kanssa sovitaan erikseen liityntäsopimuksessa tasasähköyhteyden hätätehosäädöstä ja vaimennussäädöistä. [27]

Tasasähköyhteyden muodostamisessa tarvitaan tasa- ja vaihtosuuntaajia, jotka sisältävät puolijohdekomponentteja. Vaihtosuuntauksesta aiheutuu verkkojännitteeseen yliaaltoja,

jotka suuntaajan kytkentätaajuudesta riippuen jakautuvat eri taajuusalueille. Haitallisia aaltomuotoja suodatetaan oikein mitoitetuilla yliaaltosuotimilla. Lisäksi virtavälipiirillisessä suuntaajassa LCC (Line commutated converter) käytetyt tyristorisillat kuluttavat loistehoa. Taajuusmuuttajan toteutustavasta riippuen sen yhteyteen tarvitaan enemmän tai vähemmän loistehon kompensointilaitteita. Suotimista ja kompensointilaitteista voi muodostua resonanssiipiiri verkon induktanssien ja kapasitanssien kanssa. Tämän takia laitteistot joudutaan mitoittamaan tapauskohtaisesti.

Taulukossa 3.4. on koottuna tasasähköyhteydelle asetetut toimintarajat 400 kV vaihtosähköliitynnässä. Kyseessä ovat tavalliselle tasasähköyhteydelle määritetyt rajat. Tuulivoimaa liitettäessä täytyy huomioida myös tuotannon vaihtelut ja VJV2007-vaatimukset. Jännitteen ja taajuuden poiketessa normaalista taulukon 3.4. mukaisesti pätöteho saa laskea korkeintaan 10 %. Liityntäpisteen oikosulkutehon on oltava riittävä käytetylle taajuusmuuttajatekniikalle.

Taulukko 3.4. Tasasähköyhteyden raja-arvot 400 kV vaihtosähköliitynnässä. [27]

Toimintatila	Jännite [kV]	Taajuus [Hz]	Pätöteho [pu]	Aika
Normaalitila	400 – 420	49 – 50,5	1,00	jatkuva tila
Poikkeustila	370 – 400	47,5 – 49 tai 50,2 – 52	≥ 0,9	≥ 30 min

Jännite- ja virtavälipiirillisten suuntaajien teknologiassa on merkittäviä eroja liityntäpisteen kannalta tarkasteltuna. Tähän palataan myöhemmin luvussa 4.1.2. *DC-verkkoratkaisu*. Tasasähköyhteys ei saa heikentää siirtoverkon alisynkronisten värähtelyjen vaimennusta. Tasasähköyhteys ei saa myöskään suurentaa merkittävästi siirtoverkon oikosulkuvirtoja eikä aiheuttaa häiritseviä virta- tai jännitepiikkejä. Siirtoverkon jännitejähkyys poikkeustilanteissa voi asettaa rajoituksia sallittuihin tehonmuutoksiin. Esimerkiksi portaittainen tehon muutos ja kytkennät eivät saisi aiheuttaa yli 3 % jännitemuutosta liityntäpisteissä [27]. Järjestelmävastaava määrittää tapauskohtaisesti jännitteen nousu- ja laskuajat. [27]

3.4. Liittymis-, loissähkö- ja kantaverkkosopimus

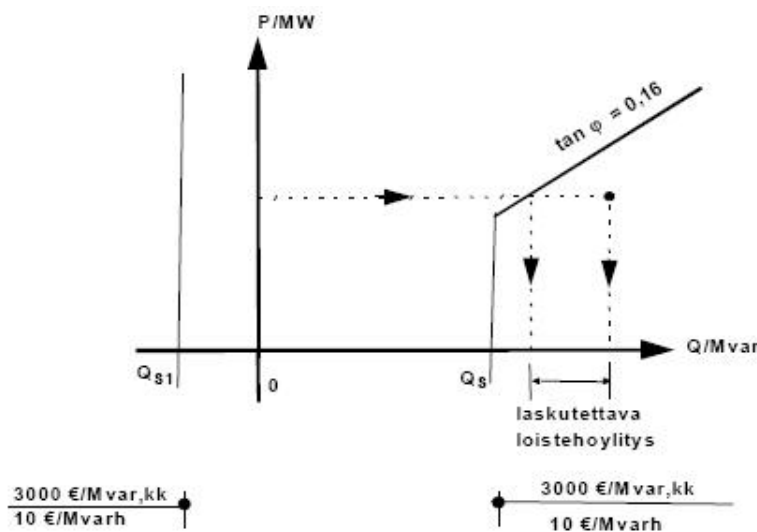
Kantaverkkoon liittyviltä asiakkailta vaaditaan useita erilaisia dokumentteja rakennusaikatauluista, liityntätyypistä ja verkon topologiasta. Kaikki valtakunnallisesti merkittävät suurjännitejohdot ovat Fingridin omistuksessa. Tässä työssä keskitytään vain verkkoliityntään suurjännitetasolla ja jakeluverkon puolella ehdot sekä rajoitukset voivat poiketa tässä esitetyistä. Käytännössä kantaverkkoon liittyjän vastuulle jää kaikki sähköverkkoliityntään rakentamiseen liittyvät kustannukset. Näihin kuuluvat myös uuden kytkinkentän rakentaminen ja tarvittavat kytkinlaitteistot.

Useampaa kuluttajaa hyödyttävät kantaverkon rakenteelliset muutokset hoidetaan Fingridin toimesta ja kustannukset jakautuvat tapauskohtaisesti. Ne voidaan jakaa esimerkiksi erillisten investointikustannusten perusteella, jolloin eniten yhteisestä

verkkoinvestoinnista hyötynyt osapuoli myös maksaa eniten kustannuksista. Mitoittavia tekijöitä liityntäpisteen kannalta ovat liittyvien voimalaitosten teho, varayhteyksien vaatimus, haarajohdon pituus ja muuntajan koko. Maakaapeleille ja avojohdoille on omat vaatimukset sijoitusreiteille. Ympäristövaikutukset asettavat paikoitellen rajaehdoja käytettävälle tekniikalle.

Liittyjän on esitettävä tulevan sähköytken pääkaavio, maadoitussuunnitelmat ja sijaintikoordinaatit. Uusien pylväiden ja erottimien osalta vaaditaan perustiedot tarkoin sijaintitiedoin. Käyttönottotarkastus suoritetaan uudelle sähköverkko-osalle ja siitä laaditaan pöytäkirja. Kaikki rakennusaikaiset dokumentit toimitetaan päivitettyinä kantaverkkovastaavalle. Uusien verkko-osien sähköiset mitoitusarvot ilmoitetaan verkkomallinnusta varten. [28]

Loissähkö sopimuksen mukainen loissähköikkuna on kuvassa 3.5. Loissähkö sopimuksen mukaisessa tapauksessa loistehon kulutuksen noustessa yli Q_S -arvon asiakkaalta laskutetaan 3000 €/MVar suurimman kuukausittaisen keskituntitehon mukaan ja lisäksi toimitetusta loissähköstä peritään 10 €/MVarh. Loistehon ja pätötehon suhteen ollessa pienempi kuin $\tan \varphi = 0,16$ loistehon kulutuksesta ei kuitenkaan peritä maksua. Siirtoverkkoon tuotetusta loistehosta peritään samat maksut kuin loistehon kulutuksesta, kun tuotettu loisteho ylittää Q_{S1} -arvon. [29;30]



Kuva 3.5. Loissähköikkuna. [30]

Kantaverkkopalvelusopimuksessa määritellään järjestelmävastaavan ja asiakkaan välisiä velvollisuuksia ja vaatimuksia. Yleisesti palvelusopimus koskee verkkoonliityntäpisteitä sekä laskutusta ja käyttöä varten tehtäviä mittauksia. Asiakkaalla on oikeus muuttaa ja kehittää sähköverkkoaan ja kantaverkon vahvistamistarpeiden kustannukset jaetaan aiheutuneiden kustannusten mukaan asiakkaiden kesken. Järjestelmävastaava kerää luottamuksellisia tietoja asiakkaan pitkän aikavälin tuotanto- ja kulutusennusteista verkon kehittämissuunnitelmaa varten. Asiakas allekirjoittaa järjestelmävastaavan

kanssa loissähkö sopimuksen, jonka mukaan loissähköikkunan puitteissa kulutetusta tai tuotetusta loistehosta ei aiheudu ylimääräisiä kustannuksia. [25]

Kantaverkkopalvelusopimuksessa määritellään järjestelmävastaavan sähkön toimitusvelvollisuuteen liittyviä asioita. Kantaverkkoyhtiö on velvollinen ylläpitämään siirtoverkkoa ja sillä on myös käyttövastuu sähköverkosta. Asiakkaan ja järjestelmävastaavan välillä on tiedonvaihtovelvollisuus ja asiakkaan täytyy ilmoittaa suurempien (>100 MVA) tuotantolaitosten häiriöistä 10 min kuluessa. Asiakas on velvollinen maksamaan verkon käytöstä järjestelmävastaavalle kulutus-, kuormitus- ja liityntäpistemaksuja. Voimalaitosten yhteydessä puhutaan kulutuksen sijaan verkkoon annosta. Asiakkaalla on velvollisuus huolehtia sähköverkkonsa liittymissopimusten mukaisesta kunnosta ja vikatilanteissa pyrkiä mahdollisimman nopeasti erottamaan vikaantunut osa sekä korjaamaan se. Kantaverkkoyhtiöllä on oikeus rajoittaa siirtoverkon käyttöä ja palveluita huollon tai mitoittavan häiriön tapauksessa. Vakavan odottamattoman häiriön seurauksena järjestelmävastaavalla on oikeus antaa myös loissähkö- ja pätöteho-ohjeita, käynnistyttää reservejä ja rajoittaa kuormitusta.

4. Merituulipuiston sähköverkko

Merituulipuistoissa käytetään yleensä kaapeliyhteyksiä tuulipuiston sisäisessä sähköverkossa ja siirtoyhteydessä rannikolle. Rannikolla liityntä voidaan tehdä suoraan avojohtoverkkoon kytkinaseman kautta, jos jännitetasot ovat samat. Muussa tapauksessa tarvitaan muuntoasema myös rannikolla. Kaapelointeja suunniteltaessa pyritään huomioimaan asennusten vaikutus merenpohjaan ja ympäristöön. Kaapelit joudutaan suojaamaan esimerkiksi upottamalla ne merenpohjaan, jotta merenpohjan eroosio tai ulkoiset tekijät eivät vahingoittaisi sähkökaapeleita. Vedenalaisen kaapeliojan tekeminen on kallista ja kivikkoisessa pohjassa erittäin hidasta. Tällaisessa tapauksessa on edullisinta käyttää kivilouhetta tai betonielementtejä kaapeleiden suojana. Isoissa merituulipuistoissa jännitetasoa nostetaan ja teho jaetaan yleensä useammalle muuntajalle. Seuraavaksi käsitellään merituulipuiston sähköverkon vaihtoehtoja ja toimintaa.

4.1. Liitynnän tekniset vaihtoehdot

Tuulipuistot liitetään eri jännitetasoille tuotantokapasiteetin mukaan. Seuraavassa tarkastellaan vaihto- ja tasajännitteen eroja ja mahdollisuuksia merituulipuistojen liitynnässä siirtoverkkoon. Pääsääntöisesti puhutaan yli 100 MW kokonaistehosta ja silloin siirtoverkon jännitteen on oltava vähintään 110 kV. Alemman jännitetason käyttö kasvattaa virtoja ja kaapeleiden termisen kuormituksen rajat saavutetaan nopeammin. Vaihtoehtoisesti voidaan käyttää rinnakkaisia johtimia ja johtokatuja tehon siirtämiseksi, jos ei haluta nostaa jännitettä, mutta niistä aiheutuvat ylimääräiset investointi- ja käyttökustannukset voivat olla taloudellisesti kannattamattomia.

4.1.1. AC-verkkoratkaisu

Suomessa suuren yli 100 MW tuulivoimapuiston liityntä sähköverkkoon toteutetaan 110 kV tai 400 kV jännitetasolla, jotta johtimien virrat ja poikkipinta-alat pysyisivät teknisesti sekä taloudellisesti järkevinä. Uusia liityntöjä 220 kV verkkoon tehdään vain tilanteissa, joissa muut ratkaisut eivät ole mahdollisia [21]. Ainoat uudet 220 kV johtoreitit sijaitsevat Lapissa. Pohjanmaan ja Etelä-Suomen johtoreittejä päivitetään korkeammalle 400 kV jännitteelle, samalla kun vanhojen 220 kV johtimien teknistaloudellinen käyttöikä saavutetaan. Asiakkaan tilauksesta ja maksusta voidaan kuitenkin käyttää poikkeavia jännitetasoja mutta taloudellisessa mielessä tämä ei yleensä ole kannattavaa.

Tehohäviöt ovat kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöitä. Vaihtojännitteellä tehohäviöt syntyvät johtimen resistanssista, kaapelieristeen häviöistä, virranahdosta johtimen ulkokehälle sisäisen magneettikentän vaikutuksesta ja avojohdon koronahäviöistä tietyissä sääolosuhteissa. Johtojen sopivalla valinnalla voidaan vähentää häviöitä.

Resistanssia voidaan pienentää käyttämällä suurempia johtimen poikkipinta-aloja. Samalla myös johtimen induktanssi pienenee. Tämä vaikuttaa sähkökentän gradientin voimakkuuteen johteen pinnalla ja vähentää näin avojohdon mahdollisia koronahäviöitä. Sähkökentän voimakkuutta saadaan pienemmäksi myös käyttämällä nippujohtimia, jolloin johtimien etäisyys toisistaan on noin 25- 45 cm. Johto lämpenee virtalämpöhäviön seurauksena ja materiaalista riippuen johdin mitoitetaan tietylle jatkuvalla toimintalämpötilalle. Avojohtolla lämmön siirtyminen ilmaan tehostuu suuremmalla pinta-alalla ja kuormitettavuutta voidaan nostaa.

Merituulipuiston sähköverkon on täytettävä verkkoliitynnän vaatimukset oikosulkukestoisuudesta, termisestä kuormitettavuudesta ja suurimmasta hyväksyttävästä jännitteen alenemasta liityntäpisteessä. Puiston sisäisessä sähköverkossa jännitteen alenema voi olla jotain muutakin kuin yleisissä liityntäehdoissa on mainittu, kunhan laitteisto on mitoitettu käytettävälle jännitetasolle. Avojohtojen arvoja on esitetty taulukossa 4.1. Ensimmäiset johtimet ovat lähinnä keskijännitteelle ja poikkipinta-alan kasvaessa johtimet soveltuvat myös suuremmille jännitteille. Esimerkiksi 400 kV jännitteellä ei ole järkevää käyttää pienimmän poikkipinta-alan johtimia koronahäviöiden sekä radio- ja TV-häiriöiden takia [31].

Taulukko 4.1. Avojohtojen nimellisarvoja. [32;33;34]

Avojohtojen arvoja ACSR, teräsvahvisteinen	Sparrow	Raven	Pigeon	Hawk	Duck	Condor	1-Finch
Jännitetaso [kV]	20	20	20	110	110	220	400
Poikkipinta-ala [mm ²]	39,5	62,4	99,3	373	344	454	637
Tasavirtaresistanssi [Ω /km]	0,848	0,536	0,337	0,12	0,0949	0,0719	0,0512
Kuormitettavuus [A]	210	280	360	504	845	1100	1250
Teho [MW]	7	8	11	120	140	330	860

Kaapeli poikkeaa avojohdosta, koska johtimen ympärillä käytettävällä eristeellä on ilmaa suurempi permittiivisyys. Kaapelissa johtimen ja maan välille muodostuu avojohdosta suurempi maakapasitanssi, joka tuottaa merkittävän määrän varausloisvirtaa. Tyhjäkäyvällä johdolla syntyy pienillä kuormilla johtimella loistehoa vaihtosähköön vaikutuksesta. Kuormituksen kasvaessa saavutetaan johdon luonnollinen teho, jolloin johtimessa muodostuva kapasitiivinen loisteho kuluu johtimen induktanssissa. Ylimääräinen loisteho täytyy kompensoida kuormassa tai erillisillä kompensointilaitteilla. Suurilla jännitteillä johtimen halkaisija ja eristeen paksuus on oltava riittävän suuria, jotta jänniterasitus näiden rajapinnalla ja eristeen yli ei aiheuttaisi läpilyöntiä.

Taulukossa 4.2. on esitetty suurjännitekaapelien sähköisiä arvoja. Huomattavaa on varausvirran kasvu kilometriä kohden, kun jännitetaso nousee. Tämän takia suurjännitekaapeleita ei voida käyttää pitkissä kompensoimattomissa sähkönsiirtoyhteyksissä. Merikaapeleissa on tavalliseen XLPE- maakaapeliin verrattuna vahvempi ulkoinen suojaus kosteutta ja mekaanisia rasituksia vastaan. Meriolosuhteissa käytetään kolmivaihekaapelia, jossa kaikki vaiheet ovat saman ulkokuoren sisällä. Tämä parantaa kaapeleiden suojausta ja vähentää erityisesti asennuskustannuksia, koska yhdelle kaapelille tarvitaan huomattavasti kapeampi kaapeliura merenpohjaan kuin kolmelle erilliselle kaapelille. Toisaalta valmistustekniset asiat rajoittavat suurinta kaapelin poikkipinta-alaa kolmivaiheisessa johtimessa, koska paino, kokonaishalkaisija ja käsiteltävyys täytyy suunnitella vaikeisiin asennusolosuhteisiin sopivaksi. Kaapelien tasavirtaresistanssit ovat eristettyjen kaapeleiden standardin IEC-60228 määrittämiä maksimiarvoja kuparijohtimen resistanssille 20 °C lämpötilassa.

Taulukko 4.2. Suurjännitekaapelien arvoja. [35]

Kaapelin poikki-pinta-ala [mm ²]			500	630	800	1000	1200	1600	2000
DC-resistanssi max. [mΩ/m], 20°C			0,0366	0,0283	0,0221	0,0176	0,0151	0,0113	0,009
AC-kaapelin jännitetaso [kV]	110	Max virta [A]	790	890	975	1050	1190	1310	1380
		Teho [MW]	151	170	186	200	227	250	263
		Varaus-lois-virta [A/km]	4,3	4,7	5,1	5,5	6,4	7,3	7,7
	132	Max virta [A]	790	880	975	1050	1185	1310	1380
		Teho [MW]	181	201	223	240	271	300	316
		Varaus-lois-virta [A/km]	4,6	5,0	5,5	6,0	6,8	7,7	8,2
	154	Max virta [A]	740	820	900	990	1075	1175	1250
		Teho [MW]	197	219	240	264	287	313	333
		Varaus-lois-virta [A/km]	4,6	5,2	5,7	6,2	7,1	8,0	8,4
	220	Max virta [A]	730	820	920	980	1055	1160	1230
		Teho [MW]	278	312	351	373	402	442	469
		Varaus-lois-virta [A/km]	5,8	6,2	6,7	7,2	8,2	9,2	9,7

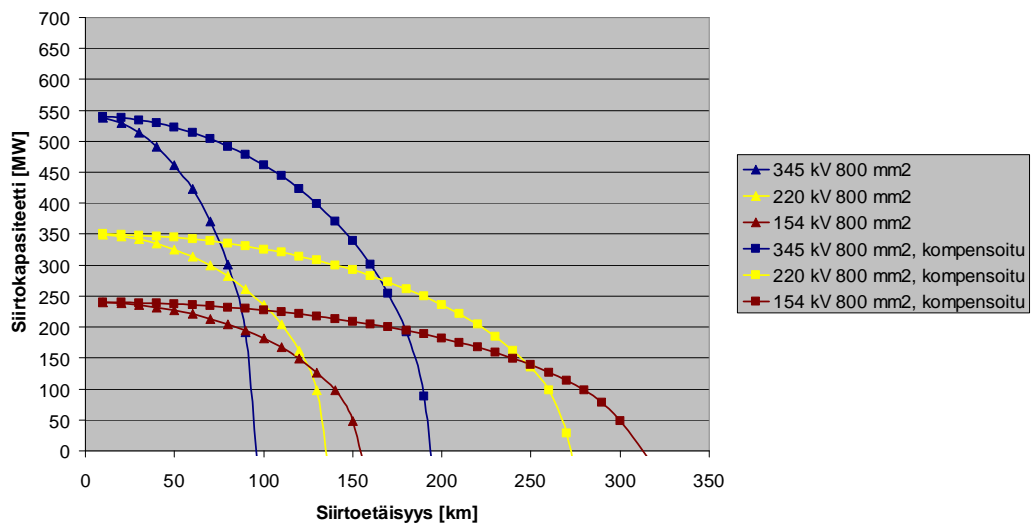
Taulukossa 4.2. kaapelien suurin sallittu virta laskee hiukan jännitetason noustessa ja poikkipinta-alan pysyessä samana. Eristepaksuuden lisääminen heikentää lämmönjohtumista kaapelista alentaen termistä kuormitettavuutta. Suurin teknisesti toteutettava kolmivaihekaapeli on käytännössä 1200 mm² ja 1600 mm² johdinpaksuuksien välillä. Taulukossa 4.2. kaapeleiden virta-arvot ovat kuparijohtimille, kun kaapelit ovat asennettuna kolmiomuodostelmaan ja ympäristön lämpötila on 15 °C. Meriolosuhteissa päästään suurempiin kuormitusarvoihin, koska veden lämpötila on yleensä alhaisempi ja veden lämmönsiirto-ominaisuudet parantavat lämmönjohtumista kaapelista ympäristöön. Toisaalta merenpohjaan upotettaessa ympäröivä maa-aines heikentää lämmönsiirtymistä samoin kuin merikaapelin ylimääräinen suojaus ja vedeneristys.

Keskijännitekaapeleita käytetään merituulipuiston sisäisen verkon toteutukseen. Taulukossa 4.3. on esitetty siirtotehoja kolmivaiheiselle merikaapelille. Taulukosta voidaan havaita jännitetason vaikutus kaapelin siirtotehoon johtimien erilaisilla poikkipinta-aloilla. Johtimet ovat kuparia ja arvot ovat valmistajan kolmivaihemerikaapelille ilmoittamia. Periaatteessa 185 mm² merikaapeli riittäisi lähes viiden 5 MW tuulivoimalan tehon siirtämiseen mutta tässä ei oteta huomioon siirtomatkaa ja sen aiheuttamia tehohäviöitä ja jännitteen alenemaa.

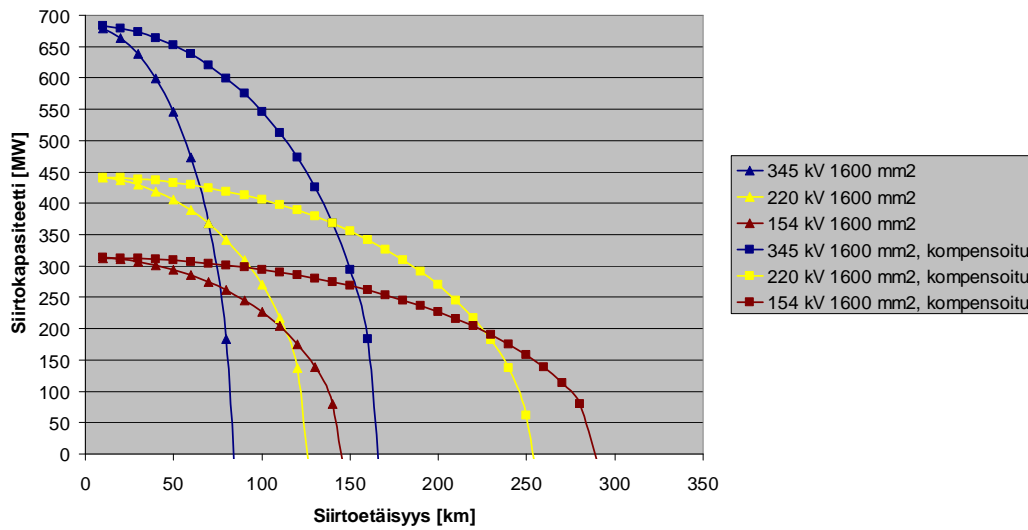
Taulukko 4.3. Keskijännitekaapelien arvoja. [36]

Kaapelin poikkipinta-ala [mm ²]	Suurin sallittu virta kolmivaihekaapelille [A]	Maksimi teho [MW], jännite 36 kV	Maksimi teho [MW], jännite 33 kV
185	430	26,8	24,6
240	495	30,9	28,3
300	555	34,6	31,7
400	625	39,0	35,7
500	700	43,6	40,0
630	785	48,9	44,9

Kuvissa 4.1. ja 4.2. on mallinnettu kaapelien loisvirran vaikutuksia pätötehon siirtokapasiteettiin. Kaapelien jännitetasot on valittu varausloisvirran vaikutuksien havainnollistamiseksi. Kompensointilaitteiston teho on mitoitettu suoraan kaapelin tuottaman loistehon mukaan. Kolmiolla merkityissä kuvaajissa kaapelin kapasitanssissa muodostuva loisvirta kulkee koko kaapelin pituudella ja kompensointi on keskitetty vain kaapelin toiseen päähän. Kaapelin virtaraja saavutetaan suhteellisen lyhyellä matkalla jännitteen ollessa 345 kV. Neliöllä merkityissä kuvaajissa loisteho on kompensoitu puoliksi kaapelin molemmista päistä, jolloin pätötehon suurin siirtoetäisyys käytännössä kaksinkertaistuu. Kuvassa 4.1. kaapelin johtimien poikkipinta-ala on 800 mm² ja kuvassa 4.2. 1600 mm². Poikkipinta-alan kasvattamisella kaapelin siirtoteho kasvaa samoin kuin kaapelin kapasitanssi mutta siirtoetäisyys laskee. Tämä voidaan havaita vertailemalla kuvia 4.1. ja 4.2. keskenään.



Kuva 4.1. Kaapelien sähkösiirtokapasiteetti, kun kaapelien poikkipinta-ala 800 mm².



Kuva 4.2. Kaapelien sähkösiirtokapasiteetti, kun kaapelien poikkipinta-ala 1600 mm^2 .

Tarvittavia laitteistotehoja kaapelien loistehon kompensointiin tyhjäkäyvällä kaapelilla on esitetty taulukoissa 4.4. ja 4.5. Yleensä johtimet pyritään mitoittamaan siirrettävän tehon mukaan, jotta normaalissa käyttötilanteessa kaapelit toimisivat luonnollisella teholla. Kuitenkin merituulipuistossa kaapelit toimivat enimmäkseen aliluonnollisella tehoalueella, koska kaapelit mitoitetaan täydelle kapasiteetille mutta tuulipuiston tuotannon kapasiteettikerroin on parhaimmillaankin noin 0,40. Rinnakkaisreaktansseilla voidaan kuluttaa kaapelin kapasitanssissa muodostuvaa loistehoa kytkemällä niitä portaittain verkkoon. Kytkennoistä aiheutuu verkkoon nopeita paikallisia jännitemuutoksia, jotka toistuessaan voivat heikentää sähkön laatua. Tarvittaessa hienosäätöön voidaan käyttää esimerkiksi puolijohdekomponenteilla varustettua STATCOM-laitteistoa.

Taulukko 4.4. Tyhjäkäyvän kaapelin loistehon kompensointi, kun kompensointi kaapelin molemmissa päissä (800 mm^2).

Teho [MVar]	Siirtoetäisyys [km]				
Siirtojännite [kV]	30	60	90	120	150
110	14	29	43	57	71
132	19	38	57	76	95
154	24	47	71	94	118
220	39	78	116	155	154

Taulukko 4.5. Tyhjäkäyvän kaapelin loistehon kompensointi, kun kompensointi kaapelin molemmissa päissä (1600 mm^2).

Teho [MVar]	Siirtoetäisyys [km]				
Siirtojännite [kV]	30	60	90	120	150
110	21	41	62	82	103
132	26	53	79	105	132
154	32	65	97	130	-
220	53	105	158	210	-

Taulukossa 4.5. kaapelin poikkipinta-alan ollessa 1600 mm^2 154 kV ja 220 kV jännitteillä saavutetaan suurin mahdollinen siirtoetäisyys jo ennen 150 km. Esimerkiksi 220 kV jännitteellä voidaan siirtää noin 440 MW tehoa. Siirtoetäisyyden kasvaessa yli 120 km loistehon kompensointitarve kaapelin molemmissa päissä on enemmän kuin puolet nimellisestä siirtotehosta ja tätä arvoa ei kannata teknisesti tai taloudellisesti ylittää. Siirtoetäisyyttä voidaan kasvattaa vain esimerkiksi lisäämällä kompensointilaitteita kaapelin puoliväliin. Taulukoissa 4.4. ja 4.5. tarkastellaan vain tyhjäkäyviä kaapeleita ja niissä ei ole huomioitu johdinhäviöitä, jotka vaikuttavat alentavasti siirrettävään tehoon.

Merituulipuiston sähköverkon hallitsemiseksi tarvitaan kytkinlaitteita, jotta vikaantuneet johto-osuudet ja muuntajat voidaan eristää järjestelmästä. Tuulivoimalassa tarvitaan katkaisimet muuntajan molemmin puolin, jotta tuulivoimalan laitteisto saadaan suojattua ja pidettyä säteittäinen johtolähtö käytettävissä muuntajan vikaantuessa. Merimuuntoasemalla tarvitaan katkaisimet alajännitepuolelle jokaiseen johtolähtöön. Yläjännitepuolella tarvitaan katkaisin siirtojohdolle ja mahdolliselle varayhteydelle toiseen muuntajaan tai muuntoasemaan. Sähköasemalla katkaisimet asennetaan muuntajan ylä- ja alajännitepuolelle. Sähköaseman ja siirtoverkon väliin rakennettavan haarajohdon pituus ratkaisee sen tarvitaanko avojohdon yhteyteen tehdyille kytkinasemalle lisäksi erillisiä katkaisimia. Verkkoonliityntäpisteeseen asennetaan kuitenkin yleensä katkaisimet ja mittauslaitteet sähkösiirtoa varten.

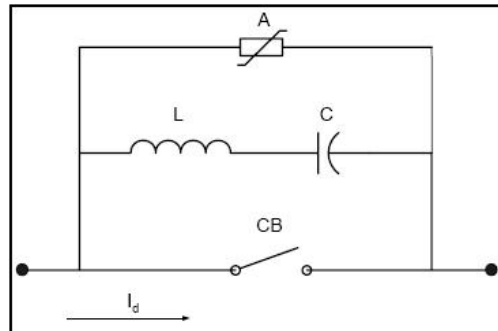
4.1.2. DC-verkkoratkaisu

Merituulipuiston sähkönsiirto mantereelle voidaan toteuttaa myös HVDC-tekniikalla. Työssä ei tarkastella tuulipuiston sisäistä DC-verkkoratkaisua vaan pohditaan sähkönsiirtoa merimuuntoasemalta sähköasemalle HVDC-järjestelmällä. Tässä vaihtoehdossa merituulipuiston sisäinen sähköverkko on identtinen AC-verkkoratkaisun kanssa. Max [37] on tutkinut väitöskirjassaan pelkän DC-järjestelmän käyttöä tuulipuistoissa.

DC-yhteys rakentuu tasasuuntaajasta, vaihtosuuntaajasta, näiden välisestä tasasähköyhteydestä ja tarvittavista apulaitteista. Virtavälipiirillinen tasasuuntaaja tarvitsee noin neljä kertaa enemmän tilaa kuin jännitevälipiirillinen tasasuuntaaja, koska tyristorisuuntaajan yhteyteen tarvitaan tehokas loistehon kompensointilaitteisto. Virtavälipiirillinen tyristorisuuntaaja on verkkokommutoitu, joten liityntäpisteessä täytyy olla riittävän vahva AC-jännite stabiilin toiminnan varmistamiseksi. Tuulipuiston puolella tarvitaan varayhteys tai varavoimakone turvaamaan tuulipuiston AC-jännite ja kompensointilaitteiden sähkönsyöttö. Jännitevälipiirillinen suuntaaja on itsekommutoitu eli vaihtosuuntaaja pystyy tuottamaan jännitteen sähköttömään verkkoon. [38]

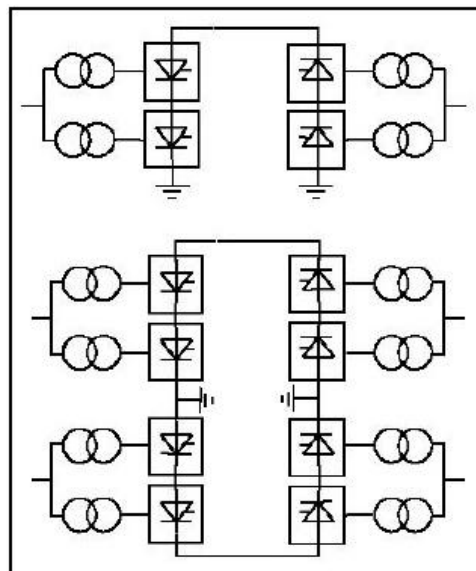
Tasasähköjärjestelmässä virtapiirin katkaisu ei ole yhtä helppoa kuin AC-järjestelmässä. Jännitteessä ei ole luonnollista nollakohtaa, jolloin piiri voitaisiin erottaa. Katkaisijaksi käyvät riittävän tehokkaat AC-järjestelmän laitteet mutta ne varustetaan apupiirillä.

Katkaisijan rinnalle asennetaan varistori, kela ja kondensaattori. KytKentä on esitetty kuvassa 4.3. Katkaisijan aukaistessa piirin kärkein väliin muodostuu valokaari. Kärkein väliin muodostuu jännite, joka varaa kondensaattorin. Piiri alkaa värähdellä paikallisesti ja jännitteen kasvaessa riittävän suureksi varistori siirtyy johtavaan tilaan. Valokaari sammuu erottimen kärkein välillä ja jännitteen lasiessa varistori siirtyy takaisin johtamattomaan tilaan. [39]



Kuva 4.3. DC-katkaisimen piirikaavio. [39]

Suuntaajat voidaan jakaa teknisesti kahteen osaan: monopolaariseen ja bipolaariseen malliin. Suuntaajien periaatekaaviot on esitetty kuvassa 4.4. Monopolaarisessa suuntaajassa tasasähköyhteys on kaapeloitu vain yhdellä johtimella ja virran paluutiellä toimii maadoitus tai meriolosuhteissa vesi. Fenno-Skan toimii monopolaarisena tasasähköyhteytenä Suomen ja Ruotsin välillä. Bipolaarinen tasasähköyhteys on toteutettu vastaavasti kahdella johtimella ja suuntaajien nollakohdat voivat olla maadoitettuna molemmista päistä. Maadoituksen avulla sähköä voidaan siirtää myös puolella tehosta, jos toinen kaapeleista on vioittunut. [40]



Kuva 4.4. Mono- ja bipolaarinen suuntaajakytkentä.[41]

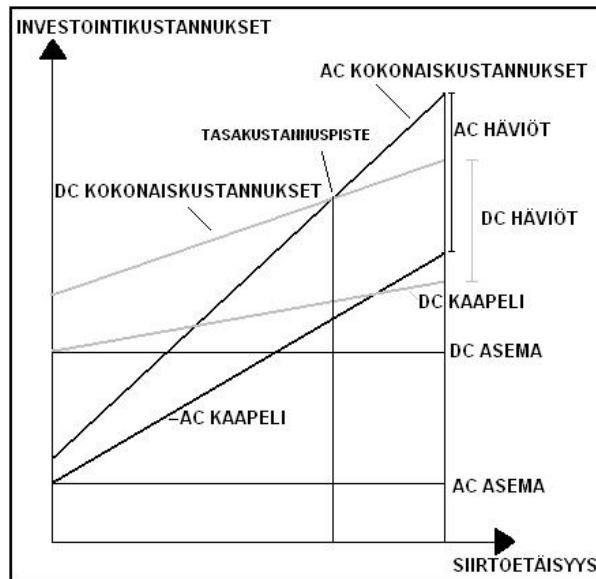
Jännitevälipiirillisellä suuntaajalla voidaan säätää liityntäpisteen jännitettä ja loistehoa vaihtosuuntaajasillan tehorojoissa, joten kytkentä on mahdollista myös heikompaan AC-verkkoon. Suuntaajakäytöllä tehonsäätö on nopeaa ja DC-yhteys ei kasvata AC-verkon

oikosulkuvirtaa. Tavallisessa käyttötilanteessa vaihtosuuntaaja voi toimia välipiirin jännitteen mukaan pitäen sen vakiona. Tasasuuntaajalla voidaan säätää tuulipuiston jännitettä ja taajuutta. DC-yhteydellä voidaan erottaa merituulipuiston sähköverkko ja siirtoverkko toisistaan. Tuuliolosuhteiden hetkelliset vaihtelut muuttavat tuulipuiston sisäisen verkon taajuutta, mutta taajuuden pienet vaihtelut eivät näy mantereen sähkönsiirtoverkossa. DC-järjestelmällä tuulipuiston tehonsiirto ei ole riippuvainen siirtoverkon vaihesiirrosta, koska vaihtosuuntaajan ulostuloa voidaan säätää tilanteen mukaan. [38]

DC-järjestelmässä voidaan kaapelit kuormittaa termiselle rajalle, koska tasavirta ei aiheuta stabiilisuusongelmia kaapelissa. Suuria virta- tai jännitepoikkeamia ei esiinny. Tasajännite ei myöskään muodosta varausvirtaa kaapelin johtimen ja maan välille. Kaapelit eivät tuota loistehoa eikä kompensointia tarvita samalla tavalla kuin vaihtojännitteellä. DC-jännitteellä voidaan hyödyntää johtimen koko poikki-pinta-ala, kun virta ei pyri ahtautumaan johtimen ulkokerrokseen. Häviötä muodostuu johtimen resistanssissa ja suuntaajien kytkimissä kytkentätaajuuden mukaan. Suuremmilla kytkentätaajuuksilla häviöt kasvavat, koska jokaisessa kytkentätilan muutoksessa kuluu energiaa.

Yleisimmät rajoitteet DC-yhteyden rakentamiselle ovat suuntaaja-asemien suuret investointikustannukset. Kaapeleiden yksikköhinnat ovat halvempia kuin vastaavan tehoisten vaihtojännitekaapeleiden. Taajuusmuuttajien bipolaarijärjestelmiin vaaditaan kuitenkin kaksi kaapelia. Ne voidaan asentaa samalla kertaa merenpohjaan, jolloin myös kaapeleiden magneettikentän vaikutukset pienenevät. Asennuskustannukset ovat siten edullisemmat kuin vastaavan tehoisissa AC-ratkaisuissa, joissa tarvitaan kaksi kolmivaihekaapelia. Monopolaarijärjestelmässä voidaan paluujohdin muodostaa meren kautta elektrodeilla. Nämä ovat pidemmällä siirtomatalla edullisempia. Elektrodiin käytöstä aiheutuu paluuvirtoja, jotka aiheuttavat ympäröivissä metalliosissa korroosiota. Lisäksi magneettikentän muutokset ovat voimakkaita yksittäisen johtimen lähistöllä. Luonnonsuojelualueilla ja rakennusten lähellä ei yleensä sallita paluuvirran aiheuttamia häiriöitä. [4, s. 479-503]

Suuntaajia ei yleensä kannata taloudellisesti ylivoimaisesti vaan teho mitoitetaan jatkuvan käyttötilan mukaan huomioiden vain turvallisuusmarginaali. HVDC-järjestelmää voidaan ylikuormittaa lyhyemmän aikaa kuin HVAC-järjestelmää, koska lämpöhäviöt ja ylijännitteet johtavat puolijohteiden tuhoutumiseen, jos termistä kestoisuutta ei huomioida. Kuvassa 4.5. on vertailtu periaatteellisesti AC- ja DC-järjestelmien kustannusrakennetta ja siirtoetäisyyden vaikutusta. Huomattavaa ovat muuntaja-asemien hintaerot ja häviökustannukset etäisyyden kasvaessa. Toisin sanoen lyhyillä siirtoetäisyyksillä AC-järjestelmät ovat yleensä edullisempia ja etäisyyden kasvaessa siirtohäviöt muuttavat tilannetta. [4, s. 479-503].



Kuva 4.5. AC- ja DC-kustannusten jakautuminen etäisyyden mukaan.[42]

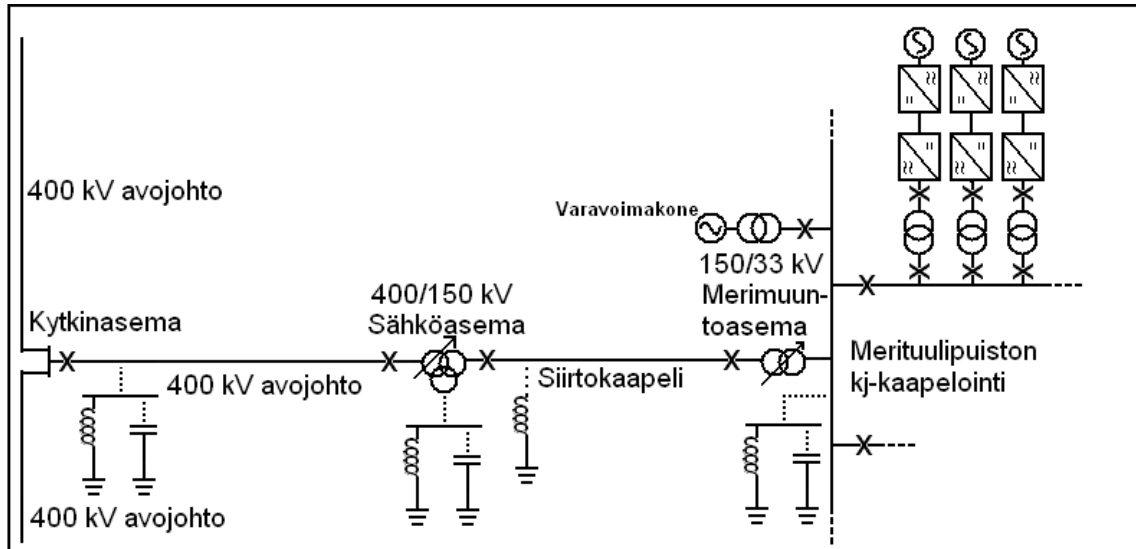
Jännitevälipiirillisellä HVDC-tekniikalla toteutettu moniasemayhteys voi tulevaisuudessa olla vaihtoehto merituulipuistojen verkkoonliitynnässä kunhan suuntaaja-asemien hinnat vielä laskevat. Rinnakkain kytkettynä jokainen asema toimisi omana yksikkönä ja joillakin näistä olisi vastuu siirtoyhteyden jännitteen ja virran hallinnasta. Toinen vaihtoehto on kytkeä sarjaan tasajännitesuuntaajia, mutta suurten tehojen ja virtojen tapauksessa rasitukset ylittävät laitteiden kestoisuusrajat. Rinnan kytketyssä moniasemayhteydessä on vielä tutkittavaa tehon virtauksissa ja suojausjärjestelmissä.

4.2. Merituulipuiston sähköverkon hallinta

Merituulipuiston sähköverkossa täytyy huomioida päätötehon tuotannon lisäksi muutama muu käyttöön vaikuttava asia. Sähköverkon solmupisteiden jännitteet muuttuvat käyttötilanteen mukaan ja jatkuvalla säädöllä pyritään pitämään käyttöjännite käyttöturvallisuuden ja siirtohäviöiden kannalta optimaalisena. Loistehon siirto vaikuttaa solmupisteiden jännitteisiin ja merikaapeleissa muodostuvaa loistehoa saattaa joutua kompensoimaan paikallisesti.

Kuvassa 4.6. esitetty merituulipuiston siirtoverkko rakentuu tuulivoimaloista, keskijännitekaapeloinnista, merimuuntoasemasta, siirtokaapelista, sähköasemasta ja kantaverkkoon liitetystä haarajohdosta. Tuulivoimaloissa voi olla voimalatyypistä riippuen täysteho- tai osatehotaajuusmuuttajat. Lisäksi tuulivoimaloissa on erilliset muuntajat, jotka nostavat jännitteen esimerkiksi 33 kV:iin. Tuulivoimaloiden osalta jännitteen säätöön osallistuvat taajuusmuuttajat, jotka voivat tuottaa loistehoa tuulivoimalavalmistajan määrittämässä arvoissa. Toisaalta myös generaattorin napajännite vaikuttaa tuulivoimalan ulostulojännitteeseen DFIG-voimalan tapauksessa, jossa staattori on suoraan kytkettynä muuntajaan. Tuulivoimalan muuntajaa ei yleensä

varusteta käämi- tai väliottokytkimellä jännitteen säätöä varten vaan muuntaja on pyritty pitämään mahdollisimman yksinkertaisena ja luotettavana. Tuulivoimalaan voidaan sijoittaa kondensaattoriparisto ja reaktori mutta taajuusmuuttajalla voidaan periaatteessa hoitaa näiden tehtävät.



Kuva 4.6. Merituulipuiston sähköverkon periaatekuva.

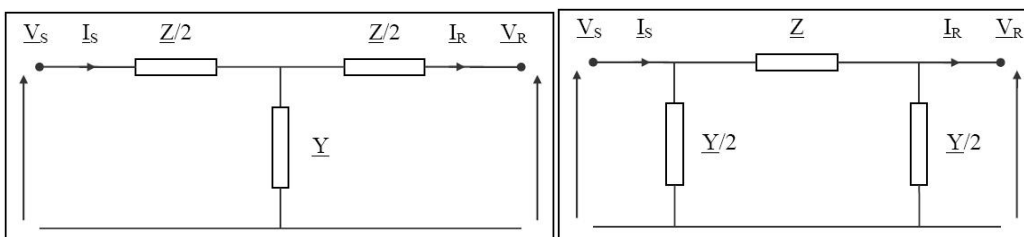
Merimuntoaseman muuntajat voidaan varustaa kämikytkimellä, jotta merituulipuiston sisäisen sähköverkon jännitetasoa voidaan säädellä tuotannon mukaan. Muuntoaseman yhteyteen voidaan liittää myös loistehon kompensointilaitteisto. Liittäminen voidaan tehdä joko keskijännitteellä tai suurjännitteellä käytettävän tilan ja kokonaiskustannuksien perusteella. Jos merimuntoasemalle lisätään loistehon kompensointilaitteet, sijoitetaan todennäköisesti toiset kompensointilaitteistot sähköaseman yhteyteen siirtoetäisyydestä riippuen. Siirtokaapelin susceptanssissa muodostuvan varausloisvirta voidaan kompensoida myös esimerkiksi kaapelipääteasemalla, joka sijaitsee merikaapelin ja maakaapelin liitoskohdassa. Sähköasemalla sijaitseva muuntaja voidaan varustaa myös kämikytkimellä, jotta merituulipuiston siirtojännite saadaan sovitettua siirtoverkon jännitteen kanssa yhteen.

4.2.1. Jännitetason hallinta

Merituulivoimalan jännitteen säätöön osallistuvat generaattorin tuottama pätöteho ja napajännite sekä taajuusmuuttajan ulostulo. Merituulipuiston jännitteen säätöön vaikuttavat lisäksi muuntajan kämikytkimet ja mahdolliset loistehon kompensointilaitteet. Pätötehon siirto aiheuttaa solmupistejännitteiden välille kulmaeron. Kun sähkökaapelin resistanssi ei ole reaktanssia merkittävästi pienempi, pätötehon siirto vaikuttaa myös jännitteiden itseisarvoon ja siten myös loistehon siirtoon. Vastaavasti loistehon siirto vaikuttaa enimmäkseen solmupistejännitteiden itseisarvoihin mutta keskijännitekaapelissa myös solmupistejännitteiden väliseen kulmaeroon. Tästä johtuen loistehon tuotannon tai kulutuksen muuttuessa myös pätötehon siirto muuttuu hieman solmupisteiden välillä.

Merituulipuistossa pätötehon siirto aiheuttaa jännitteen aleneman kaapelin resistanssissa. Toisaalta merikaapeli toimii yleensä aliluonnollisella tehoalueella ja kaapelin kapasitanssissa muodostuva loisvirta nostaa jännitettä. Pienen tuotannon aikana jännitteen nousua voidaan rajoittaa rinnakkaisreaktoreilla ja käämikytkimillä. Suuren tuotannon aikana kaapelin impedanssissa muodostuvat siirtohäviöt ja jännitteen alenema saattavat aiheuttaa toimintaongelmia koko järjestelmälle, jos esimerkiksi loistehoa pitää siirtää merimuuntoasemalta liityntäpisteeseen VJV2007-vaatimusten mukaisesti. Muuntajien käämikytkimillä ja paikallisilla loistehon kompensointilaitteistoilla voidaan hallita pidemminkin siirtokaapeliyhteyden jännitettä ja loistehon siirtoa merimuunto- ja sähköasemalla välillä. Kaapelin impedanssi vaikuttaa myös järjestelmän stabiilisuteen. Jos paikallinen jänniteheilahtelu ei vaimene riittävän nopeasti, voi heilahtelu irrottaa tuotantolaitoksia verkosta muuntajien ja taajuusmuuttajien ylikuormittuessa.

Sähköverkon johtimien pituudella on vaikutusta sen sähköisiin arvoihin. Lyhyen johdon malli on yksinkertainen ja sen laskennassa huomioidaan vain syöttävän pään sekä kuorman välille jäävä virtatien impedanssi. Oletuksena on, ettei kapasitanssi johtimien ja maan välillä tai käyttökapasitanssi vaiheiden välillä vaikuta oleellisesti johtimen impedanssiin, joten se voidaan jättää huomioimatta. Keskipitkän johtimen laskennassa voidaan käyttää T- tai π -sijaiskytkentää. Sijaiskytkennässä huomioidaan rinnakkaisadmittanssi, joka muodostuu käytännössä johtimen kapasitanssista. Kapasitanssi voidaan niputtaa joko yhteen T-sijaiskytkennässä tai kahteen osaan π -sijaiskytkennässä. Kytkentämallit on havainnollistettu kuvassa 4.7.



Kuva 4.7. T- ja π -sijaiskytkentä johtimelle.

4.2.2. Loistehon hallinta

Sähköverkon loistehoa voidaan säätää usealla eri laitteistolla. Perussäätö toteutetaan edullisimmin esimerkiksi SVC-laitteistolla (Static var compensator). Hienosäätö ja sähkön laatua koskevat toiminnot voidaan toteuttaa esimerkiksi STATCOM-laitteistolla (Static synchronous compensator). On kuitenkin huomioitava, että erillistä hienosäätöyksikköä ei välttämättä tarvita liityntäpisteeseen, jos tavallisilla kompensointilaitteilla saavutetaan verkkoonliityntäehdoissa mainitut loistehorajat ja jatkuvan säädön aiheuttamat kytkentämuutokset eivät vaikuta oleellisesti sähkön laatuun.

Tuulipuiston jännitteen tulee täyttää verkkoyhtiön asettamat ehdot. Sähköntuotannon tehokerroin on oltava säädettävissä koko tehoalueella välillä $0,95_{\text{ind}}$ ja $0,95_{\text{kap}}$. Tuulivoimalassa säätö voidaan toteuttaa generaattorilla tai taajuusmuuttajalla. DFIG-voimalassa yli- tai alimagnetoimalla generaattorin roottoriipiiri saadaan loistehon tuotantoa säädeltyä. Täystehotaajuusmuuttajalla varustetun voimalan jännitettä ja tehokerrointa voidaan muokata suhteellisen vapaasti.

Merituulipuistossa käytetyt merikaapelit tuottavat loistehoa. Keski-jännitteellä loistehon tuotanto ei kuitenkaan ole kovin merkittävää, koska tuotettu loisteho on verrannollinen jännitteen neliöön ja suoraan verrannollinen kaapelin kapasitanssiin. Suurella kuormituksella kaapelin loistehon kulutus taas kasvaa, koska johtimen induktanssissa kuluva loisteho on verrannollinen kuormitusvirran neliöön. Tuulivoimalan muuntaja kuluttaa jonkin verran loistehoa ja sen läpi siirretty loisteho tuottaa lisähäviöitä muuntajan reaktanssissa. Loistehoa kuluu myös merimuunto- ja sähköaseman muuntajissa sekä kuormitetuissa kaapeleissa.

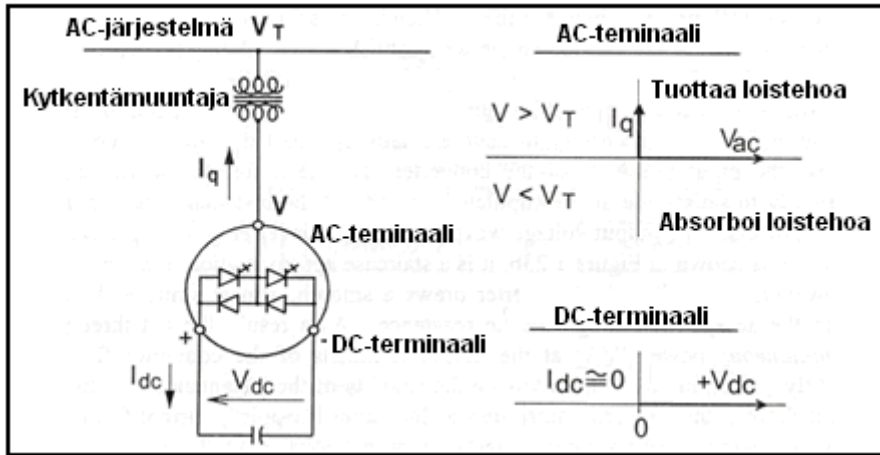
Loistehon kompensointiin voidaan esimerkiksi käyttää rinnakkaisreaktoreita, kondensaattoriparistoja ja SVC-laitteistoja. Käyttämällä useampaa rinnakkaisreaktoria tai kondensaattoriparistoa rinnan saadaan pienemmät säätöportaat ja tarkempi säätö aikaiseksi. Toisaalta SVC-laitteistolla voidaan hoitaa loistehon kompensointi kokonaisuudessaan. Taulukossa 4.6. on esitetty sähköverkossa toimivat loistehoa tuottavat ja kuluttavat laitteistot. [43, s. 128-183]

Taulukko 4.6. Loistehotasapainoon vaikuttavat laitteistot. [43, 32]

Loistehoa tuottavat laitteistot:	Loistehoa kuluttavat laitteistot:
Sarja- ja rinnakkaiskondensaattorit	Reaktorit
Johdot aliluonnollisella teholla	Johdot yliuonnollisella teholla
Ylimagnetoidut tahtikoneet	Alimagnetoidut tahtikoneet
Jännitevälipiirilliset taajuusmuuttajat	Jännitevälipiirilliset taajuusmuuttajat
STATCOM	STATCOM
SVC	Virtavälipiirilliset taajuusmuuttajat
	Epätahtikoneet
	Muuntajat
	Tyristori- ja diodisillat
	SVC
	Kuormat

Verkkoehtojen täyttämiseksi voidaan tarvita nopeasäätöinen kompensointilaitteisto, joka ei aiheuta suuria portaitaisia muutoksia jännitteeseen. Yksi vaihtoehto on jo aikaisemmin mainittu STATCOM, joka toimii loistehoa tuottavana ja kuluttavana säätäjänä verkossa. Se on liitetty muuntajan kautta sähköverkkoon ja virtapiirissä on kokosiltakytkentä kondensaattorivälipiirillä. Jännitteen ollessa verkossa välipiiriä suurempi loistehoa kulutetaan ja vastaavasti verkon jännitteen ollessa välipiirin

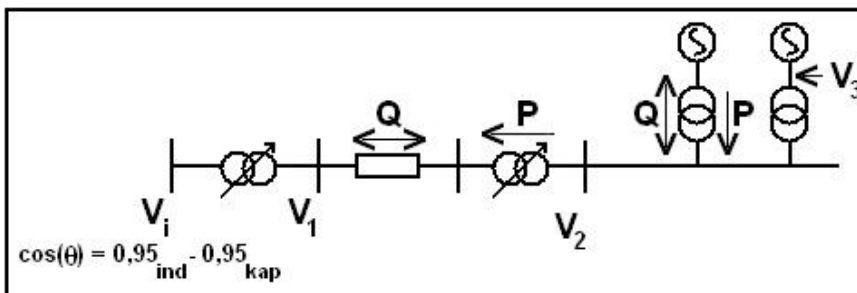
jännitettä pienempi loistehoa tuotetaan verkkoon. Jännitteiden vaihe-eron ollessa nolla vain loistehon siirto on käytännössä mahdollista, koska pätötehon siirto on kulmaerosta riippuvainen. Kuvassa 4.8. on STATCOM laitteiston periaatekuva.



Kuva 4.8. STATCOM laitteisto ja loistehon tuotanto.[41]

4.2.3. Yhteenveto jännitteen ja loistehon hallinnasta

Merituulipuiston sähköverkon jännitettä ja loistehoa säädetään, koska pätö- ja loistehon siirto muuttaa merituulipuiston jännitteitä. Loistehon siirto kuormittaa myös kaapeleita ja aiheuttaa lisähäviöitä. Kuvassa 4.9. on esitettyä periaatekuva jännitteistä ja pätö- ja loistehon virtauksesta. Jännite V_i on kantaverkon liityntäpisteen jännite ja liityntäpisteen tehokertoimen on oltava jatkuvasti säädettävissä välillä $0,95_{\text{ind}} \dots 0,95_{\text{kap}}$.



Kuva 4.9. Merituulipuiston tehon virtaus ja jännitteet.

Pienen tuotannon aikana jännite V_3 on lähellä nimellistä jännitetasoa 690 V. Kuitenkin siirtokaapelissa muodostuvaa loisvirtaa siirtyy liityntäpisteeseen ja merimuuntoasemalle. Tämä nostaa jännitteitä V_1 ja V_2 mikäli muuntajien käämikytkinten tilaa ei muuteta. Merimuuntoaseman käämikytkimellä voidaan muuttaa muuntosuhdetta, jotta jännite V_2 ei nousisi siirtokaapelin varausloisvirran vaikutuksesta. Sähköaseman käämikytkimen avulla lasketaan V_1 pisteen jännitettä, joka toisaalta alentaa hiukan siirtokaapelin kapasitanssissa muodostuvan loisvirran määrää. Loistehoa voidaan kompensoida tuulivoimaloiden taajuusmuuttajilla ja muuntoasemien yhteyteen

asennetuilla kompensointilaitteilla. Pienellä tuotannolla tarvitaan yleensä induktiivista loistehoa merimuunto- ja sähköasemalla, jos pyritään kompensoimaan loistehoa paikallisesti.

Nimellisellä tuotannolla jännite V_3 pyrkii nousemaan siirrettävän pätötehon vaikutuksesta. Merimuuntoaseman käämikytkimellä voidaan laskea merituulipuiston sisäisen verkon jännitettä V_2 ja tuulivoimalan taajuusmuuttajalla voidaan vaikuttaa tehokertoimeen ja jännitteeseen V_3 . Loistehoa voidaan edelleen kompensoida esimerkiksi SVC-laitteistoilla ja tuulivoimaloiden taajuusmuuttajilla. Merimuuntoaseman jännitteen pitämiseksi lähellä nimellisarvoa voidaan tarvita induktiivista loistehoa merimuuntoasemalla. Tämän vaikutuksesta voi jännite V_1 laskea sähköaseman puolella, jossa voidaan tarvita kapasitiivista loistehoa jännitteen V_1 nostamiseksi. Pelkällä käämikytkinten käytöllä ei välttämättä voida hallita merituulipuiston jännitteitä ja käämikytkinten toimintaa voi rajoittaa myös liityntäpisteen jännitejäykkyys. Lisäksi käämikytkinten toiminta ei ole yhtä nopeaa kuin esimerkiksi SVC-laitteistolla ja muuntajien käämikytkinten pitää olla suunniteltu jatkuvaa säätöä varten.

Merituulipuiston jännitteiden hallinnan lisäksi liityntäpisteessä vaaditaan tietty määrä loistehokapasiteettia. Riippuen kompensointilaitteiston sijainnista VJV2007-vaatimukset kompensoinnista voivat muuttaa edellä esitettyjä jännitteen hallintaan liittyviä tilanteita. Yleisenä ajatuksena loistehoa ei kannata siirtää pitkiä etäisyyksiä johtuen siirtohäviöistä ja kaapelien ylimääräisestä kuormituksesta. Loistehon kompensointilaitteistojen kokonaiskustannukset ratkaisevat kuitenkin niiden sijainnin merituulipuistossa ja tämä määrittää merituulipuiston jännitteen ja loistehon hallinnassa käytettävät keinot.

4.2.4. HVAC- ja HVDC-siirtojärjestelmän vaikutukset järjestelmän stabiilisuuteen

Järjestelmän stabiilisuudella tarkoitetaan sen kykyä palautua jonkin häiriötapahtuman jälkeen normaaliin käyttötilaan. Epästabiilissa tilassa menetetään esimerkiksi generaattoreiden tahtikäyttö tai jännite romahtaa, jolloin suojaustoimenpiteet kytkevät vikaantuneen verkon osan irti. HVAC-siirtoyhteyttä käytettäessä dynaamiset ilmiöt vaikuttavat sekä merituulipuiston että kantaverkon puolelle. Tahtikäytön säilyminen on avainasemassa verkon toiminnan kannalta. HVDC-siirtoyhteyttä käytettäessä kantaverkon ja merituulipuiston verkot eivät ole sidoksissa toisiinsa taajuuden suhteen. Vian poistamisesta aiheutuvat jännitekuopat eivät pääsääntöisesti aiheuta suuria muutoksia siirtoyhteyden toiselle puolelle. Tämän edellytyksenä on, että tuulivoimaloiden tehoa voidaan rajoittaa tai kuluttaa tarvittaessa jarrutusvastuksissa liityntäehdoissa määritetyn FRT-ominaisuuden toteuttamiseksi.

Jännitestabiilisuudella tarkoitetaan järjestelmän kykyä pitää yllä vakaa jännitetaso asetusrvojen rajoissa ja palautua häiriön jälkeen normaaliin toimintatilaan.

Järjestelmän jännitestabiiliuteen vaikuttavat voimakkaasti siirtojohtojen kuormitustilat, siirtoetäisyydet ja loistehoreservit. Suuren kulutuksen aikana, kun vian takia menetetään esimerkiksi toinen rinnakkaisista johtimista, verkon solmupisteiden jännitteet ja tehonsiirtokyky muuttuvat merkittävästi. Tilanteen korjaamiseksi vaaditaan tehonsiirrolle vaihtoehtoja syöttöreittä ja mahdollisesti paikallista loistehoreserviä jännitteen ylläpitämiseksi. Jos loisteho joudutaan siirtämään generaattoripisteestä pitkän siirtoyhteyden kautta kulutuskohteeseen, laskee verkon pätötehon siirtokapasiteetti entisestään pahentaen tilannetta. Toisaalta generaattoreiden loistehorajat tulevat vastaan, jos myös pätötehoa pitäisi tuottaa nimellisellä arvolla. Jännitestabiilius jaetaan kahteen osaan. Transienttijännitestabiilius koskee lyhyen aikavälin (0-10 s) tapahtumia ja siitä eteenpäin käsitellään klassista ja staattista jännitestabiiliutta 10 s – 30 min aikavälillä. Lyhyellä aikavälillä verkkoon vaikuttavat generaattorien loistehorajat, dynaaminen kuormitus ja HVDC-yhteydet. Pidemmällä aikavälillä verkon stabiiliuteen vaikuttavat edellisten lisäksi myös käänkytkimet ja kuormien jänniterippuvuus.

Jatkuvan tilan stabiilisuuteen vaikuttavat eniten generaattorien tuotantorajat, joista voi aiheutua muutoksia järjestelmän jännitteisiin ja virtoihin, mikäli kulutus kasvaa tuotannon rajoituksista huolimatta. Dynaamisessa epästabiilisuudessa pienet muutokset kuormituksessa ja tuotannossa aiheuttavat heilahtelua jännitteessä järjestelmää kuitenkin kaatamatta. Verkon vaimennus on tärkeää dynaamisen stabiilisuuden säilyttämisessä, jotta hetkelliset heilahtelut vaimenisivat nopeasti. Dynaamisia ilmiöitä tarkastellaan yleensä 5-10 s ajan ja joskus jopa 30 s tarkastelu on tarpeen. Esimerkiksi nopea säätöinen STATCOM voisi toimia vakauttavana laitteistona järjestelmässä, jos dynaamiset ilmiöt ovat järjestelmän kannalta liian suuria ja pitkäkestoisia. HVDC-siirtoyhteyden suuntaaja-asemien toiminta voi vakauttaa järjestelmää STATCOM-laitteiston tavoin.

Transienttistabiilisuus viittaa järjestelmän käyttäytymiseen hyvin nopeissa ja suurissa muutoksissa. Tässä yhteydessä sillä tarkoitetaan sähköjärjestelmän kulmastabiilisuutta. Vian seurauksena generaattorin tai kuormitetun siirtojohtojen verkosta irtautuminen aiheuttaa pahimmassa tapauksessa järjestelmään nopeasti leviävän häiriön, joka voi jakaa sähköverkon saarekkeisiin tai pakottaa irrottamaan suuren osan kulutusta ja tuotantoa. Yleisimmät transienttistabiilisuutta koskevat ilmiöt ovat vikatilanteen aiheuttamia kytkentämuutoksia, joiden merkitykseen vaikuttavat vian tyyppi ja sijainti, selvitysaika ja vian selvityksessä käytetyt toimenpiteet. HVAC-järjestelmässä tarvitaan nopeita katkaisijoita ja siirtoyhteyksien impedanssin tulisi olla mahdollisimman pieni, jotta jännitteiden kulmaerot ja itseisarvot eivät poikkeaisi solmupisteiden välillä liikaa. esimerkiksi vierekkäiset johtimet lisäävät myös järjestelmän stabiilisuutta. HVDC-siirtoyhteydessä stabiilisuuteen vaikuttava tekijä merituulipuiston osalta on tuulivoimaloiden tuotannon säätönopeus vikatilanteissa. Tuulipuiston sisäisen verkon jännite ja taajuus pitäisi saada pidettyä riittävän vakaana siirtoyhteyden vian aikana. Tämä on oleellista myös HVAC-järjestelmässä.

Taajuusstabiilisuudella tarkoitetaan järjestelmän kykyä reagoida tuotannon ja kulutuksen epätasapainoon. Sitä varten järjestelmässä on oltava häiriöreservi, jonka avulla voidaan reagoida järjestelmän hetkellisiin ja pidemmän aikavälin muutoksiin

tuotannon ja kulutuksen välillä. Taajuusstabiilisuus voidaan jakaa lyhyen ja pitkän aikavälin tapahtumiin. Lyhyen aikavälin taajuusmuutos voi aiheutua esimerkiksi paikallisesta verkon osasta, jossa ei ole riittävästi häiriöreserviä ja tuotantokapasiteettia reagoida nopeaan kulutuksen tai tuotannon muutokseen. Tämä voi johtaa järjestelmän taajuuden äkilliseen muutokseen. Hitaammassa tapahtumassa esimerkiksi tuotantolaitoksen tehoa joudutaan rajoittamaan, josta aiheutuu tuotannon ja kulutuksen epätasapaino. Nopea säädön toiminta-aika on yleensä 1...30 s ja hitaamman säädön toiminta-aika on tavallisesti 10...15 min.

5. Euroopan merituulivoiman tilanne

Merituulivoiman rakentamista hidastavat kalliimmat investointikustannukset kuin maalle perustettavissa tuulivoimaloissa. Yleinen arvio kustannusten erosta on noin 1,5-kertainen maalle rakennettavan tuulivoimalan eduksi. Toisaalta meriolosuhteissa tuotannon kapasiteettikerroin on suurempi kuin maalla. Kokonaiskustannusten laskemiseksi merituulivoimaloiden kokoa kasvatetaan. Roottorin pyyhkäisyypinta-alan kasvaessa joudutaan tornin korkeutta kasvattamaan. Tämä aiheuttaa visuaalista haittaa laajalle alueelle. Suuritehoiset tuulivoimalat tuottavat myös enemmän äänihaittoja ja tuulipuiston sijoitteluun vaaditaan suurempaa pinta-alaa varjostusvaikutuksen minimoimiseksi. Tässä luvussa tarkastellaan merituulivoiman tilannetta muutamassa Euroopan maassa ja käsitellään yleisesti joitakin merituulipuistoja. Seuraavassa luvussa 6. *Tekninen tarkastelu* käydään perusteellisemmin läpi toteutuneiden ja suunniteltujen merituulipuistojen sähköverkkoja.

5.1. Ruotsi

Ruotsissa on aloitettu merituulivoimaloiden rakentaminen jo 1990-luvulla. Ensimmäiset voimalat on perustettu vuonna 1998 Bockstigeniin. Voimaloiden tehot ovat nousseet silloin asennetuista 500 kW voimaloista nykyisiin asennettaviin noin 3 MW tuulivoimaloihin. Tällä hetkellä Ruotsissa on kolme merituulipuistoa toiminnassa ja neljännen merituulipuistoihin luokiteltavan veteen perustetun tuulipuiston pitäisi valmistua vuoden 2009 loppuun mennessä Vänern järvelle. Ruotsin suurin merituulipuisto on vuonna 2008 valmistunut 110 MW Lillgrund. Tuulipuisto sijaitsee Etelä-Ruotsissa, Tanskan ja Ruotsin välissä. Öresundin edustalla sijaitsevalla alueella veden syvyys on 4 – 10 m. Suhteellisen matalaan merenpohjaan on perustusratkaisuna käytetty valmiiksi valettuja betonielementtejä, jotka on täytetty maa-aineksella asennusvaiheessa. Vänern järvelle Gässlingegrundin tuulipuistoon on asennettu 10 kappaletta 3 MW voimaloita samanlaiselle perustukselle. [44;45]

Energiayhtiö Vattenfallilla on aikomus rakennuttaa muutama uusi merituulipuisto seuraavan viiden vuoden sisään Ruotsin eteläiselle merialueelle. Kuvassa 5.1. on nähtävissä Vattenfallin merituulivoimahankkeita sijoitettuna karttapohjalle. Suhteellisen lähellä rannikkoa sijaitsevat Trolleboda ja Taggen on suunniteltu 150 MW ja 300 MW tehoisiksi.

Ruotsin, Tanskan ja Saksan aluevesien rajalle on suunniteltu yhteishanke Kriegers Flak, jossa Ruotsin merituulipuiston kapasiteetti olisi 600 MW noin 1600 MW kokonaiskapasiteetista. Erilaisia kaapelointiratkaisuja on suunniteltu ja maat yhdistävään siirtoverkkoratkaisuun olisi tarjolla myös EU-rahoitusta. Rengasverkon toteutumiseen vaikuttaa erityisesti investointikustannukset, mutta hanketta monimutkaistavat myös asynkroniset sähköverkot ja kansalliset kantaverkkoehdot.

Rakennusaikataulu pitäisi olla yhtenäinen hankkeiden kesken ja kriittiset verkko-osat täytyisi toteuttaa projektin alkuvaiheessa. [45;46]



Kuva 5.1. Vattenfallin merituulivoimahankkeita. [45]

Kriegers Flak on noin 30 km etäisyydellä Ruotsin rannikosta. Merikaapelia tarvitaan noin 35 km ja lähimpään 400 kV liityntäpisteeseen on matkaa vielä noin 18 km. Yksittäin rakennettuna merituulipuiston sähköverkkoliityntä on todennäköisesti HVAC-järjestelmä, koska siirtoetäisyys jää noin 50 km:iin. Vastaavasti HVDC-järjestelmä on todennäköisin vaihtoehto, kun suunnitellaan ylimääräistä siirtokapasiteettia Ruotsin ja Saksan välille merituulipuistojen yhteyteen. Ylimääräistä siirtokapasiteettia varten tarvitaan vahvempi verkkoonliityntäpiste, joka sijaitsee lähes 100 km päässä merituulipuistosta. [46]

5.2. Tanska, Hollanti ja Saksa

Tanskassa merituulivoimaloita on pystytetty jo 1990-luvulla. Ensimmäiset merituulipuistot olivat Vindeby vuonna 1991 ja Tunø Knob vuonna 1995. Näiden tuulipuistojen kokonaistehot ja voimalamallit ovat vanhentuneita nykymittakaavalla tarkasteltaessa. Vuosituhannen vaihteessa Tanskassa käynnistettiin uusia merituulivoimaprojekteja, jonka seurauksena vuonna 2002 ja 2003 valmistuivat kaksi noin 160 MW tehoista merituulipuistoa Horns Rev I ja Nysted. Valmistuessaan ne ovat olleet suurimpia merituulipuistoja maailmassa. Tanskan merialue on otollista merituulivoimalle suhteellisen matalan veden syvyyden ansiosta. Vuoden 2009 lopussa otettiin käyttöön Horns Rev II merituulipuisto ja vuoden 2010 aikana pitäisi valmistua Rødsand II merituulipuisto.

Hollannissa on tavoitteena lisätä merituulivoimatuotantoa aina 6 GW:iin saakka vuoteen 2020 mennessä. Alankomaat on suhteellisen tiheään asutettu ja suuria tuulivoimapuistoja voidaankin rakentaa lähinnä merialueille. Tulevat tuulivoimahankkeet suuntautuvat Pohjanmerelle. Tällä hetkellä Hollannissa on toiminnassa kaksi yli 100 MW merituulipuistoa Q7 ja Egmond aan Zee. Myös Hollannissa on rakennettu muutama pieni merituulipuisto Lely ja Irene Vorrink 1990-

luvulla mutta vasta vuonna 2006 valmistuneen Egmond aan Zee merituulipuiston myötä merituulivoiman osuus tuulivoimatuotannosta on lähtenyt kasvuun.

Saksassa tuulivoiman tuotantokapasiteettia on lisätty voimakkaasti viimeisen kymmenen vuoden aikana. Hankkeet ovat kuitenkin sijainneet sisämaassa ja jatkossa tuulivoimatuotannon on siirryttävä rakentamattomille merialueille, jotta suuria tuulipuistoja voitaisiin edelleen rakentaa. Vaihtoehtoina ovat tuulivoimaloiden sijoittaminen Pohjanmerelle tai Itämerelle. Pohjanmeren hankkeita rajoittaa jonkin verran rannikon luonnonsuojelualueet ja tulevat merituulivoimahankkeet sijaitsevat keskimäärin sadan kilometrin etäisyydellä rannikosta. Itämerellä luonnonsuojelualueet, laivaväylät ja Tanskan vesialue rajoittavat merituulipuistojen sijoitusta. Kuitenkin Kriegers Flak - yhteishanke Ruotsin ja Tanskan kanssa - voi toteutuessaan olla yhteisteholtaan noin 1600 MW.

5.3. Iso-Britannia

Iso-Britanniassa on pitkälle valmisteltuja suunnitelmia tuulivoiman rakentamisesta merelle. Merituulipuistojen toteutusta on pyritty edistämään kokonaisuuksien kartoittamisella ja aluesuunnittelulla. Ensimmäisten isojen merituulipuistojen kapasiteetti on ollut alle 100 MW. Iso-Britanniassa nämä hankkeet on nimetty ensimmäisen kierroksen hankkeiksi ja tavoitteena on ollut testata rakennusmenetelmiä ja kerätä kokemusta merituulipuistojen toteutuksesta. Toisen kierroksen hankkeista osa on jo toiminnassa ja osa valmistumassa. Ne ovat suurempia merituulipuistoja hieman kauempana rannikosta kuin ensimmäisen kierroksen projektit. Nyt on käynnistynyt kolmas kierros, joka sisältää suurempia tuulivoima-alueita kauempana avomerellä. Osaan avomerelle perustettaviin kolmannen kierroksen merituulipuistoihin tarvitaan vaihtoehtoisia perusratkaisuja suuremman vedensyvyyden takia. Haasteita muodostuu kelluvan tuulivoimalakonseptin kehittämisestä ja sähkön siirron toteuttamisesta kaukana rannikosta sijaitsevalle kelluvalle merituulipuistolle.

Kahden ensimmäisen kierroksen kapasiteetti on toteutuessaan noin 8 GW ja kolmas kierros mukaan luettuna 33 GW. London Array ja Gwynt y Môr ovat vielä osittain suunnitteluvaiheessa ja tarkkoja tietoja siirtojännitteestä tai kaapeleista ei ole saatavilla. Merituulipuistoissa on käytetty järjestelmällisesti samoja jännitetasoja riippumatta tuotantokapasiteetista. Liittyminen alue- ja kantaverkkoon 132 kV jännitteellä on valittu toiminnallisesti parhaimmaksi vaihtoehdoksi nykyisissä merituulihankkeissa. Jatkossa kolmannen kierroksen hankkeissa jännitetasot ja käytetty sähkönsiirtotekniikka joutuvat uudelleen tarkasteltavaksi, kun pohditaan kokonaisuutena merituulivoiman liittämistä Iso-Britannian sähköverkkoon.

Iso-Britanniassa on määritelty viisi pääkohtaa joihin tulisi keskittyä suuren tuulivoimakapasiteetin rakentamiseksi merelle. Nämä ovat tärkeitä, jotta kokonaisuudessaan 33 GW merituulivoimahankkeet saataisiin toteutettua. Ensimmäiseksi vaaditaan tiukkaa ohjelmaa ja vastuullisuutta tuulivoimatoteutukseen sitoutuvilta osapuolilta. Vain sitovilla sopimuksilla voidaan varmistaa taloudellisesti

merkittävien hankkeiden toteutuminen sellaisena kuin ne on suunniteltu. Esimerkiksi siirtoverkon kaapeloinnin mitoitus ja käytettävän tekniikan valinta ovat sidonnaisia kokonaistoteutukseen. Toiseksi vaaditaan rakenteellista kehitystä tuotantoketjussa, jotta voidaan olla varmoja siitä, että tuulivoimalat ja sähkönsiirtotekniikka vastaisivat suunnitelmissa määritellyjä rajaehdoja. Alalle tarvitaan lisää koulutettuja työntekijöitä, jotta tuulivoima-ala kehittyisi tulevien vuosien aikana. Kolmanneksi pitäisi kehittää kustannusten jakoperusteet rakennuskustannuksista ja häviötehoista merialueen sähköverkoissa. Rinnakkaiset hankkeet täytyy sovittaa yhteen ja investoinnit verkon vahvistamiseksi on aloitettava välittömästi, jotta heikot siirtoyhteydet eivät aiheuttaisi viivästyksiä uusien merituulipuistojen käyttöönotossa. Neljänneksi suunnitelmat täytyy vahvistaa, jotta tuulivoima-alan yritykset ja alihankkijat uskaltavat panostaa investointeihin ja kasvuun. Viimeiseksi tuulivoiman kannattavuus täytyisi varmistaa toimivalla tukipolitiikalla ja syöttötariffeilla, jotta merituulivoiman kilpailukyky säilyisi pidemmällä ajanjaksolla.

5.4. Euroopan merituulivoima

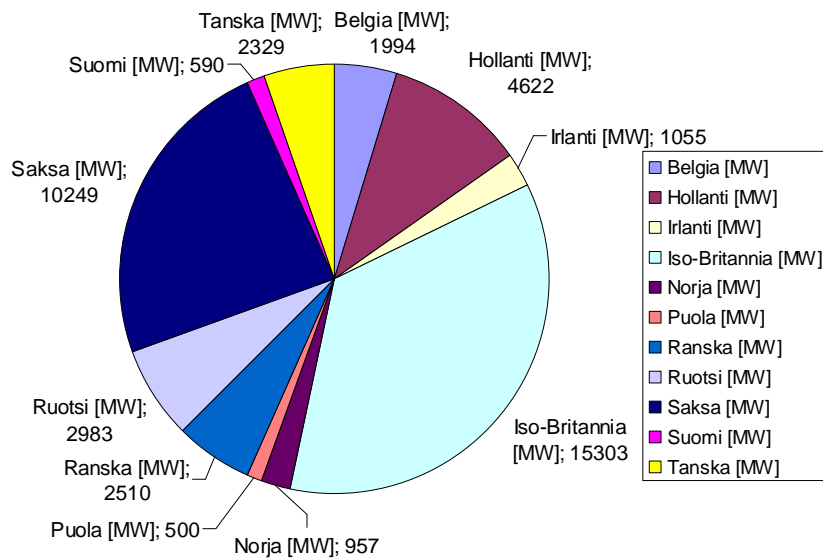
Merituulivoimaa on toistaiseksi rakennettu vain muutama Euroopan maahan. Merkittävimmät merituulivoimatuottajat ovat Tanska ja Iso-Britannia. Myös muilla Itämeren ja Pohjanmeren rannalla sijaitsevilla mailla on suunnitelmia kasvattaa merituulivoiman osuutta merkittävästi sähköntuotannossa. Esimerkiksi Saksalla on Iso-Britannian kaltaiset suunnitelmat 20–30 GW merituulivoiman toteuttamisesta seuraavan 20 vuoden aikana. Taulukossa 5.1. on lueteltuna merituulivoiman määrä vuoden 2009 loppuun mennessä Euroopan alueella, jolloin merituulivoiman kokonaiskapasiteetti ylitti 2 GW tehorajan.

Taulukko 5.1. Euroopan merituulivoima vuoden 2009 lopussa.[3;47]

Maa	Asennettu vuonna 2007 [MW]	Asennettu yhteensä vuoden 2007 lopussa [MW]	Asennettu vuonna 2008 [MW]	Asennettu yhteensä vuoden 2008 lopussa [MW]	Asennettu yhteensä vuoden 2009 lopussa [MW]
Belgia	0	0	30	30	30
Hollanti	0	126,8	120	246,8	246,8
Irlanti	0	25	0	25	25
Iso-Britannia	100	404	187	591	883
Norja	0	0	0	0	2,3
Ruotsi	110	133	0	133	163
Saksa	0	7	5	12	42
Suomi	0	0	24	24	24
Tanska	0	409	0	409	639
Yhteensä	210	1105	366	1471	2056

Kuvassa 5.2. on esitetty suunniteltujen merituulivoimaloiden vaikutus Euroopan merituulivoiman kokonaiskapasiteettiin vuoteen 2020 mennessä. Pidemmän ajanjakson suunnitelmia merituulivoiman lisäämisestä on erityisesti Iso-Britannian ja Saksan

osalta. Muut Euroopan maat rakentavat maltillisemmin merituulivoimaa seuraavan kymmenen vuoden aikana.



Kuva 5.2. Arvio Euroopassa vuoteen 2020 mennessä toteutuneiden merituulipuistojen kapasiteetista. [48]

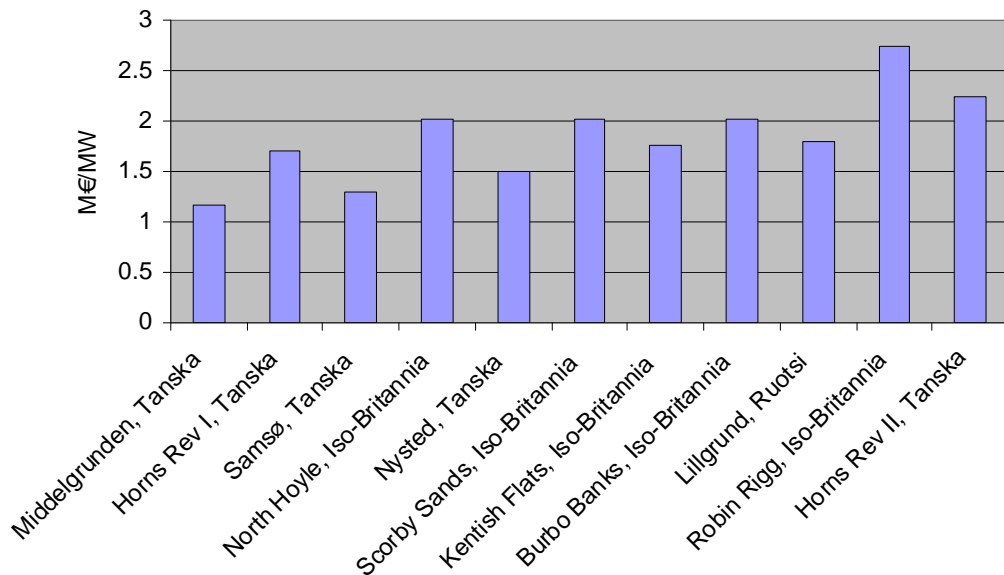
Toteutuneiden merituulipuistojen investointikustannukset ja tuulivoimalatiedot on koottu taulukkoon 5.2. Helpomman vertailun vuoksi investointikustannukset on jaettu tehoyksikköä kohden kuvassa 5.3. Kun vertaillaan merituulipuiston euromääräistä kustannusta suhteutettuna generaattoritiehen, havaitaan hintaluokan olevan noin 1,2–2,7 M€/MW. Suuri vaihtelu aiheutuu osittain tuulipuistojen toisistaan poikkeavista sijainneista rannikkoon ja lähimpään verkkoliityntäpisteeseen nähden.

Tanskan molemmat isot merituulipuistot Nysted ja Horns Rev ovat huomattavasti Robin Rigg tuulipuistoa edullisempia, vaikka tuulipuistoissa on myös merimuuntoasemat ja määrällisesti enemmän tuulivoimaloita. Tanskassa on määrätietoisesti kartoitettu merituulivoimalle sijoituspaikkoja jo 90-luvulla. Tämä vaikuttaa toteutuneiden puistojen investointikustannuksiin. Tanskan siirtoverkko-operaattori vastaa merituulipuiston ja siirtoverkon välisen yhteyden rakentamisesta, jos kyseessä on tarjouskilpailulla toteutettu tuulipuistohanke ja rakentamisen kuluista vastaa tällöin Tanskan valtio [49]. Vertailukelpoisuuden takia nämä kustannukset on laskettu kokonaiskustannuksiin.

Muuntoaseman ja tuulivoimaloiden perustukset merialueelle nostavat kustannuksia. Merikaapeli asennuksineen on kallista, koska merikaapelit täytyy upottaa merenpohjaan noin 1-3 m syvyyteen, jotta merivirrat, laivaliikenne ja virkistystoiminta eivät vahingoittaisi kaapeleita. Tuulipuiston tuotanto pyritään keräämään mahdollisimman energiatehokkaasti merimuuntoasemalle ja siirtoyhteys mantereelle suunnitellaan ympäristölle vähiten haittava reitille.

Taulukko 5.2. Euroopan merituulipuistojen perustietoja.[47]

Merituulipuisto	Käyttöön- ottovuosi	Tuulivoima- laiden lkm	Yksikkö- teho [MW]	Kokonais- teho [MW]	Investointi- kust. [M€]
Middelgrunden, Tanska	2001	20	2	40	47
Horns Rev I, Tanska	2002	80	2	160	272
Samsø, Tanska	2003	10	2.3	23	30
North Hoyle, Iso-Britannia	2003	30	2	60	121
Nysted, Tanska	2004	72	2.3	165	248
Scorby Sands, Iso- Britannia	2004	30	2	60	121
Kentish Flats, Iso-Britannia	2005	30	3	90	159
Barrows, Iso-Britannia	2006	30	3	90	116
Burbo Banks, Iso-Britannia	2007	24	3.6	90	181
Lillgrund, Ruotsi	2007	48	2.3	110	197
Robin Rigg, Iso-Britannia	2009	60	3	180	492
Horns Rev II, Tanska	2009	91	2.3	209	470



Kuva 5.3. Merituulipuistojen kustannukset tehoyksikköä kohden.[47]

Kuvassa 5.3. esitetyt investointikustannukset ovat aikajärjestyksessä alkaen Middelgrunden merituulipuistosta vuodelta 2001 ja päättyen Horns Rev II merituulipuistoon vuoteen 2009. Investointikustannuksien uskotaan nousevan seuraavien vuosien aikana vähäisen kilpailun takia. Tulevaisuuden hintataso määräytyy kysynnän, raaka-aine hintojen ja voimalavalmistajien kilpailun mukaan. Merituulivoiman oletetut investointikustannukset ovat jatkossa keskimäärin noin 2–2,2 M€/MW ja maksimiarvo ylittää todennäköisesti 3 M€/MW rajan. Taulukossa 5.3. on esitetty vuoden 2006 hintataso merituulivoimalle energiayksikköä kohden sekä arvio vuoden 2015 tilanteesta perustuen EWEA-raporttiin (European wind energy association) merituulivoiman kustannuksista [47].[50]

Taulukko 5.3. Merituulivoiman keskimääräiset investointikustannukset vuonna 2006 ja arvio vuoden 2015 tasosta.[47]

Vuosi	Investointikustannukset [M€MW]		
	Minimi	Keskiarvo	Maksimi
2006	1,8	2,1	2,4
2015	1,55	1,81	2,06

Uusimpien merituulipuistojen investointikustannukset ovat nousseet parin vuoden takaisesta hintatasosta vajaa 1 M€MW kuten kuvasta 5.3. voi havaita. Jatkossa investointikustannukset kehittyvät todennäköisesti markkinoiden mukana ja kustannukset voivat jopa laskea hetkellisesti. Toisaalta suuret ilmastopoliittiset tavoitteet vaativat lisäämään tuulivoimaa nopeammassa tahdissa ja voimalavalmistajien välinen kilpailu voi olla olematonta. Tämä yhdistettynä raaka-aineiden hinnannousuun voi käytännössä nostaa merituulipuistojen investointikustannuksia seuraavan viiden vuoden aikana ja taulukon 5.3. arvio investointikustannuksista vuonna 2015 voi olla liian optimistinen. [51]

6. Tekninen tarkastelu

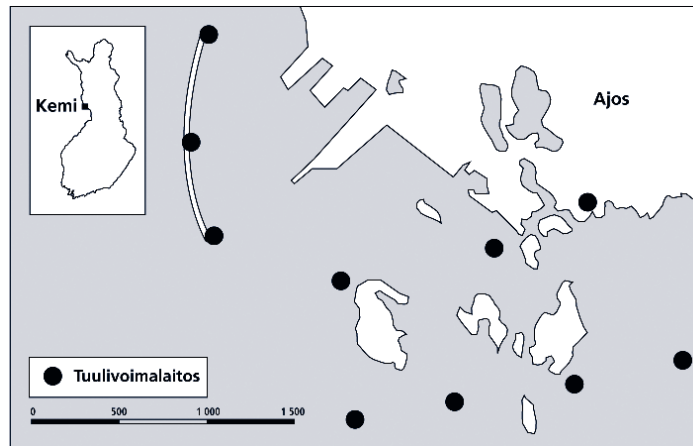
Euroopassa on käytössä alle 20 merituulipuistoa, joiden tuotantokapasiteetti on yli 50 MW. Kaikkiaan merituulipuistoja on vajaat 40 kappaletta, kun huomioidaan myös yksittäiset merituulivoimahankkeet, kuten Norjan Hywind projekti. Tässä luvussa käsitellään toteutuneita, valmistumassa olevia ja suunniteltuja lähitulevaisuudessa rakennettavia merituulipuistoja. Liitteessä 2. on tässä luvussa käsiteltyjen merituulipuistojen sijainteja. Lopuksi on yhteenveto merituulipuistoissa käytetyistä sähkönsiirtotekniikoista.

6.1. Toteutuneet merituulipuistot

Toteutuneissa merituulipuistoissa käsitellään Suomen ja Norjan merituulipuistojen lisäksi yli 100 MW käytössä olevia merituulipuistoja. Pienemmät merituulipuistot on jätetty tarkastelusta pois, koska ne on pääsääntöisesti rakennettu 2000-luvun molemmin puolin tai ne ovat osittain rakennettu tuulivoimaloiden testauskentäksi. Tulevien merituulipuistojen kapasiteetit kasvavat tästä voimakkaasti, koska valmiit selvitys- ja lupa-asiat sekä rakennettava infrastruktuuri kannattaa hyödyntää optimaalisesti.

6.1.1. Ajos, Suomi

Toistaiseksi Suomessa merituulivoimaa on testattu keinosaarilla, särkillä ja kareilla. Kemi Ajos on vastaaviin olosuhteisiin perustettu tuulivoimapuisto. Vaiheet 1 ja 2 sisältävät yhteensä kymmenen Winwind 3 MW tuulivoimalaa, jotka PVO on rakennuttanut Kemiin. Ensimmäinen vaihe valmistui vuonna 2007 ja toinen vaihe vuoden 2008 lopulla. Kaksi voimaloista sijaitsee maalla, joten merituulipuiston kapasiteetti on 24 MW. Ensimmäisen vaiheen kustannukset olivat noin 24 M€ ja kokonaiskustannukset yhteensä 50 M€. Veden syvyys alueella on noin 3–8 metriä. Tornit ovat noin 88 m korkeita ja roottorin halkaisija 100 m. Tuulivoimalat on mitoitettu käynnistymään 4 m/s tuulella ja pysähtymään tuulennopeuden noustessa yli 20 m/s. Maksimiteho saavutetaan vastaavasti 12,5 m/s tuulella. Tuulivoimalat on liitetty maalle perustetun tuulivoimalan vieressä sijaitsevaan 110/20 kV muuntajaan. Muuntaja on vastaavasti liitetty säteittäiseen 11 km johtolähtöön, joka yhdistyy 110 kV kantaverkkoon. Muuntajan teho on 31,5 MVA ja arvioitu tuulipuiston sähköntuotanto vuosittain on noin 80 GWh. Tuulivoimaloissa on kestopagnetoidut generaattorit täystehotaajuusmuuttajilla varustettuna. Kuvassa 6.1. on Ajoksen tuulivoimaloiden sijoittelu. [52;53]



Kuva 6.1. Kemi Ajoksen tuulivoimaloiden sijoittelu. [54]

Meren jäätyessä talvella merituulivoimalan perustuksiin kohdistuu poikkeuksellisia kuormituksia. Ajoksen tuulipuiston yhteydessä on testauksessa teräsrakenteinen perustus, jonka avulla tarkastellaan merijään vaikutusta perustukseen. Tuulivoimalan konehuonetta roottoreineen ei ole vielä asennettu, mutta sitä vastaava paino on lisätty torniin. Samalla tehdään tuulimittauksia todelliselta voimalan asennuskorkeudelta. [55]

6.1.2. Hywind, Norja

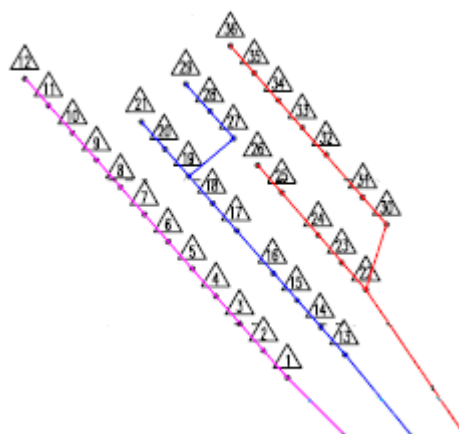
Norjaan merituulivoimaa on suunniteltu asennettavaksi mutta tällä hetkellä ainoa Norjan merituulivoimala on ensimmäinen kelluva tuulivoimala, joka asennettiin elokuussa 2009 Norjan rannikolle Hywind projektissa. Voimalan perustuksena toimii noin 100 metrin pituinen pystyasennossa kelluva teräsrunko, joka on tasapainotettu painolastilla ja kiinnitetty kolmeen pisteeseen merenpohjaan. Tuulivoimala on Siemensin valmistama 2,3 MW ja sähkökaapelina on 13,6 km pituinen 24 kV jännitteellä toimiva merikaapeli. [56]

6.1.3. Q7 Prinses Amalia, Hollanti

Vuonna 2008 valmistunut Prinses Amalia merituulipuiston kokonaisteho on 120 MW. Veden syvyys alueella on noin 19–24 m. Merituulipuistossa on Vestaksen 2 MW DFIG-voimaloita 60 kappaletta. Tuulivoimaloiden sähköntuotanto on kerätty kahdeksaan ryhmään ja liitetty 150/22 kV merimuuntoasemalle. Muuntajan teholuokka on 140 MVA ja merimuuntoasemalla on 24 kV ja 150 kV GIS-laitteistot (Gas insulated switchgear). Yhteensä 40 km tuulipuiston sisäinen kaapelointi on toteutettu kolmivaiheisella 24 kV merikaapelilla. Siirtokaapeli muuntamolta rannikolle on 28 km 170 kV merikaapelia ja rannikolta sähkönsiirtoa jatketaan 7 km maakaapelilla lähimmälle sähköasemalle. Puiston sähköntuotanto vuodessa on suunnilleen 435 GWh. Merituulipuiston kokonaiskustannukset ovat noin 380 M€, josta merimuuntoaseman ja -kaapeloinnin osuus kytkinlaitteistoineen on noin 25 M€ [57;58]

6.1.4. Egmond aan Zee, Hollanti

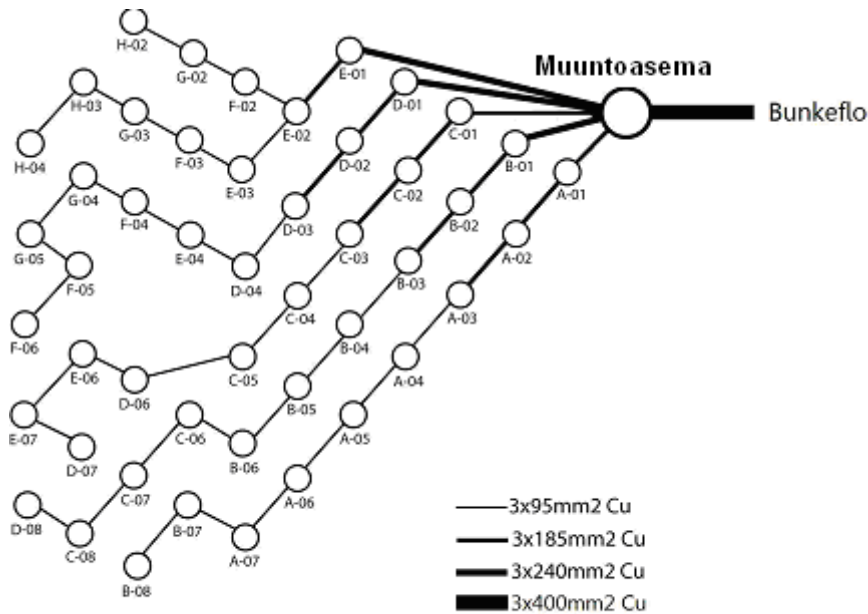
Egmond aan Zee sijaitsee reilun kymmenen kilometrin päässä Hollannin rannikosta. Merituulipuistossa on 36 kappaletta Vestaksen 3 MW DFIG-voimaloita, joiden yhteisteho on 108 MW. Tuulivoimalat on jaettu kolmeen ryhmään, joissa jokaisessa on 12 tuulivoimalaa. Sähkö siirretään ryhmittäin 15 km matka kolmella $3 \times 500 \text{ mm}^2$ 34 kV kaapelilla rannalle. Kuvassa 6.2. on esitetty tuulivoimaloiden sähköinen ryhmittely ja sijainti. Rannalla sijaitsevalla muuntajalla jännite nostetaan 150 kV:iin ja siirretään 7 km maakaapelilla siirtoverkon liityntäpisteeseen. Veden syvyys alueella on noin 16–21 m. Merituulipuiston kustannukset ovat noin 200 M€ ja vuosituotanto on noin 300 GWh. [59;60]



Kuva 6.2. Egmond aan Zee merituulipuiston topologia. [61]

6.1.5. Lillgrund, Ruotsi

Lillgrundin merituulipuiston investointikustannukset ovat olleet noin 197 M€ Tuulipuisto sijaitsee alle 10 km päässä verkkoonliityntäpisteestä mutta merelle on siitä huolimatta asennettu 120 MVA muuntamo jännitehäviöiden pienentämiseksi. Teholtaan 110 MW merituulipuistossa on 48 Siemensin 2,3 MW tuulivoimalaa. Merituulipuiston muuntaja on mitoitettu 138 kV jännitteelle ja siirtokaapelin suurin mahdollinen käyttöjännite on 145 kV. Tuulipuiston sisäisen sähköverkon merikaapeli on vastaavasti mitoitettu korkeintaan 36 kV jännitteelle mutta käytännössä jännite on 33 kV ja 36 kV välillä. Merikaapelin kokonaispituus on 27 km, josta 7 km on $3 \times 400 \text{ mm}^2$ siirtokaapelia. Maakaapelia on 2 km matka lähimmälle sähköasemalle. Maakaapelin johtimen poikkipinta-ala on 630 mm^2 . Tuulipuiston sisäisessä verkossa on käytetty optimoidusti pienemmän poikkipinta-alan kaapeleita kuvan 6.3. mukaisesti ja muuntoasemalle tulee yhteensä viisi yhdyskaapelia. Jokaisella lähdöllä on yhdeksän tai kymmenen tuulivoimalaa ja siirrettävä nimellisteho on 20,7 tai 23 MW. Kokonaiskustannukset kaapeleiden osalta asennettuna ovat vajaa 13 M€ [62;64]



Kuva 6.3. Lillgrundin merituulipuiston topologia. [63]

Varayhteyksiä ei ole rakennettu johtolähtöjen välille ja siirto mantereelle tapahtuu yhdellä merikaapelilla. Merituulipuiston sisäisessä sähköverkon kaapeliviassa menetetään vikaantuneen kaapeliosuuden yhteydessä oleva energiantuotanto. Vastaavasti siirtokaapelin rikkoutuessa merimuuntamon ja sähköaseman väliltä aiheuttaa se automaattisesti keskeytyksen koko puiston tuotantoon. Kaapelin korjausaika voi vaihdella muutamasta viikosta puoleen vuoteen riippuen vuodenajasta ja varaosien saatavuudesta. Taulukossa 6.1. on esitetty Lillgrund merituulipuiston sähköverkkokomponenttien tietoja. Tuulivoimaloiden 0,69 kV verkko ja merimuuntamon suurjännitepuoli on suoraan maadoitettu tähtipisteestä, jotta suojaus toimisi luotettavasti ja nopeasti. Erityisesti suurjännitepuolella pyritään estämään vaarallisen ylijännitteen muodostuminen maavikojen yhteydessä. Merituulipuiston sisäinen sähköverkko on maadoitettu erillisen muuntajan ja resistanssin kautta. [64]

Taulukko 6.1. Lillgrundin sähköverkon komponentteja. [64]

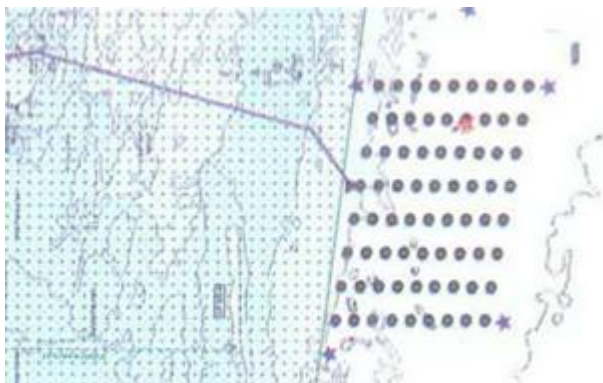
Merimuuntaja	Tuulivoimalan muuntaja	Tuulipuiston sisäinen kaapeli	Siirtokaapeli
138/33 kV	33/0,69 kV	36 kV	145 kV
YNd5	Dyn11	3 * 95/185/240 mm ²	3 * 400 mm ² (meri), 7 km
120 MVA	2,6 MVA	20 km	3 * 1 * 630 mm ² (maa), 2 km

Lillgrund merituulipuistossa siirtokaapeli tuottaa loistehoa keskimäärin 10 MVA_r. Erillisiä kompensointilaitteistoja ei ole asennettu vaan tuulivoimaloiden taajuusmuuttajilla ohjataan sähköverkon liityntäpisteen tehokerrointa. Ohjearvona on pitää tehokerroin yhdessä eli merituulipuisto ei tuota tai kuluta loistehoa verkon puolelta tarkasteltuna. Sähköaseman puolella on siirtokaapelin ainoa katkaisin.

Merimuuntamolla muuntajan ja kiskoston välillä on katkaisin ja kiskoston kaikki säteittäiset lähdöt on suojattu katkaisimilla. Tuulivoimalan muuntajan molemmin puolin ovat katkaisimet suojaamassa keskijänniteverkkoa ja tuulivoimalan generaattoripuolta.[64]

6.1.6. Nysted, Tanska

Vuonna 2003 valmistunut merituulipuisto sisältää 72 kappaletta Siemensin 2,3 MW tuulivoimaloita, joiden kokonaisteho on 165,5 MW. Tuulipuiston sisäisessä verkossa on yhteensä 48 km kaapelia ja se toimii 33 kV jännitteellä. Sähkönsiirto merimuuntoasemalta kantaverkkoon toimii 132 kV jännitteellä. Siirtojännite poikkeaa Länsi-Tanskan kantaverkon alemmasta jännitetasosta, joka on 150 kV. Länsi- ja Itä-Tanskan sähköverkot ovat asynkroniset ja niiden välillä on 600 MW HVDC-siirtoyhteys. Merimuuntoasemalta lähtee 11 km merikaapeli rannikolle ja se liitetään lähimpään kantaverkon liityntäpisteeseen 18 km maakaapelilla. Kuvassa 6.4. on esitetty Nysted merituulipuiston voimaloiden sijoittelu, jossa rivien väli on 850 m ja voimaloiden väli on 480 m. Tuulivoimalat on liitetty yhdelle merimuuntoasemalle, jonka teho on 180 MVA ja se toimii 132/33 kV muuntosuhteella. Radstedin sähköasemalle on lisätty 40 MVAR reaktori sekä SVC-laitteisto loistehon kompensointiin teholtaan 65 MVAR induktiivista ja 80,2 MVAR kapasitiivista loistehoa. Puiston kustannukset ovat noin 250 M€ ja vuosittainen sähköntuotanto on noin 595 GWh. [65;66;67;68]

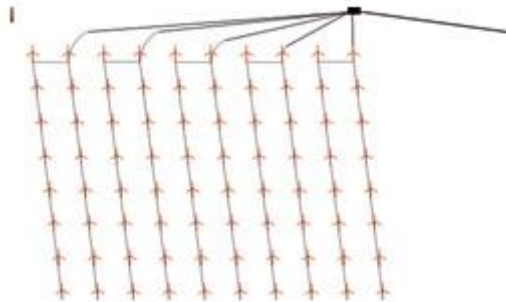


Kuva 6.4. Nysted merituulipuiston topologia. [69]

Tuulivoimaloiden sijoittelu on suhteellisen tiivis ja tuulensuunnasta viimeiset tuulivoimalat menettävät osan tuotannosta varjostusvaikutuksen takia. Toisaalta lyhyemmillä etäisyyksillä kaapelointi on edullisempaa ja vakioväleillä kaapelointien asennusjärjestys on joustavammin suunniteltavissa. Tanskassa kantaverkkoyhtiö vastaa merituulivoiman siirtoverkon rakennuttamisesta luvussa 5.2. *Tanska, Hollanti ja Saksa* mainituin ehdoin. Merituulipuiston rakennuttajan tarvitsee huolehtia vain puiston sisäisen sähköverkon toteutuksesta. Tämä nopeuttaa ja helpottaa merituulipuiston rakentamista mutta toisaalta siirtoverkon rakennustyöt kuormittavat kantaverkkoyhtiötä. [65]

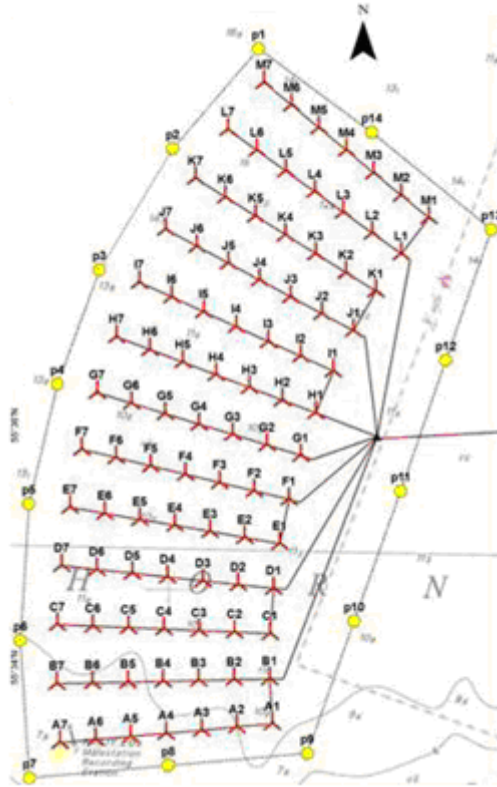
6.1.7. Horns Rev I ja II, Tanska

Vuonna 2002 valmistuneen Horns Rev I merituulipuiston tuulivoimalat on kytketty 16 voimalan ryhmiin ja sähkö siirretään viidellä kokoojakaapelilla merimuuntoasemalle. Merituulipuistossa on yhteensä 80 kappaletta Vestaksen 2 MW DFIG-voimaloita ja kokonaisteho on 160 MW. Sisäinen jännitetaso on 33 kV ja siirtojännite on 150 kV. Kaapeleiden mitoitusjännitteet ovat kuitenkin 36 kV ja 170 kV, koska sähköverkkojen todellinen käyttöjännite poikkeaa nimellisjännitteestä. Merikaapeli muuntoasemalta rannikolle on kantaverkkoyhtiön Energinet.dk rakennuttama kolmivaiheinen 630 mm^2 kuparikaapeli. Sen pituus on 21 km ja investointikustannus asennuksineen noin 8 M€ [70]. Rannikolta sähkö siirretään 34 km matka 1200 mm^2 alumiinikaapelilla sähköasemalle [71]. Tuulipuiston sisäiseen kaapelointiin on käytetty 95 mm^2 , 150 mm^2 ja 400 mm^2 kuparikaapeleita. Ohuinta kaapelia on käytetty vain jokaisen säteittäisen lähdön viimeisessä välissä. Kaapelit muuntoaseman ja tuulivoimaloiden välillä on 400 mm^2 kaapelia ja loput välit ovat 150 mm^2 kaapelia. Kuvassa 6.5. on nähtävissä Horns Rev I tuulipuiston kaapelointi ja muuntoaseman sijainti. Merituulipuiston kokonaiskustannukset ovat noin 278 M€ josta merimuuntoaseman ja siirtokaapelin kustannukset ovat noin 40 M€ [72;73]



Kuva 6.5. Horns Rev I merituulipuiston topologia. [74]

Horns Rev II on otettu käyttöön syyskuussa vuonna 2009. Kokonaisteholtaan 209 MW merituulipuistossa on 91 Siemensin tuulivoimalaa, joiden yksikköteho on 2,3 MW. Kuvassa 6.6. on esitetty Horns Rev II merituulipuiston kaapeloinnit tuulivoimaloilta merimuuntamolle. Tuulivoimalat on järjestetty 13 riviin ja seitsemällä kokoojakaapelilla sähkö siirretään merimuuntamolle. Sisäisessä kaapeloinnissa on käytetty kolmea johdinpaksuutta ja kokonaispituus on 70 km. [75;76]



Kuva 6.6. Horns Rev II sisäinen kaapelointi ja muuntoaseman sijainti. [76]

Merikaapeli muuntoasemalta rannikolle on 42 km ja nimellisjännite 170 kV. Kaapelointikustannukset ovat yhteensä 30 M€ sisältäen kaapelit ja niiden asennuksen. Rannikolta sähkö siirretään maakaapelilla 56 km matka sisämaahan kantaverkkoon liittämiseksi. Rannikolle on asennettu 75 MVAR reaktori siirtokaapelin puolivälille kompensoimaan kaapelin tuottamaa loistehoa. Lisäksi sähköasemalla on kaksi 80 MVAR ja 40 MVAR reaktoria. Merimuuntamon nimellisteho on 220 MVA ja muuntosuhde 165/35 kV. Vuosittainen sähköntuotanto on suunnilleen 800 GWh ja puiston kokonaiskustannukset ovat noin 470 M€ Liittymiskustannukset sähköverkkoon verkonvahvistuksineen ovat noin 110 M€ [77;78;79;80;81]

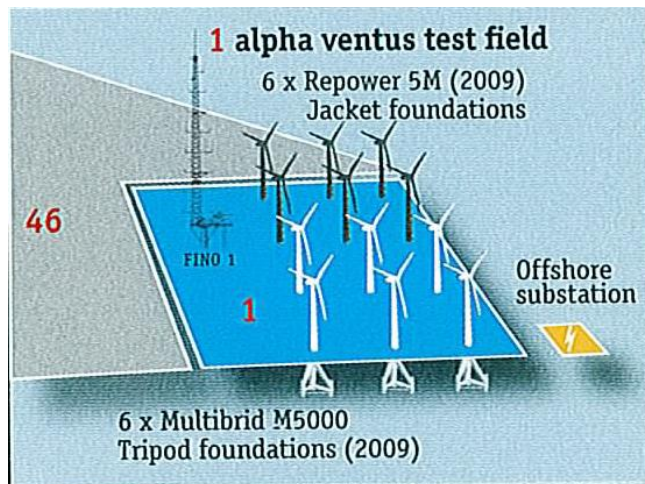
6.2. Valmistuvat merituulipuistot

Tässä luvussa käsitellään vuonna 2010 valmistumassa olevia merituulipuistoja. Osa merituulipuistoista on voinut tuottaa sähköä siirtoverkkoon jo vuonna 2009 mutta virallinen käyttöönotto tapahtuu vuoden 2010 puolella. Näissä merituulipuistoissa verkkoonliityntä toteutetaan HVAC-tekniikalla ja teholuokka on 60-367 MW.

6.2.1. Alpha Ventus, Saksa

Merituulipuisto Alpha Ventus on osa suurempaa hankekokonaisuutta ja se tulee toimimaan samalla paikallisena testialueena valmistuttuaan vuonna 2010. Tuulipuistossa on 12 kappaletta 5 MW tuulivoimaloita, joiden yhteisteho on 60 MW.

Tuulivoimaloista puolet on Arevan ja toiset kuusi Repowerin valmistamia. Merituulipuisto sijaitsee 45 km etäisyydellä rannikosta ja alueen veden syvyys on noin 30 m. Tuulipuiston sisäisen sähköverkon 30 kV kaapeloinnin yhteispituus on suunnilleen 16 km. Tuulivoimaloiden sijoittelu ja merimuuntoaseman sijainti on havainnollistettuna kuvassa 6.7. Sähkönsiirtoa varten voimalat yhdistetään 110/30 kV ja 75 MVA merimuuntoamoon, josta lähtee 60 km merikaapeli lähimpään sähköverkon liityntäpisteeseen. Merimuuntamon kustannukset ovat noin 8,5 M€ ja merimuuntamolle asennetaan 10 MVA rinnakkaisreaktori. Merituulipuiston vuosituotanto on arviolta 220 GWh ja tuulipuiston kokonaiskustannukset ovat noin 250 M€ [82;83;84]



Kuva 6.7. Alpha Ventus merituulipuisto. [85]

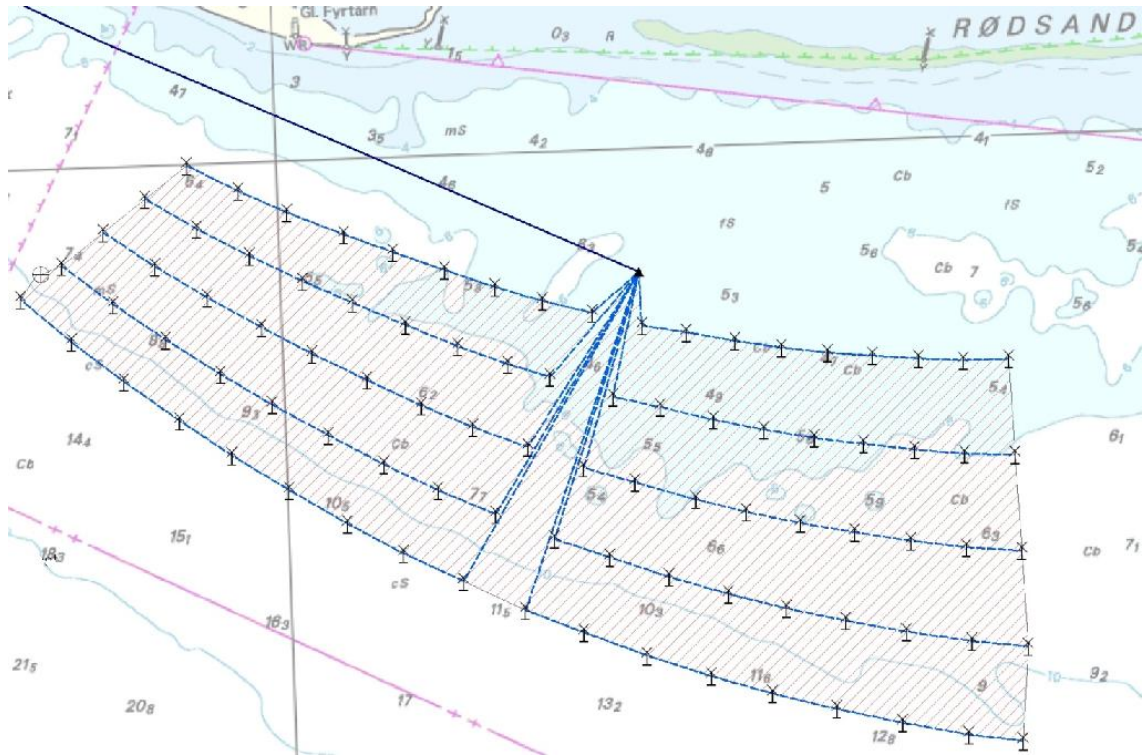
6.2.2. Robin Rigg, Iso-Britannia

Robin Rigg merituulialue koostuu kahdesta merituulipuistosta: Robin Rigg East ja West. Alueelle rakennetaan kokonaisteholtaan 180 MW merituulipuisto, joka sisältää 60 kappaletta Vestaksen 3 MW tuulivoimaloita. Veden syvyys alueella on 4–20 m ja etäisyyttä rannikolta on 11 km. Tuulivoimalat yhdistetään 7–8 kappaleen ryhmissä kahdelle 132/33 kV ja 100 MVA merimuuntoasemalle. Merimuuntoasemalla on kuusi kappaletta 33 kV GIS-katkaisijoita. Sähkönsiirto toteutetaan 132 kV siirtokaapelilla, josta merikaapelia on 12,5 km ja maakaapelia 1,8 km. Tuulipuiston kokonaiskustannukset ovat 500 M€, josta merimuuntamoiden kustannukset ovat asennuksineen 21 M€. Sähköasemalle asennetaan loistehon kompensointilaitteisto, joka sisältää 6*6 MVA kondensaattorit ja 4*6 MVA reaktorit. Lyhyellä siirtomatalla kaapeli ei tuota merkittävästi loistehoa, joten kompensointilaitteisto voidaan mitoittaa pienemmäksi kuin esimerkiksi Walney-merituulipuiston yhteydessä. Merituulipuiston pitäisi valmistua vuoden 2009 lopussa. [86;87;88]

6.2.3. Rødsand 2, Tanska

Rødsand 2 merituulipuistoon sijoitetaan 90 kappaletta Siemens 2,3 MW tuulivoimaloita ja yhteistehoksi tulee 207 MW. Sisäisen 36 kV kaapeloinnin pituus on

kokonaisuudessaan 75 km. Siirtojännite on sama kuin vieressä sijaitsevassa Nysted merituulipuistossa eli 132 kV. Projektin pitäisi valmistua vuoden 2010 loppupuolella. Arvioitu energiantuotanto vuodessa on 800 GWh ja merituulipuiston investointikustannukset ovat yhteensä 450 M€ Rivien väli on 700–900 m ja tuulivoimaloiden väli on 500-700 m. Kuvassa 6.8. on Rødsand 2 merituulipuiston tuulivoimaloiden sijoitus ja kaapelointi.[89;90]



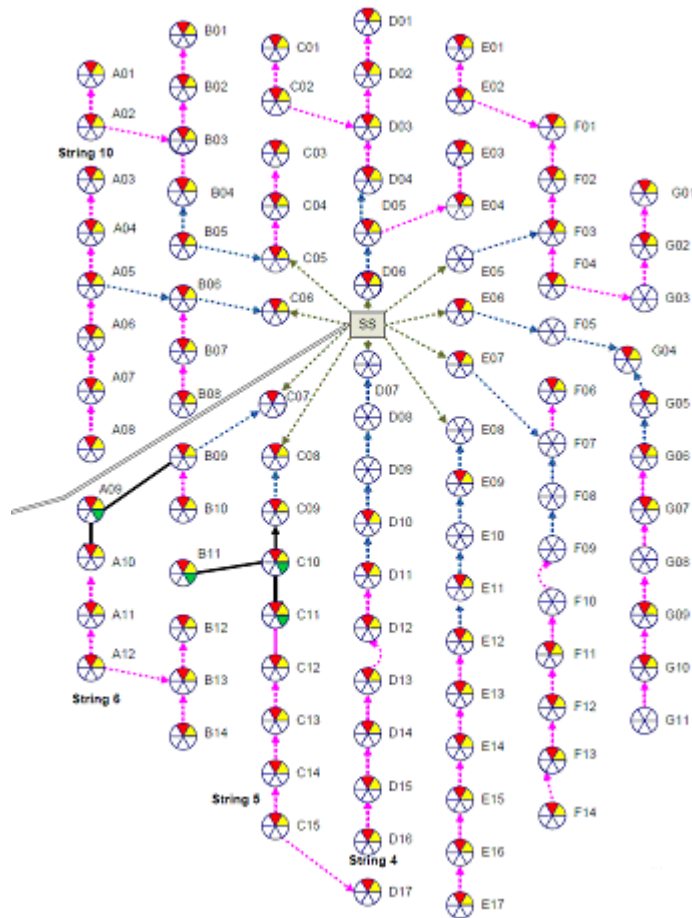
Kuva 6.8. Rødsand 2 merituulipuiston topologia. [91]

Jokaisessa johtolähdössä on 9 tuulivoimalaa ja merituulipuisto on jaettu kahteen osaan. Yhteensä johtolähtöjä merimuuntoasemalta on kymmenen kappaletta ja sisäisen kaapeloinnin pituus on yhteensä 75 km. Tanskan kantaverkkoyhtiön kustannukset verkkoliittymän rakentamisesta ovat noin 40 M€, jotka sisältävät siirtokaapeloinnin ja merimuuntoaseman. Siirtoyhteys toteutetaan kahdella 145 kV rinnakkaisella 48 km pituisella kaapelilla. Merikaapelia tarvitaan yhteensä 56 km ja maakaapelia 116 km. Suorat verkkoonliittymäkustannukset ovat noin 35 M€ ja verkon vahvistamisesta aiheutuva lisäkustannus on noin 55 M€[92;93;94]

6.2.4. Thanet, Iso-Britannia

Kokonaisteholtaan Thanet merituulipuisto on 300 MW. Se muodostuu sadasta Vestaksen tuulivoimalasta, joiden yksikköteho on 3 MW. Tuulivoimaloiden väliset etäisyydet ovat 500 m ja 800 m ja veden syvyys alueella on 20-25 m. Merituulipuiston sisäinen kaapelointi toteutetaan 33 kV jännitteellä ja sisäisen kaapeloinnin yhteispituus on noin 75 km. Kaapelien poikkipinta-alat ovat 400 mm², 300 mm² ja 95 mm². Paksuinta kaapelia käytetään vain 10 tuulivoimalan kytkemiseen merimuuntoasemalle

ja ohuinta 95 mm² kaapelia käytetään enintään viiden tuulivoimalan tehon siirtämiseksi. Sähkö siirretään merimuuntoasemalta rannikolle 132 kV jännitteellä kahdella 27 km mittaisella merikaapelilla. Kaikkien merikaapeleiden hinta asennettuna on noin 36 M€ Merimuuntoasema, siirtokaapelit rannikolta sähköasemalle ja sähköasematyöt ovat investointikustannuksiltaan yhteensä reilut 50 M€ Yhteissumma merituulipuiston sähköistyksellä on 87 M€ ja merituulipuiston kokonaiskustannukset ovat noin 900 M€ Kuvassa 6.9. on esitetty Thanet merituulipuiston tuulivoimaloiden sijoitus ja sisäinen kaapelointi. Jokaiseen johtolähtöön kytketään 10 tuulivoimalaa ja johtolähtöjä on yhteensä 10 kappaletta. [95;96]



Kuva 6.9. Thanet merituulipuiston topologia. [97]

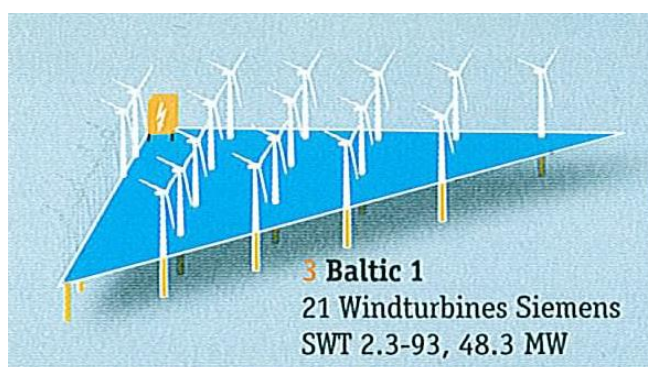
Merituulipuiston pitäisi valmistua vuoden 2010 aikana. Merimuuntoasemalle on tarkoitus asentaa kaksi 132/33/33 kV muuntajaa, joiden tehot ovat 180 MVA. Sähköasemalle asennetaan loistehon kompensointilaitteistot, jotta verkkoliityntä täyttäisi verkkovaatimukset. Laitteistoon on suunniteltu sijoitettavaksi kaksi 25 MVAR SVC-laitteistoa sekä kaksi 42 MVAR reaktoria ja kaksi 48 MVAR kondensaattoria. Kompensointilaitteistoja on enemmän verrattuna muihin Iso-Britannian merituulipuistoihin mutta toisaalta siirtokaapeleita on kaksi rinnan ja siirrettävä teho 300 MW. SVC-laitteistoja tarvitaan todennäköisesti tasoittamaan verkkoonliityntäpisteen jännitevaihteluja ja kondensaattorien tarpeeseen voi vaikuttaa myös liityntäpisteen muut mitoituskriteerit. [98]

6.3. Suunnitellut merituulipuistot

Suunnitelluissa merituulipuistoissa käytetään todennäköisesti sekä HVAC- että HVDC-järjestelmiä sähkön siirtämiseksi kantaverkkoon. Valittavaan tekniikkaan vaikuttaa eniten merituulipuiston ja verkkoyhtiön määrittämän verkkoonliityntäpisteen välinen etäisyys. Siirrettävällä tehollakin on vaikutusta mutta esimerkiksi Iso-Britannian isoissa merituuliprojekteissa Greater Gabbard ja London Array on siitä huolimatta suunniteltu toteutettavaksi HVAC-järjestelmällä. Saksassa taas siirtoetäisyydet Perämeren merituulihankkeissa ovat merkittävästi pidempiä vähintään 100 km luokkaa.

6.3.1. Baltic 1, Saksa

Baltic 1 on Itämerelle suunniteltu merituulipuisto. Siinä tulee olemaan 21 kappaletta Siemensin tuulivoimaloita, joiden yksikköteho on 2,3 MW. Tuulipuiston kokonaisteho on 48,3 MW ja etäisyyttä rannikolle on 15 km. Veden syvyys alueella on noin 15–19 m. Merituulipuiston rakennustyöt on tarkoitus aloittaa vuonna 2010 ja sen pitäisi valmistua saman vuoden lopussa. Kuvassa 6.10. on esitetty tuulipuiston voimaloiden sijoittelu. Siirtojännitteeksi on suunniteltu 150 kV. [99;100]



Kuva 6.10. Baltic 1. [85]

6.3.2. Ormonde, Iso-Britannia

Ormonde merituulipuistoon sijoitetaan 30 Repowerin tuulivoimalaa, joiden yksikköteho on 5 MW. Yhteensä tuulivoimaa asennetaan 150 MW ja rakentaminen aloitetaan vuonna 2010. Merituulipuisto valmistuu todennäköisesti vuonna 2011. Veden syvyys alueella on 17–20 m. Sisäisen verkon jännite on 33 kV ja siirtojännite 132 kV. Merikaapelikustannukset ovat asennuksineen 27 M€ Kuvasta 6.11. voidaan havaita voimaloiden järjestys tuulipuistossa ja muutaman muun merituulipuiston läheinen sijainti. [101;102]

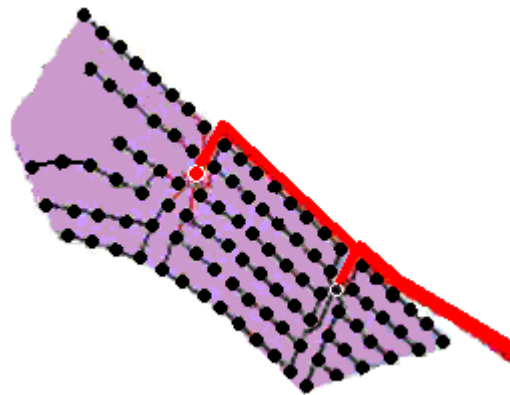


Kuva 6.11. Ormondin merituulipuiston sijainti. [101]

Siirtoetäisyys merimuuntoasemalta rannikolle on 43 km ja maakaapelia tarvitaan 3 km. Siirtokaapelit mitoitetaan vähintään 158 MW tehon siirtoon. Merimuuntoasemalle on tarkoitus sijoittaa kaksi 132/33 kV muuntajaa. Loistehon kompensointi on suunniteltu sijoitettavaksi sähköasemalle ja merituulipuiston kokonaiskustannukset ovat noin 550 M€ [103;104]

6.3.3. Walney, Iso-Britannia

Walney merituulipuisto on suunniteltu Englannin länsirannikolle. Merituulipuistossa tulee olemaan 102 kappaletta Siemensin 3,6 MW tuulivoimaloita. Kokonaistehoksi tulee 367 MW, joka on jaettu kahdelle merimuuntoasemalle. OFTO (offshore transmission owners) huolehtii kahden siirtokaapelin rakennuttamisesta ja ne on tarkoitus yhdistää eri liityntäpisteisiin mantereella. Kuvassa 6.12. on esitetty Walney merituulipuiston topologia. Ensimmäisen vaiheen rakennus alkaa 2010 keväällä valmistuen vuonna 2011 ja toisen osan pitäisi valmistua vuonna 2012. [105]

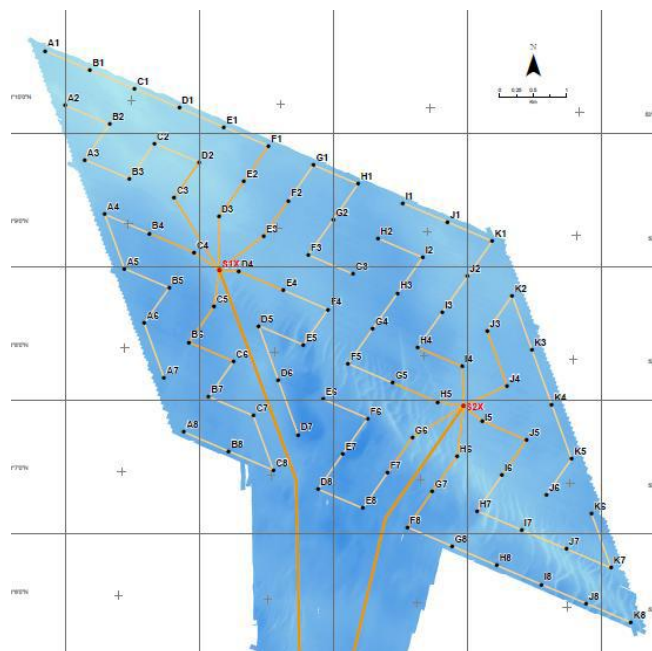


Kuva 6.12. Walney merituulipuiston sähkökaapelointi. [105]

Merituulipuiston sisäisen sähköverkon jännite on 33 kV ja kaapelia tarvitaan yhteensä 93 km. Varayhteyksiä merimuuntoasemien väliin ei ole suunniteltu, joten molemmat tuulipuiston osat ovat yhden siirtokaapelin varassa. Molemmille merimuuntoasemille sijoitetaan kaksi 132/33 kV muuntajaa joiden nimellistehoiksi on kaavailtu 120 MVA Ofgemin (Office of Gas and Electricity Markets) suunnitelmassa [106;107]. Tämä on merkittävästi yli merituulipuiston kapasiteetin, kun siirtokaapelinkaan kapasiteetti ei riitä muuntajien nimellistehon siirtoon. Muuntoasemalla on kuusi johtolähtöä tuulivoimaloille ja 8-9 tuulivoimalan tuotanto kerätään yhdellä kaapelilla. Molempien merisiirtokaapelien poikkipinta-alat mitoitetaan 192 MVA teholle ja siirtoetäisyydet ovat 45 km sekä 44 km. Sähköasemat sijaitsevat lähes rannikolla ja maakaapelia tarvitaan ensimmäisen vaiheen liittämiseksi vain 3 km. Toisessa vaiheessa maakaapelia tarvitaan 5 km. Ensimmäisen vaiheen siirtokaapelin investointikustannus on 24 M€ ja toisen vaiheen 18 M€ Loistehon kompensoimiseksi maasähköasemille sijoitetaan 64 MVA rinnakkaisreaktorit. Merituulipuiston investointikustannukset ovat yhteensä 1300 M€ [105;106;107;108;109]

6.3.4. Sheringham Shoal, Iso-Britannia

Englannin itärannikolla sijaitseva merituulipuisto Sheringham Shoal on suunniteltu rakennettavaksi vuonna 2011. Yhteisteholtaan 316 MW tuulipuisto muodostuu 88 yksiköstä Siemensin 3,6 MW tuulivoimaloita. Kuvassa 6.13. on Sheringham Shoal tuulipuiston sisäisen sähköverkon rakenne. Tuulivoimaloiden liittämiseksi merimuuntoasemalle käytetään kahta eri merikaapelipaksuutta 3*400 mm² ja 3*630 mm². Jännitetaso on 33 kV ja tuulivoimaloiden teho on jaettu kahdelle merimuuntamolle, joiden tehot ovat 180 MVA. Yhdessä johtolähdössä on 7-8 tuulivoimalaa. [110;111;112;113]

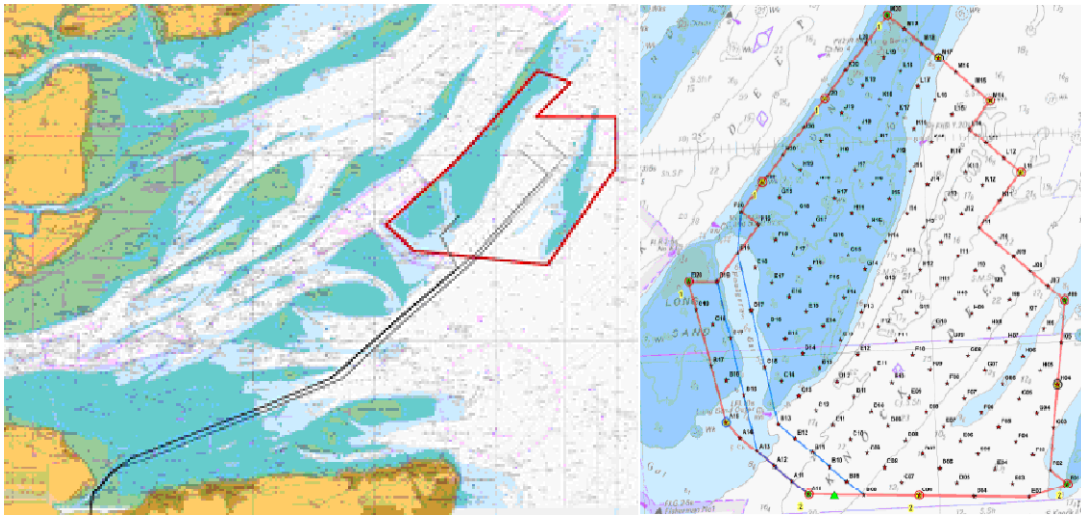


Kuva 6.13. Sheringham Shoal merituulipuiston topologia. [110]

Sähkönsiirto rannikolle toteutetaan 132 kV jännitteellä 3*630 mm² merikaapelilla ja maakaapelin johtimien poikkipinta-ala on 1000 mm². Siirtoetäisyys merimuuntamolta sähköasemalle on noin 44 km, joka jakautuu lähes tasan meri- ja maakaapelin kesken. Merisiirtokaapeloinnin hinta on 24 M€ ja tuulipuiston sisäisen kaapeloinnin hinta 12 M€. Sähköasemalle sijoitetaan kaksi 30-60 MVAr tehoista rinnakkaisreaktoria siirtokaapelin loistehon kompensointiin. Merimuuntoaseman muuntajat ja sähköasemalle rakennettava GIS-muuntaja ovat investointikustannuksiltaan yhteensä 60 M€. Puiston kokonaiskustannukset ovat noin 1200 M€ [112;113;114]

6.3.5. London Array, Iso-Britannia

London Array merituulipuiston kokonaistehoksi on suunniteltu 1000 MW. Ensimmäiseen vaiheeseen kuuluu 175 kappaletta Siemensin tuulivoimaloita joiden yhteisteho on 630 MW. Tuulivoimaloiden yksikköteho on 3,6 MW. Merimuuntamoja rakennetaan kaksi 630 MW siirtämiseksi ja molemmista muuntamoista lähtee kaksi 54 km merikaapelia sähköasemalle. Kaapeleiden mitoitusjännite on 150 kV ja hinta ilman asennusta noin 100 M€. Veden syvyys alueella on 2-23 m. Sisäinen sähköverkko toimii 33 kV jännitteellä. Merituulipuistoa varten rakennetaan kokonaan uusi 400 kV sähköasema, jotta riittävä siirtokapasiteetti voitaisiin varmistaa tuulipuistolle. Kuvassa 6.14. on esitetty London Arrayn sijainti Englannin kaakkoisrannikolla. Samassa kuvassa on myös tarkempi esitys tuulivoimaloiden sijoittamisesta ensimmäisessä rakennusvaiheessa. [115;116;117]



Kuva 6.14. London Arrayn sijainti, siirtokaapelointi ja tuulivoimaloiden sijoittelu. [115]

Ensimmäisten tuulivoimaloiden pitäisi olla valmiina vuonna 2011 ja tavoitteena on saada loputkin valmiiksi vuoteen 2012 mennessä. Verkonvahvistustyöt on jo aloitettu uuden 400 kV sähköaseman rakentamiseksi. Sähköaseman ja merimuuntamot toimittaa Siemens ja sopimuksen arvo on 128 M€. Sähköasemalle sijoitetaan neljä 180 MVA muuntajaa ja neljä loistehon kompensointilaitteistoa. Kumpaankin merimuuntamoon asennetaan kaksi 180 MVA muuntajaa. Merituulipuiston perustusten rakentaminen

pitäisi aloittaa jo vuonna 2010. Hankkeella on kolme rahoittajaa ja investointikustannuksien on arvioitu olevan noin 2200 M€ [115;118]

6.3.6. BARD Offshore 1, Saksa

BARD Offshore 1 merituulipuiston pitäisi valmistua 2010-luvun alussa. Valmistuttuaan se on maailman ensimmäisiä suuren kapasiteetin ja pitkän siirtoetäisyyden merituulipuistoja. Sen kokonaisteho on 400 MW ja BARD 5MW tuulivoimaloita siinä on 80 kappaletta. Sähkönsiirtotekniikaksi on valittu jännitevälipiirillinen HVDC-järjestelmä, koska etäisyyttä rannikolle on 100 km. HVAC-järjestelmässä haasteita toisi merikaapeleiden loistehon kompensointi myös kaapelireitin keskellä. Lisäksi HVDC-järjestelmässä sähköiset häviöt kaapelissa ovat pienemmät mutta toisaalta suuntaaja-asetat aiheuttavat lisähäviöitä. HVDC-yhteyden projektinimi on BorWin1 ja sen toimittaa ABB. Puistoalueella veden syvyys on noin 45 m. Merituulipuistossa kahdeksan tuulivoimalaa on yhdistetty samaan kaapeliin ja liitetty merimuuntoasemalle. [119]

Yhteensä muuntoasemalle liitettäviä 33 kV johtolähtöjä on kymmenen. Siirtojärjestelmän nimellisjännite on 150 kV mutta todellisuudessa järjestelmää käytetään hieman alle 170 kV jännitteellä. Sähkö siirretään vain 1 km matka merimuuntoasemalta erilliselle HVDC-asemalle 800 mm² ja 170 kV kaapelilla. Asemalla jännite tasasuunnataan ±150 kV:iin sähkönsiirtoa varten. Siirtoetäisyys muuntoasemalta kantaverkon liityntäpisteeseen on noin 200 km, josta 128 km on 1200 mm² Cu merikaapelia ja 75 km 2300 mm² Al maakaapelia. Verkkoonliityntäpisteen jännite on 380 kV. Kuvassa 6.15. on havainnollistettu tuulivoimaloiden, merimuuntajan ja tasasuuntaaja-aseman sijaintia merituulipuiston yhteydessä. [120;121]



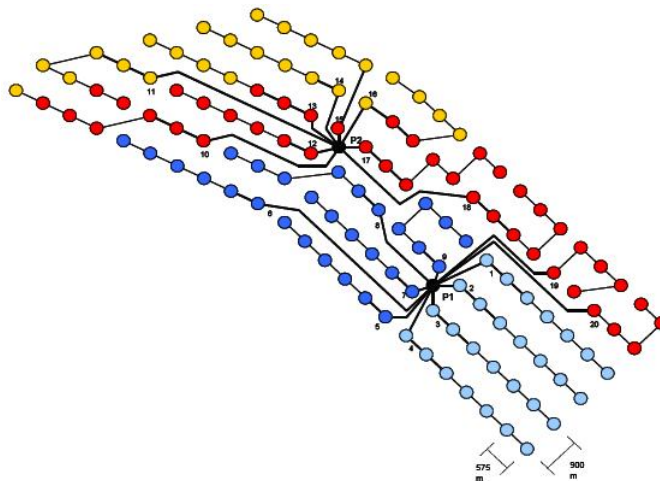
Kuva 6.15. BARD Offshore 1. [85]

ABB toimittaa HVDC-yhteyden ja sen investointikustannukset kokonaisuudessaan ovat noin 300 M€ [122]. Merituulipuiston kokonaiskustannukset ovat todennäköisesti noin 1500 M€, jos käytetään luvun 5.4. Euroopan merituulivoima arvioita

tuulivoimakapasiteetin keskimääräisestä kustannustasosta. Merituulipuiston sisäiseen sähköverkkoon tarvitaan noin 106 km kaapelia ja sen hinta on noin 22 M€[123].

6.3.7. Kriegers Flak, Ruotsi, Tanska ja Saksa

Perusvaihtoehto Kriegers Flakin liittämiseksi sähköverkkoon on, että Saksan, Ruotsin ja Tanskan hankkeille rakennetaan omat siirtoyhteydet ja tuulipuistohankkeiden rakennuttajat laativat omat valmistumisaikataulut. Säteittäinen verkko ei kuitenkaan tuo mitään lisäarvoa sähkönsiirron kannalta ja tulevaisuudessa Ruotsin ja Saksan välille joudutaan mahdollisesti rakentamaan erillinen siirtoyhteys. Kuvassa 6.16. on Ruotsin puolelle suunniteltu Kriegers Flak 2 merituulipuistoon verkkotopologia. Siinä on kaksi merimuuntoasemaa, joissa teho on jaettu kahdelle muuntajalle. Muuntaja-asemien väliin on suunniteltu varayhteys mahdollisen muuntaja- tai kaapelivian varalle. [124]

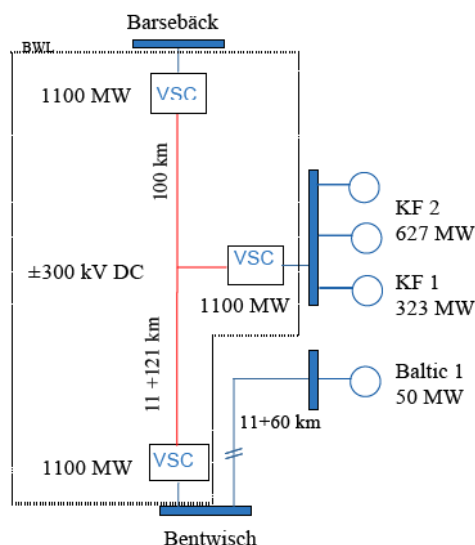


Kuva 6.16. Kriegers Flak 2 Ruotsin merituulipuiston suunniteltu topologia. [124]

Yhdistämällä maiden välinen siirtoyhteys merituulipuiston yhteyteen voidaan mahdollisesti säästää investointikustannuksissa verrattuna erillisiin projekteihin. Saksan ja Ruotsin merituulipuistojen väliin tarvitaan HVDC-tekniikkaan perustuva taajuusmuuttaja-asema, jos HVAC-järjestelmää käytetään merituulipuistojen ja maiden väliseen sähkönsiirtoon. Lisäksi Tanskan ja Ruotsin välistä siirtotehoa voidaan kontrolloida esimerkiksi vaiheensiirtomuuntajalla, jolla säädetään tehokulmaa verkkojen välillä. Siirtokaapeleita tarvittaisiin enemmän kuin perusratkaisussa mutta merituulipuistojen yhdistäminen voitaisiin toteuttaa myös myöhemmässä vaiheessa. Tällöin investointeihin liittyvää riskiä voitaisiin pienentää, kun taajuusmuuttaja-asema ja lisäkaapeloinnit voitaisiin toteuttaa vasta merituulipuistojen valmistuttua. Taajuuden muutos voitaisiin toteuttaa esimerkiksi back-to-back muuttajalla, jota käsiteltiin luvussa 4.1.2. DC-verkkoratkaisu. [124]

HVDC-tekniikkaan perustuvassa sähkönsiirtoyhteydessä jokaisessa kohdemaassa pitäisi olla jännitevälipiirillinen VSC-asema (Voltage source converter) ja Kriegers Flakissa

tuulivoimateho olisi tarvittaessa jaettuna kahdelle VSC-asetalle. Tällä hetkellä yhdellä VSC-asetalla, jonka jännite on ± 300 kV, voidaan siirtää enintään 1100 MW. Se riittäisi Kriegers Flak merituulipuiston Saksan ja Ruotsin osuuksien siirtoon ja vapaata siirtokapasiteettia maiden välille jäisi vähintään 500 MW. Tyynellä säällä tuulivoimaloiden seisoessa sähkömarkkinoiden käytössä voisi olla koko kaapelin siirtokapasiteetti. Kuvassa 6.17 on Ruotsin ja Saksan välille suunniteltu HVDC-yhteys, jossa siirtotehona on 1100 MW. Tässä vaihtoehdossa Ruotsin puoleinen sähkönsiirtoetäisyys on 100 km, koska lähimmässä 400 kV liityntäpisteessä ei ole vapaata siirtokapasiteettia 1100 MW teholle. [124;125]



Kuva 6.17. HVDC-vaihtoehto Ruotsin ja Saksan välillä, kun siirtoteho 1100 MW. [124]

Käyttämällä HVDC-asemia, joiden jännite on ± 150 kV, voidaan sähkötehoa siirtää enintään 570 MW. Käytännössä Ruotsin merituulipuiston kokonaisteho mitoitettaisiin samaan 570 MW:iin. Tällöin vain nimellistehoa pienemmällä tuotannolla voitaisiin Saksan ja Ruotsin välillä siirtää sähköä Kriegers Flak merituulipuiston kautta. Sähkönsiirtokapasiteetti Saksan ja Ruotsin välillä olisi puhtaasti tuuliolosuhteista riippuvainen. [124;125]

6.4. Yhteenveto merituulipuistojen sähköverkoista

Euroopassa käytössä olevien merituulipuistojen keskimääräinen teho vuoden 2009 lopussa oli 54 MW EWEA:n merituulipuistojen tilastosta laskettuna [3]. Tilastoissa on mukana monta kokonaiskapasiteetiltaan pientä merituulipuistoa, jotka pienentävät puistojen keskimääräistä tehoa. Jatkossa kauemmas merelle rakennettavien merituulipuistojen koko tulee kasvamaan, kuten esimerkiksi Iso-Britannian kierroksen kolme projekteista voidaan päätellä.

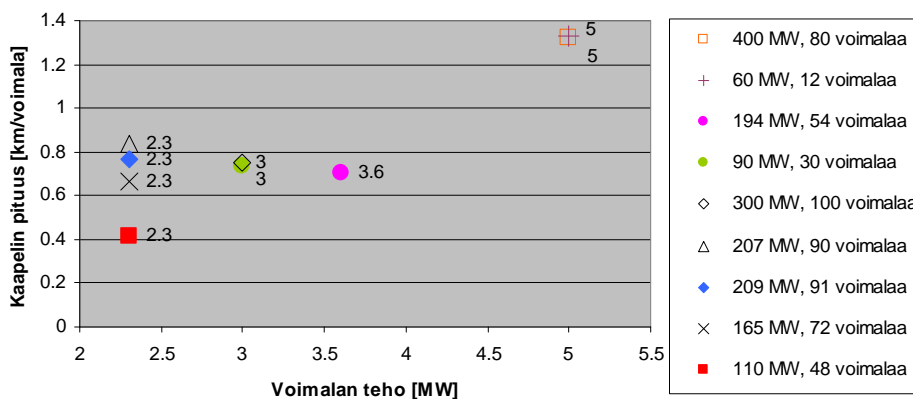
Tässä luvussa käsiteltyjen merituulipuistojen tuulivoimaloiden perustietoja on kerättyinä taulukkoon 6.2. Generaattorityypit poikkeavat valmistajien välillä mutta käytännössä jokaisessa tuulivoimalassa on taajuusmuuttaja. Verkon jännitettä voidaan ohjata

taajuusmuuttajan avulla säätämällä loistehon tuotantoa. Kuitenkin merituulipuistoissa tarvitaan merikaapeleissa muodostuvalle loisteholle omat kompensointilaitteet mikäli jännitetaso ja siirtoetäisyys kasvavat.

Taulukko 6.2. Tuulivoimaloita toteutuneissa ja suunnitelluissa merituulipuistoissa.

Valmistaja	Malli	Teho [MW]	Gene-raattori	Roottorin halkaisija [m]	Taajuus-muuttaja	Merituulipuistot
Siemens	SWT-2,3-82	2,3	asynkr.	82	Täysteho	Nysted
	SWT-2,3-93	2,3	asynkr.	93	Täysteho	Lillgrund, Rödsand II, Horns Rev II, Walney, Baltic 1
	SWT-3,6-107	3,6	asynkr.	107	Täysteho	Burbo Bank, Lynn & Inner Dowsing, Gunfleet Sands I ja II, Greater Gabbard, Sheringham Shoal, London Array, Gwynt Y Môr
Vestas	V80/2MW	2,0	DFIG	80	Osateho	Horns Rev I, Prinses Amalia
	V90/3MW	3,0	DFIG	90	Osateho	Egmond ann Zee, Robin Rigg, Thanet
BARD	5.0	5,0	DFIG	122	Osateho	BARD Offshore 1
Repower	5M	5,0	DFIG	126	Osateho	Ormonde, Alpha Ventus
Areva	Multibrid	5,0	synkr.	116	Täysteho	Alpha Ventus
Winwind	3 MW	3,0	synkr.	100	Täysteho	Ajos, Gässlingegrund

Merituulipuiston sisäisen sähköverkon muodostamiseen vaikuttaa tuulivoimaloiden teho ja varjostusvaikutus. Suuremmilla tuulivoimaloilla tarvitaan pidempiä etäisyyksiä voimaloiden välillä, kuten kuvasta 6.18. voidaan havaita käytettäessä 5 MW voimaloita. Kuvassa 6.18. on esitetty merituulipuistoissa käytettyjen keskijännitekaapelien keskimääräisiä pituuksia tuulivoimalaa kohden erilaisilla puiston ja voimaloiden tehoilla. Varjostusvaikutusta on käsitelty luvussa 2.4. *Merituulipuistokonsepti*.



Kuva 6.18. Merituulipuiston sähköverkon keskijännitekaapelin keskimääräinen pituus voimalaa kohden eräissä Euroopan merituulipuistoissa.

Euroopassa käytössä olevissa merituulipuistoissa on yleensä myös merimuuntamo, kun merituulipuiston kapasiteetti ylittää 90 MW. Iso-Britanniassa useimmat 90 MW

merituulipuistot ovat ilman merimuuntamoaa ja Hollannissa Egmond aan Zee merituulipuiston 108 MW siirretään 22 km matka keskijännitteellä sähköasemalle. Ruotsissa Lillgrundin 110 MW merituulipuistossa on päädytty merimuuntoaseman käyttöön, vaikka siirtomatka verkkoonliityntäpisteeseen on lyhyempi kuin esimerkiksi Egmond aan Zee merituulipuistossa. Karkeasti voidaan arvioida, että yli 100 MW merituulipuistoissa tarvitaan merimuuntoasema, kun siirtomatka on yli 20 km. Suuremmilla tehoilla tai pidemmällä siirtoetäisyyksillä päädytään myös yleensä merimuuntamon käyttöön. Taulukossa 6.3. on kerättyä merituulipuistojen sähköverkkojen tietoja.

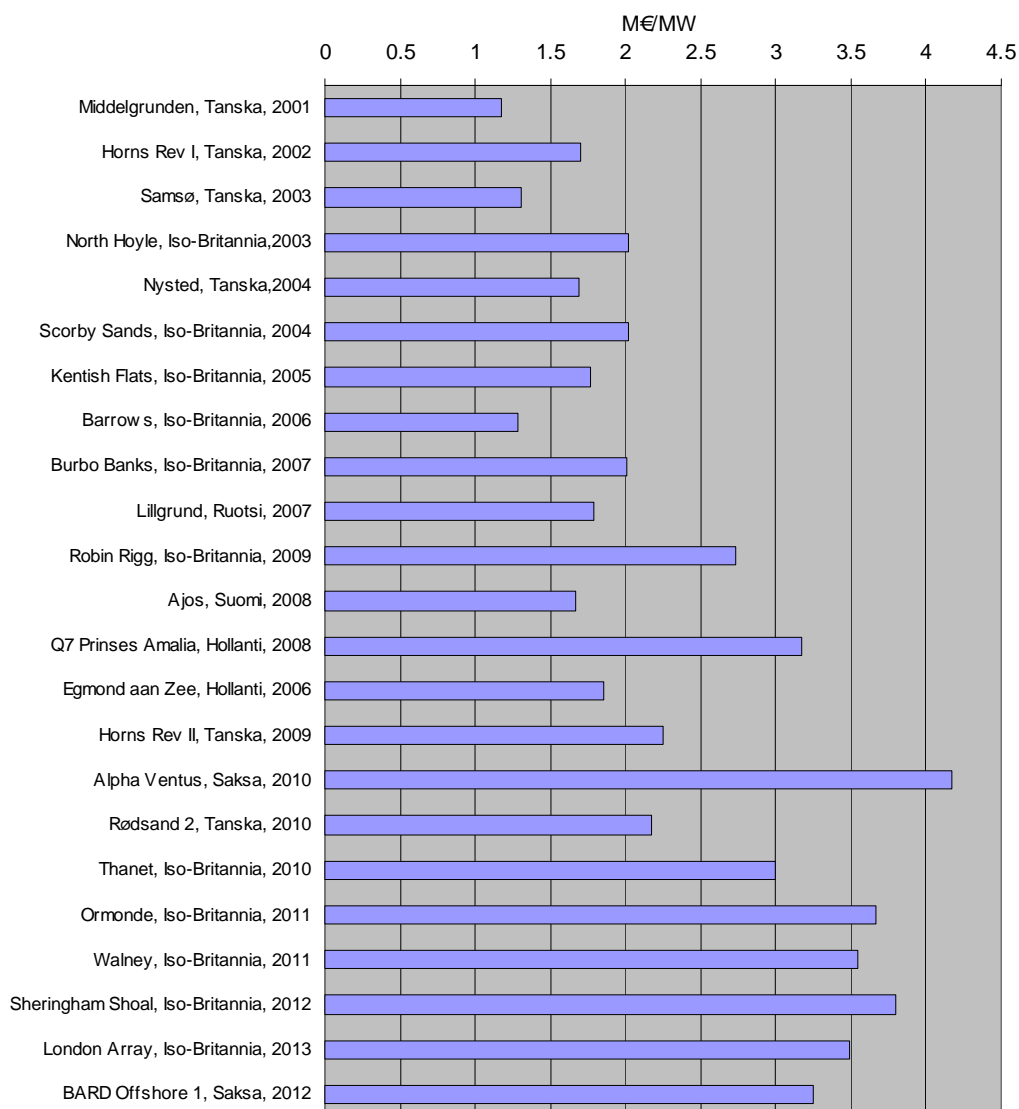
Taulukko 6.3. Sähköverkkoratkaisuja merituulipuistoissa.

Maa	Suunniteltuja ja käytössä olevia merituulipuistoja	Käyttövuosi	Teho [MW]	Tuulivoimaloita	Jännite tuulipuistossa [kV]	Merimuuntoasema	Siirtojännite [kV]	Siirtotekniikka	KJ-verkko [km]	Siirtoetäisyys meri + maa [km]	Siirtokaapeli [km]	Verkkoonliityntäjännite [kV]
Iso-Britannia	North Hoyle	2003	60	30	33	-	33	AC	?	12	2	132
	Scroby Sands	2004	60	27	33	-	33	AC	?	10	3	132
	Kentish Flats	2005	90	30	33	-	33	AC	?	10	3	132
	Barrow	2006	90	30	33	X	132	AC	22	26+3	1	132
	Burbo Bank	2007	90	25	33	-	33	AC	?	7,5+4	3	132
	Gunfleet Sands	2007	172	48	33	X	132	AC	?	10	1	132
	Lynn and Inner Dowsing	2008	194	54	33	-	33	AC	38	42	6	132
	Robin Rigg	2011	180	60	33	X	132	AC	?	15	2	132
	Sheringham Shoal	2011	316	88	33	X	132	AC	?	22+22	2	132
	Walney	2011	367	102	33	X	132	AC	?	44+5	2	132
	Thanet	2011	300	100	33	X	132	AC	75	11	2	132
	Greater Gabbard	2011	500	140	33	X	132	AC	?	26	3	?
	Ormonde	2011	150	30	33	X	132	AC	?	20	2	132
	London Array p1	2012-	630	175	33	X	150	AC	?	55	4	400
Gwynt y Mor	2013-	750		33	X	?	?	?	>15	?	400	
Tanska	Samsø	2003	23	4	33	-	33	AC	?	-	1	-
	Middelgrunden	2001	40	20	33	-	33	AC	?	-	-	-
	Horns Rev I	2002	160	80	33	X	150	AC	?	55	1	150
	Horns Rev II	2009	209	91	33	X	150	AC	70	100	1	150
	Nysted	2004	165	72	33	X	132	AC	48	29	1	132
	Rødsand II	2010	207	90	33	X	132	AC	75	48	2	132
Ruotsi	Lillgrund	2007	110	48	33	X	132	AC	20	17	1	130
	Gässlingegrund	2009	30	10	33	-	-	AC	?	4	1	-
	Kriegers Flak	2017	640	128	-	X	-	AC/DC	?	100	2-3	400
Hollanti	Egmond ann Zee	2006	108	36	34	-	34	AC	?	22	3	150
	Prinses Amalia	2008	120	60	22	X	150	AC	?	27	1	150
Saksa	Alpha Ventus	2009	60	12		X	110	AC	16	66	1	380
	Baltic 1	2010	52	21		X	?	AC	?	>15	1	-
	BARD Offshore 1	2010	400	80		X	150	AC/DC	106	200	2	380
	Kriegers Flak	2017	330	66		X	?	AC/DC	?	120	2	380

Toistaiseksi merimuuntamoiden jännitetasot on valittu kantaverkon liityntäjännitteen mukaan. Esimerkiksi Tanskassa Horns Rev 1 ja 2 merituulipuistojen liityntäjännite on 150 kV, joka on Länsi-Tanskan siirtoverkon alempi jännitetaso. Vastaavasti Nysted ja Rødsand 2 merituulipuiston liityntäjännite on 132 kV, joka on taas Itä-Tanskan siirtoverkon alempi jännitetaso. Suomessa käytetään siirtoverkossa 110 kV, 220 kV ja 400 kV jännitteitä. Kuten luvussa *4.1.1. AC-verkkoratkaisu* todettiin, Suomessa 220 kV siirtojännitteen käyttö todennäköisesti vähenee kantaverkkotasolla. Jatkossa pitäisi valita käytännössä 110 kV tai 400 kV jännitetaso, jos halutaan vähentää muuntajien määrää merituulipuiston sähköverkossa. Valitsemalla siirtoverkon jännitteestä poikkeava siirtojännite esimerkiksi Euroopassa toteutettujen merituulipuistojen perusteella pitää verkkoonliityntäpisteessä olla joka tapauksessa erilliset muuntajat. Tämä saattaa rajata joidenkin merituulipuistojen siirtojännitteeksi esimerkiksi 110 kV, jos investointikustannukset muuttuvat taloudellisesti kannattamattomiksi suuremmalla jännitetasolla. Samalla saatetaan päätyä alemman teholuokan tuulivoimaloihin tai niiden määrää karsitaan.

7. Taloudellinen tarkastelu

Vaihtojänniteverkon investointikustannukset on yleensä hyvin hallittavissa standardoitujen komponenttien ja tunnetun tekniikan ansiosta. Alalla on monta verkkotuotteiden valmistajaa ja asennusyhtiötä. Tasasähköjärjestelmät suunnitellaan tapauskohtaisesti ja valmistuneiden projektien vertailulla saadaan yleensä vain investointikustannusten kokoluokka selville. HVDC-tekniikka-alalla on vain muutama suuri valmistaja. Näiden keskinäinen kilpailu on varsin vähäistä ja kysynnän ollessa tuotantokapasiteettia suurempi hinnat ja toimitusajat nousevat.



Kuva 7.1. Merituulipuistojen kokonaiskustannukset tehoyksikköä kohden.

Suurjännitekaapeleiden valmistajia on yhtä lailla vain muutama, joten tilaajien on oltava valmiita maksamaan markkinahinta. Kustannuksia voi karsia esimerkiksi pienentämällä kaapeleiden siirtokykyä, mutta tämä vaikuttaa kokonaisuudessaan myös tuulipuiston

energiantuotantoon. Kuvassa 7.1. on esitettyä toteutuneiden ja joidenkin suunniteltujen merituulipuistojen investointikustannuksia suhteutettuna kapasiteettiin. Ylin kuvassa oleva merituulipuisto on vuonna 2001 valmistunut ja tällöin investointikustannukset tehoyksikköä kohden olivat suhteellisen alhaisia. Vuosina 2008 ja 2009 on havaittavissa pientä kustannusten nousua ja vuonna 2010 tai sen jälkeen valmistuvien merituulipuistojen yksikkökustannus on yli 3 M€/MW. [126]

7.1. Sähköverkon investointikustannukset merituulipuistossa

Merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset muodostuvat pääosin kaapeloinneista ja merimuunto- sekä sähköasemasta. Kaapeleiden hinnat vaihtelevat jännitetason ja siirtotehon mukaan. Suurjännitteelle suunniteltuja merikaapeleita käytetään yleensä 110-150 kV jännitteillä. Poikkeustapauksissa käytetään yli 220 kV AC-kaapelia sähkönsiirrossa, koska yleensä teho saadaan siirrettyä alemmalla jännitteellä ja suuremmalla jännitteellä kaapeli tuottaa enemmän loisvirtaa. HVDC-järjestelmä valitaan merituulipuistoon, jos runsaasti tehoa pitää siirtää pitkä matka kaapelin välityksellä. Avojohtoja käytettäessä loistehosta ei olisi niin suurta ongelmaa kuin kaapeleilla mutta meriolosuhteissa avojohtojen käyttö ei ole vaihtoehtona. Siirtoyhteys rannikolta lähimpään verkkoonliityntäpisteeseen voidaan kuitenkin tehdä avojohtoilla, jos ympäristönäkökulmat sen sallivat.

Suuri tuulipuistoalue rakennetaan usein erillisinä kokonaisuuksina, koska voimalat yhdistetään joka tapauksessa useammalle merimuuntamolle. On taloudellisesti järkevää keskittyä vain tietyn osan rakentamiseen kerralla, jolloin työt jakautuvat tasaisemmin ja kustannukset pienenevät. Samaan tehtävään tarvitaan vähemmän työryhmiä ja aluksia, kun rinnakkaisesti suoritettavia työkohteita on vähemmän. Osa merituulipuiston kapasiteetista voidaan ottaa käyttöön aikaisemmin, kunhan tarvittavat käyttöönototestaukset on suoritettu. Samalla saadaan merimuuntamon toiminnat testattua ja tarvittavat säätötyöt tehtyä. Tämä nopeuttaa osaltaan koko merituulipuiston käyttöönottoa, koska mahdolliset puutteet voidaan havaita aikaisemmin.

Merikaapelien hinnat vaihtelevat kysynnän mukaan. Taulukossa 7.1. on esitettyä joidenkin merituulipuistojen kaapelointien kokonaishintoja, jotka sisältävät yleensä myös kaapeleiden asennuksen muuntamalla ja voimaloissa. Kaapeleiden upotus merenpohjaan on yleensä projektin meriperustuksista vastaavan yhtiön vastuulla tai erillisellä kaapelien asennusyhtiöllä. Joka tapauksessa tarvitaan erikoisaluksia, jotka soveltuvat kaapelin laskemiseksi merenpohjaan. Näiden kustannukset tulevat lisäksi kaapelointien hintoihin mutta ne eivät vaikuta valittavaan verkkotopologiaan niin kauan kun kaapelien lukumäärä ja pituudet pysyvät samoina.

Taulukko 7.1. Merituulipuistojen sähköverkkoratkaisuja

Merituulipuisto	Kaapelipituus sisäinen+(siirtokaapeli meri+maa) [km]	Voimaloita	Puiston teho [MW]	Kaapelin hinta sisäinen +(siirtokaapeli) [M€]	Investointikustannuksia
Lillgrund	20+(7+2)	48	110,4	13	
Nysted	48	72	165,5		10,4 M€ merimuuntamo
Horns Rev 1	(21)	80	160	(8)	21,4 M€ merimuuntamo, 40 M€ sähköas. +siirtokaap.
Horns rev 2	70	91	209	30	110 M€ liittymiskust
Rødsand 2	75+(56+48)	90	207		40 M€ sähköas. +siirtokaap.
Q7 Prinses Amalia	40+(28+7)	60	120		25 M€ merimuuntoasema ja kaapelointi
Alpha Ventus	16+(60)	12	60	(-25)	8,5 M€ merimuuntamo
Sheringham Shoal	(44)	88	316	12+(24)	60 M€ merimuuntoasema ja sähköasema
Ormonde	25+(43+2,8)	30	150	27	Kaikki merikaapelit
Thanet	75+(54)	100	300	yhteensä 36	50 M€ maakaapelit, sähköasema ja merimuuntamo, 36 M€ merikaapelit
BARD Offshore 1	106+(125+75)	80	400	22	HVDC-yhteys 300 M€

Merimuuntoaseman investointikustannukset ovat noin 10-20 M€ riippuen muuntajien määrästä, tehosta ja apulaitteista. Muuntajien tehot ovat 120-180 MVA toteutuneissa merituulipuistoissa. Merimuuntoasemalla käytetään yleensä GIS-kytkimiä tilan säästämiseksi. Lisäksi tarvitaan jokin varavoimakone tuottamaan sähköä tärkeimmille ohjaus- ja toimintayksiköille verkkokatkoissa.

Sähköaseman kustannuksiin vaikuttaa laitteistojen ohella myös alue, jolle asema perustetaan. Kaava-alueella joudutaan mahdollisesti käyttämään kaasueristeistä ratkaisua, koska tarvittavaa tilaa ilmaeristeiselle sähkökentälle ei välttämättä ole ja maan hinta on korkeampi kuin investointikustannukset kaasueristeisiin laitteistoihin. Rakentamattomalla alueella voidaan käyttää ilmaeristeisiä laitteita ja silloin myös avojohtojen käyttö verkkoonliitynnässä on yleensä kannattavin vaihtoehto. Siirtoverkkoon liitettävän 400 kV ja 400 MVA sähköaseman investointikustannukset voivat olla noin 20-30 M€ riippuen kiskostojen ja muuntajien määrästä sekä kytkinlaitteista. Pelkän muuntajan hinta on noin 4 M€

Horns Rev tuulipuiston merimuuntoaseman investointikustannukset ovat kokonaisuudessaan 21,4 M€ Tämä on noin kaksi kertaa Nysted tuulipuiston merimuuntoasemaa suurempi. Eroja selittää muuntoaseman varustelutaso ja varavoimageneraattorin dekadia suurempi teho Horns Rev merimuuntoasemalla. Generaattoria tarvitaan syöttämään virtaa sähkökatkon yhteydessä sähköaseman ja tuulivoimaloiden apulaitteille ja sen mitoittamiseen voi vaikuttaa tuulipuiston voimalatyyppi. Esimerkiksi Horns Rev merituulipuiston voimaloissa on DFIG-

generaattorit ja Nystedissä täystaajuusmuuttajan avulla kytketyt epätahtigeneraattorit. Muuntamokustannukset on esitetty taulukossa 7.2.

Taulukko 7.2. Merituulipuistojen muuntamokustannuksia Tanskassa.[73;127;65]

Merimuuntamo kustannukset	Yhteensä [M€]	M€MW	Nimellisteho [MVA]	Jännitetaso [kV]
Horns Rev	21,4	0,134	160	150/33
Nysted	10,4	0,063	180	132/33

Merikaapeleiden hinnat vaihtelevat johtimen poikkipinta-alan ja jännitetason mukaan. Taulukossa 7.3. on kerätty kaapeleiden ja avojohtojen yksikköhintoja useasta eri lähteestä ja pyritty arvioimaan näiden pohjalta todellista hintatasoa [128;129;130;131;133]. Djapic ja Strbac ovat käyttäneet raportissaan kaapelin upotuskustannuksiksi merellä noin 0,4 M€/km [128]. Tämä käytännössä kaksinkertaistaa kaapelointien investointikustannukset asennuksineen. Samassa raportissa maakaapelin kaivuukustannukset ovat 0,75 M€/km. Tämä on merkittävästi enemmän kuin pelkän kaapeliojan hinta joka voi olla vain 0,01-0,05 M€/km esteettömässä maastossa. Kalliimpi kaivuukustannus on todennäköisesti käytössä valmiiksi rakennetuilla alueilla, joissa joudutaan varomaan muuta kunnallistekniikkaa ja mahdollisesti maksamaan korvauksia käytetyistä maa-alueista. Upotus- ja kaivuukustannuksiin vaikuttavat myös tarvittavat mekaaniset suojaukset ja alueen tai merenpohjan maalaji.

Taulukko 7.3. Kaapelien ja avojohtojen yksikkökustannuksia.

		Hinta [M€/km]
Merikaapeli	Keskijännitekaapeli 95-400 mm ²	0,1-0,3
	Suurjännitekaapeli 500-1200 mm ²	0,4-0,7
	DC merikaap. pari +/- 150 kV	0,4
Maakaapeli	Suurjännitekaapeli	0,4-0,7
	DC maakaap. pari +/- 150 kV	0,3
Avojohto	110 kV puupylväs	0,115
	400 kV harustettu	0,202
	110 kV kaukokäyttöinen johtoerotin	0,035 kpl
	110 kV johtoaluekorvaus	0,022
	400 kV johtoaluekorvaus	0,030

Sähkö- ja merimuuntoaseman sekä HVDC-asemien investointikustannuksia on kerätty taulukkoon 7.4. Sähköasemalle tarvitaan muuntajien lisäksi kiskokojeistot ja perustukset. Taulukossa 7.4. kiskokojeistojen kokonaishinnassa on mukana suojaus ja automaation perushinta lisäkenttineen. Lisäksi hinnassa on mukana muuntajaperustus ja liityntäkustannukset. Merimuuntoaseman investointikustannus sisältää muuntajat, katkaisijat ja oheislaitteet, kun taas 400 kV muuntaja on vain yksittäinen komponentti

sähköasemalle. Liittyminen siirtoverkkoon tapahtuu katkaisijakentän kautta, joka toimii ainakin Suomessa myös verkkoonliityntäpisteinä. Liittymisehtojen täyttämiseksi tarvitaan sähköasemalle kompensointilaitteita, joiden hinta vaihtelee tehon ja jännitteen mukaan.

Taulukko 7.4. Sähkö- ja merimuuntoaseman sekä HVDC-asemien investointikustannuksia.

		Hinta [M€kpl]
Sähköasema, ilmaeristeinen	2-kiskokojeiston perushinta	0,476
	Kokonaishinta ilman muuntajaa	0,62
Sähköasema, kaasueristeinen	2-kiskokojeiston perushinta	0,71
	Kokonaishinta ilman muuntajaa	0,88
	Katkaisijakenttä 400 kV asemalla	2
	Katkaisijakenttä 220 kV asemalla	1
Muuntaja	110 kV muuntaja, 100 MVA	0,984
	Muuntaja 400/110/21 kV, 400 MVA	4
Merimuuntoasema	110...150/33 kV, 120 MVA	12
Reaktorit	Reaktori 20 kV, 60 MVar	0,250
	150 MVar	2...4
HVDC asemat	HVDC 400 MW	300
	AC/DC konvertteri	136,4 M€/pari

Jännitevälipiirillisiä HVDC-yhteyksiä on rakennettu enimmäkseen turvaamaan joidenkin saarialueiden sähköverkoja. Esimerkiksi Gotlannin ja Ruotsin välillä on ollut käytössä jo yli 10 vuotta 50 MW VSC-tasasähköyhteys [132]. Uusin HVDC-projekti liittyy Saksan edustalle rakennettavaan Borkumin merituulialueeseen. Projektissa siirtoetäisyys on 200 km ja mitoitusteho 400 MW. HVDC-järjestelmän investointikustannukset ovat kokonaisuudessaan noin 300 M€ HVDC-järjestelmässä täytyy huomioida myös se että sekä merelle että sähköasemalle saatetaan tarvita muuntajat jännitteen korottamiseksi ensin tasasuuntausta varten ja sitten siirtoverkon jännitteeseen.

7.1.1. Sähköverkon investointikustannuksia 400 MW merituulipuistossa

Merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset muodostuvat sähkö- ja merimuuntoasemasta, merituulipuiston kaapeleista ja siirtojohdoista. Tarkasteltavassa esimerkissä merituulipuiston kokonaisteho on 400 MW, tuulivoimaloiden teho 5 MW ja keskimäärin näiden välimatka on noin 1,3 km. Jännitetasoina esimerkissä käytetään keskijännitteen osalta 33 kV, siirtokaapelin jännitteenä 110 kV ja 150 kV ja avojohdon jännitteenä 400 kV. Merimuuntoasemalla voi olla yksi tai kaksi muuntajaa ja merimuuntoasemia voi olla yhdestä kolmeen kappaletta merituulipuistossa. Muuntajien

tehoiksi on valittu 120-220 MVA. Muuntajien tehot ovat hiukan ylimitoitettuja niiden toiminnan varmistamiseksi meriolosuhteissa yli 20 vuoden ajan. Sähköasemalle sijoitetaan joko yksi 400 MVA tai kaksi 220 MVA muuntajaa, jotka nostavat jännitteen 400 kV:iin.

Laskettavassa esimerkissä siirtoetäisyys merimuuntoasemalta rannikolle on 30 km. Rannikolta etäisyyttä sähköasemalle on 5 km ja säteittäisen avojohdon pituus sähköasemalta liityntäpisteeseen on 20 km. Merituulipuiston 400 MW kapasiteetti jaetaan kahdelle tai kolmelle merikaapelille. Yksittäisen merikaapelin suurin sallittu virta on noin 700-800 A, kun johtimen poikkipinta-ala on 500-800 mm². Käytettävät jännitteet valitaan kaapelilukumäärään sopivaksi. Kolme kaapelia käytettäessä siirretään tuotanto 110 kV jännitteellä ja kahden kaapelin tapauksessa 150 kV jännitteellä. Maakaapelin poikkipinta-ala valitaan suuremmaksi johtuen asennusympäristön vaikutuksesta kaapelin termiseen kuormitettavuuteen.

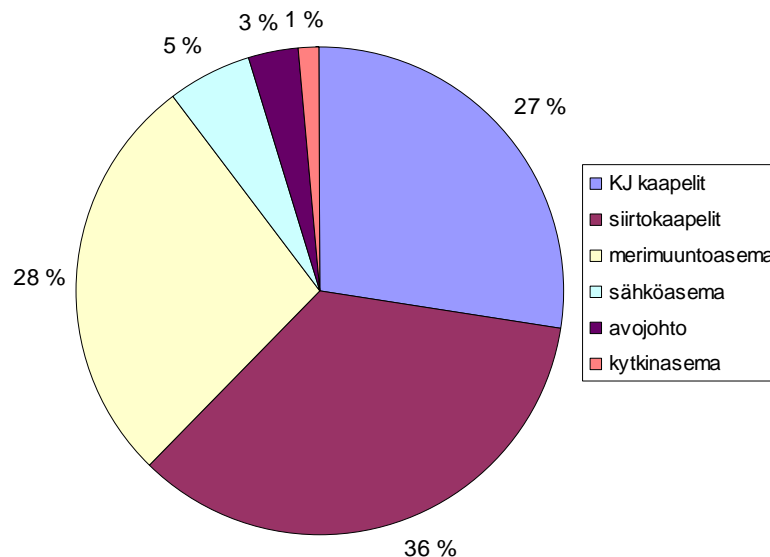
Esimerkissä tarvitaan lisäksi 400 kV säteittäinen avojohdotto, joka liitetään siirtojohtoon kytkinaseman kautta. Loistehon kompensointilaitteisto voidaan sijoittaa sähköasemalle tai merimuuntoasemalle. Näiden investointikustannuksissa on kuitenkin eroja johtuen sijoituspaikan vaatimuksista ja tilakustannuksista. Taulukossa 7.5. on kerättyä esimerkin lähtötietoja muutamalla jännitevaihtoehdolla. Kaapeleiden yksikköhinnat ja asennuskustannukset ovat arvioita, jotka perustuvat lukuun 7.1. *Sähköverkon investointikustannukset merituulipuistossa.*

Taulukko 7.5. Merituulipuiston sähköverkon investointikustannuksia.

Siirtokaapelit, meri, 30 km	Määrä [kpl]	Johdin [M€/km]	Asennus [M€/km]	Inv. kulut [M€/km]	Yhteensä [M€]
500 mm ² , 110 kV	3	0.30	0.375	0.675	60.75
630 mm ² , 150 kV	2	0.42	0.375	0.795	47.7
Keskijännitekaapelit, meri, á 1,3 km					
95 mm ²	32	0.10	0.30	0.400	16.64
Vaihtoehto 1 240 mm ²	32	0.20	0.30	0.500	20.8
400 mm ²	16	0.30	0.30	0.600	12.48
95 mm ²	32	0.10	0.30	0.400	16.64
Vaihtoehto 2 185 mm ²	32	0.18	0.30	0.480	19.968
300 mm ²	16	0.25	0.30	0.550	11.44
Siirtokaapelit, maa, 5 km					
630 mm ² , 110 kV	3	0.24	0.75	0.990	14.85
800 mm ² , 150 kV	2	0.35	0.75	1.100	11
Avojohto, 20 km					
1-Finch 400 kV	1	0.027	0.30	4.64	4.64

Merimuuntoasema	Teho/ muuntaja [MVA]	Perust. kust. [M€/kpl]	Perust. muutt. kust. [M€/MVA]	Teho kust. [M€/MVA]	Yhteensä [M€]
1 muuntaja/asema, 2 muuntoasemaa	220	6.25	0.02296	0.0287	37.822
2 muuntajaa/asema, 2 muuntoasemaa	120	6.25	0.0287	0.036	43.56
Sähköasema	Teho [MVA]	Kiint. kust. [M€/kpl]	Teho kust. [M€/MVA]	Yhteensä [M€]	
1 muuntaja	400	3.125	0.0012	3.725	
2 muuntajaa	220	6.25	-----	6.25	
Katkaisijat 400 kV				2.25	
Kompensointi	Teho [MVA _r]	Reaktoreja	Teho [MVA _r /kpl]	Teho kust.[M€/MVA _r]	Yhteensä [M€]
Reaktori	80	2	40	0.01875	1.5
Kytkinasema 400 kV					2

Kokonaisuudessaan taulukon 7.5. mukaisesti 400 MW merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset olisivat noin 130-160 M€ riippuen valittavista kaapeleista ja siirtojännitetasosta. Tämä on kuitenkin vain suuntaa antava arvio, koska mittaus- ja ohjausjärjestelmien sekä sähköaseman investointikustannukset määrittyvät valittavan kokonaisuuden mukaan. Kuvassa 7.4. on esitettyä investointikustannusten periaatteellinen jakautuminen sähköverkon osien kesken esimerkitapauksessa.



Kuva 7.4. Merituulipuiston sähköverkon investointikustannusten jakautuminen.

Kuvasta 7.4. voidaan havaita, että merikaapeleiden investointikustannukset ovat merkittävimpiä, kun huomioidaan myös niiden asennuskustannukset. Lyhyemmällä siirtoetäisyyksillä sähkö- ja merimuuntoasemien investointikustannukset muuttuvat hallitseviksi. Maalla avojohdojen rakentaminen on edullisempaa kuin kaapelointi ja näiden investointikustannusten suhdeluku voi olla noin 4-10 [133]. Esimerkin

tapauksessa sähköverkon osuus merituulipuiston investointikustannuksista on noin 12 %, jos puiston investointikustannukset olisivat 3 M€/MW, ja 20 %, jos investointikustannukset olisivat 2 M€/MW.

HVDC-siirtoyhteyttä käytettäessä merituulipuiston sähköverkon investointikustannuksiin tulevat lisäksi suuntaaja-aseamista muodostuvat kustannukset. Siirtokaapeli on tasajännitekaapelia ja siirtoetäisyys merimuuntoaseman ja sähköaseman välillä on 35 km. Jännitevälipiirillisen HVDC-järjestelmän investointikustannukset ovat taulukossa 7.6. Taulukossa esitetyillä investointikustannuksilla HVDC-tekniikkaa käytettäessä merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset olisivat yhteensä noin 300 M€ jos merituulipuistossa tarvitaan edelleen taulukon 7.5. mukaiset sähkö- ja merimuuntoasemat sekä KJ-merikaapelit. Pelkän HVDC-yhteyden investointikustannukset ovat 200 M€

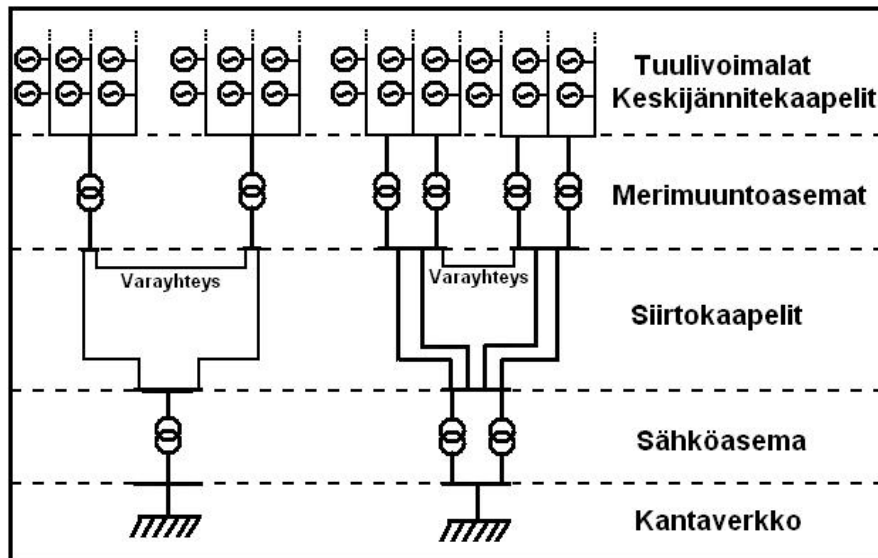
Taulukko 7.6. HVDC-siirtoyhteyden investointikustannuksia.

Siirtokaapelit, HVDC	Määrä [kpl]	Kaapeli [M€/km]	Asennus [M€/km]	Inv. kulut [M€/km]	Yhteensä [M€]
1000 mm ² , 150 kV, 35 km	Pari	0.39	0.45	0.84	29.4
HVDC-asema	Teho [MW]	Kiint. kust. [M€/kpl]		Teho kust. [M€/MW]	Yhteensä [M€]
Kaksi suuntaaja-asemaa	400	31.25		0.1375	172.5

Esimerkin tapauksessa suuntaaja-asemien investointikustannukset ovat HVAC-järjestelmän investointikustannuksia kalliimmat. Jotta investointi HVDC-järjestelmään olisi kannattavampi, pitäisi siirtomatkan kasvaa samoin kuin siirrettävän tehon. Tällöin HVAC-järjestelmässä tarvitaan lisää rinnakkaisia kaapeleita ja kompensointilaitteistoja. Esimerkin kokoonpanolla siirtoetäisyyden kasvaessa investointien tasakustannuspiste HVAC- ja HVDC-järjestelmien välillä löytyy vasta noin 150 km ja 200 km välillä riippuen HVAC-järjestelmän siirtojännitteestä. Todellinen tasakustannuspiste saavutetaan kuitenkin nopeammin, kun huomioidaan myös järjestelmien häviökustannukset ja HVAC-järjestelmän loistehon vaikutukset.

7.2. Merituulipuiston sähköverkon luotettavuus

Verkon muodostamisessa painotetaan investointikustannuksia. Kuitenkin verkon teknisellä toteutuksella vaikutetaan suoraan energiahäviöihin ja keskeytyskustannuksiin. Tuulipuistojen varayhteyksillä voi olla merkittävä vaikutus vuosituotantoon, koska tuulipuiston sijainti merellä kasvattaa korjausaikoja niin merikaapeleille kuin muuntaja-asemillekin. Yleisesti sähköverkon muuntoasemat ovat varustettu kahdella muuntajalla, kun teholuokat ja luotettavuusvaatimukset kasvavat. Lähtökohtana ovat kuvan 7.2. mukaiset verkkotopologiat, joissa noin 400–600 MW tuulipuiston teho on jaettu kahdelle merimuuntoasemalle. Oikeanpuoleisessa topologiassa kaikki sähkönsiirron kannalta kriittisimmät osat on kahdennettu. Varayhteyttä voidaan käyttää, kun siirtokaapeli merimuuntoaseman ja sähköaseman välillä vikaantuu.



Kuva 7.2. Merituulipuiston perusverkkotopologioita, kun teho on jaettu kahdelle merimuuntoasemalle.

Tuulipuiston sähköverkon käytettävyyden ja luotettavuuden on oltava vähintään samalla tasolla tuulivoimaloiden kanssa. Merituulipuiston kokonaiskäytettävyyttä alentavat sähköverkkoratkaisut heikentävät muuten toimivien tuulivoimaloiden investointien kannattavuutta. Tuulipuiston päämuuntajan tai siirtokaapelin rikkoutuessa menetetään yleensä vähintään puolet tuulipuiston siirtokapasiteetista. Jos kyseessä on päämuuntaja tai siirtokaapeli, jolle ei ole korvaavaa yhteyttä, menetetään merituulipuiston koko tuotanto aina korjaukseen saakka. Keskijännitepuolelle voidaan tehdä myös varayhteyksiä, jolloin merimuuntoaseman muuntajan rikkoutuessa teho voidaan ohjata toiselle muuntajalle.

Tasasähköyhteys on suhteellisen kallis investointi ja tilauksen toimitusajat voivat olla useamman vuoden. Tässä tapauksessa siirtoyhteyden käytettävyyttä ja luotettavuutta ei yleensä paranneta rinnakkaisilla yhteyksillä vaan huolellisella suunnittelulla ja huoltotoimenpiteillä. Vaihtosähköyhteyden varaosat ovat yleensä nopeasti saatavilla ja halvempien yksikköhintojen takia teho on jaettu rinnakkaisille pääkomponenteille. Kaapelin vikautuvuus on Cigren tutkimuksessa 0,1 vikaa/100 km/vuosi [126]. Tämä tarkoittaa 100 km kaapelille keskimäärin 67,2 tunnin keskeytystä kaapelivian takia vuosittain, jos korjausaika on keskimäärin 28 vuorokautta. Todennäköisyys kaapelin vikaantumiselle voi olla huomattavasti alhaisempi mutta toisaalta Suomen olosuhteissa korjausaika talvella rikkoutuvalle kaapelille voi olla useita kuukausia. Fenno-Skan tasasähköyhteyden viassa joulukuussa vuonna 2006 korjausaika oli noin 10 viikkoa [134]. Erityisvarustellun korjausaluksen saapuminen vei noin 6 viikkoa ja varsinainen kaapelin korjaus 4 viikkoa. Jääolosuhteet eivät estäneet korjausta ja ilmatieteen laitoksen tilastojen mukaan joulukuun ja tammikuun vuosien 2006-2007 vaihteessa olivat tavallista lämpimämpiä lähes koko maassa [135].

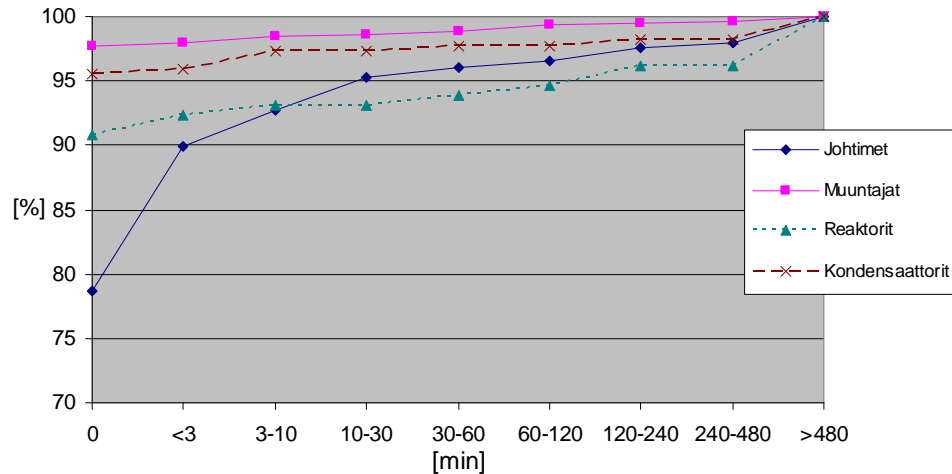
Taulukossa 7.7. on esitetty Pohjoismaiden sähköverkkojen vikatilastoista saatuja todennäköisyyksiä verkkokomponenttien vikautuvuudelle. Todennäköisyydet ovat vuosien 1998-2007 keskiarvoja. Vikojen kestoajat ovat olleet vaihtelevia ja

kompensointilaitteilla on suhteellisen suuret todennäköisyydet vikaantua. Esimerkiksi SVC-laitteistojen ohjausjärjestelmien lukkiutuessa on tarvittu uudelleenkytkentöjä, jotka luokitellaan vikatilanteiksi. Vikojen kestoajat ovat kuitenkin olleet suhteellisen lyhyitä.

Taulukko 7.7. Pohjoismaisten sähköverkkokomponenttien vikautuvuuksia. [136]

Johtimet	Vikatodennäköisyys/ vuosi/100 km
400 kV avojohdo	0.43
132 kV avojohdo	1.77
400 kV kaapeli	0.27
220 kV kaapeli	0.36
132 kV kaapeli	0.58
Muuntajat	Vikatodennäköisyys/vuosi
400 kV	0.0153
220 kV	0.0199
132 kV	0.0207
Katkaisijat	
400 kV	0.0124
220 kV	0.0103
132 kV	0.0057
Kompensointilaitteet	Vikatodennäköisyys/vuosi
Keskiarvo	0.074
Kondensaattori	0.4124
Reaktori	0.0484
SVC	0.4712

Taulukossa 7.7. 132 kV avojohdoilla esiintyy enemmän vikoja kuin muilla jännitetasoilla. Kaapelien todennäköisyys vikaantua on lähes samaa luokkaa kuin 400 kV avojohdoilla. Toisaalta avojohdot ovat alttiimpia lyhytkestoisille ylijännite- ja oikosulkuvioille kuin kaapelit ja vikojen kestoajat voivat poiketa huomattavasti kaapeli- ja avojohdoverkkojen välillä. Vikojen kestoajoja tietyille verkkokomponenteille on esitettyä kuvassa 7.3. Siitä voidaan havaita, että pitkiä komponenttien käyttöä rajoittavia katkoja tapahtuu harvoin mutta lyhytkestoisia vikoja huomattavasti enemmän. Kuvassa johtimet sisältävät sekä avojohdot että kaapelit pohjoismaisessa siirtoverkossa.



Kuvassa 7.3. Verkkokomponenttien kumulatiivinen vikojen kesto aika. [136]

7.2.1. Sähköverkon luotettavuuden vaikutus merituulipuiston tuotantoon

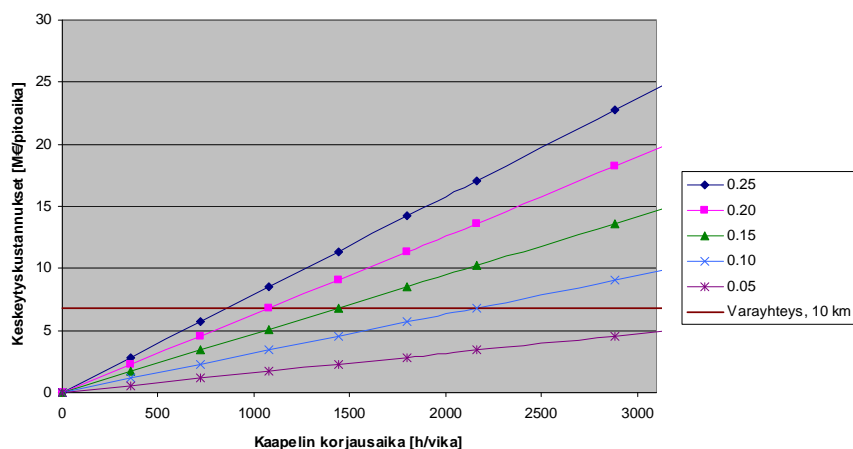
Tarkastellaan kuvassa 7.2. esitettyä verkkomallia, jossa 400 MW merituulipuiston tuotanto on jaettu kahdelle muuntajalle ja sähkö siirretään kahdella siirtokaapelilla sähköasemalle. Taulukon 7.7. mukaisesti merimuuntoaseman muuntaja vikaantuu noin 2 % todennäköisyydellä vuoden aikana. Näistä vioista vain pieni osa johtaa pysyvään keskeytykseen, kuten kuvasta 7.3. voidaan havaita. Muuntajan korjausaika on yleensä noin 2-6 kuukautta riippuen vaihtomuuntajan saatavuudesta ja rikkoutuneen muuntajan sijainnista. Sähkökaapelin vikaantuminen 132 kV jännitteellä on taulukon 7.7. mukaan todennäköisempää jo muutaman kilometrin siirtoetäisyyksillä kuin yksittäisen 132/33 kV muuntajan vikaantuminen. Tämän perusteella siirtokaapeli on yksi merituulipuiston kriittisimmistä osista luotettavuuden kannalta. [128]

Kokonaisuudessaan merimuuntoaseman muuntajan, siirtokaapelin ja sähköaseman muuntajan kytkennän keskeytystaajuus on taulukon 7.7. mukaan noin 0,25, kun kaapelin pituus on 35 km, ja muuntajien jännitteet ovat 132/33 kV ja 400/132 kV. Verkon keskeytystaajuuden arvo SAIFI (System average interruption frequency index) ilmaisee keskimääräisen vikataajuuden tarkasteltavalle kytkennälle. Arvio merituulipuiston sähköverkon keskimääräisestä keskeytysajan kestoarvosta SAIDI (System average interruption duration time) vikatilanteissa saadaan ENTSO-E Nordic tilastojen avulla. Johtojen ja muuntajien keskeytysajat ovat Liitteessä 3. Tilastoissa ei ole pelkästään kaapelien keskeytysaikoja vaan suurin osa verkosta on avojohtoa, joten tässä käytettävä keskeytysaika poikkeaa todennäköisesti todellisesta kaapeliverkosta. Lisäksi tilastoissa ei ole määritelty yli 8 tunnin keskeytysten kestoajaa. Tarkasteluissa oletetaan, että yli 8 tunnin keskeytykset ovat aiheutuneet komponentin rikkoutumisesta. Näin ollen yli 8 tunnin keskeytyksissä vika-aika on sama kuin komponentin arvioitu korjaus- tai vaihto-aika. Vikamäärien ja kestoajan mukaan saadaan menetetty energiantuotanto ENS (Energy not supplied), jos käytettävissä on arvioitu tuotantoteho keskeytysajalle. Merituulipuiston osalta voidaan käyttää kapasiteettikertoimen mukaista

tuotantotilannetta, joka tässä tapauksessa on 0,40 eli vikatilanteessa tuotanto olisi 40 % kokonaiskapasiteetista.

Normaalissa käyttötilanteessa merituulipuiston sähköverkko on säteittäinen ja sen kytkentätiloja voidaan muuttaa kauko-ohjauksella. Varayhteyden teho voidaan mitoittaa puoleen siirtokaapelin tehosta, koska sillä voidaan siirtää vain sen verran tehoa kuin terveen siirtokaapelin nimellistehosta on vapaana. Lähekkäin sijaitsevien tuulipuistojen tuuliolosuhteet ja tuotanto ovat yleensä samankaltaiset. Tuulivoimalla tuotetun sähkötehon noustessa puoleen nimellisestä on kaapelin siirtokapasiteetista puolet varattu tuulipuiston normaaliin tehonsiirtoon ja loput voidaan käyttää varayhteyden kytkemiseen. Pienemmillä tuotantotehoilla varayhteys ei ylikuormita tervettä siirtokaapelia ja sähköntuotannon ollessa yli puolet nimellisestä varayhteyden takana olevat tuulivoimalat joutuvat rajoittamaan tuotantoa. Kaapelin kustannukset ja riittävä siirtoteho ovat tärkeimmät kriteerit varayhteyttä suunniteltaessa ja häviökustannusten vaikutus on vähäisempi, koska varayhteys on yleensä suhteellisen lyhyen aikaa käytössä.

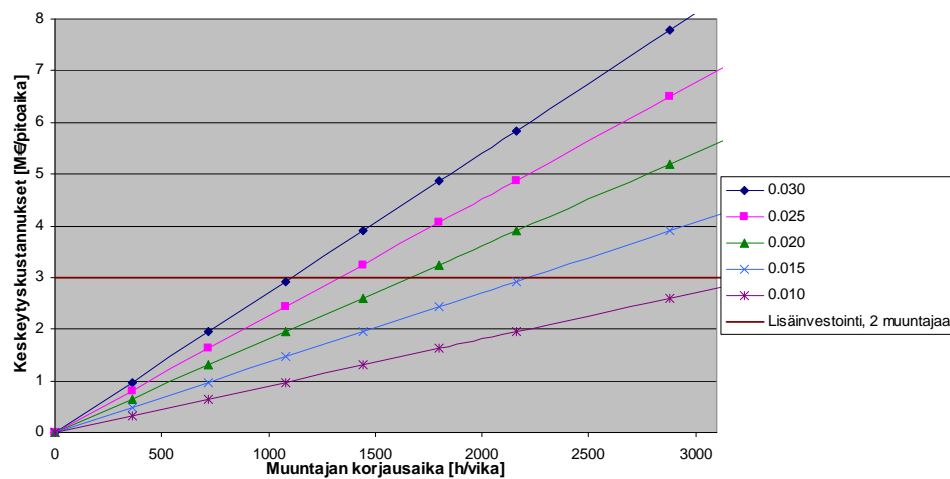
Merituulipuiston luotettavuuden tarkastelemiseksi lasketaan keskeytyksistä aiheutuneet tuotannon menetykset. Näitä vertaillaan varayhteyksien investointikustannuksiin nykyarvomenetelmällä ja pohditaan vaihtoehtoisten kytkentöjen kannattavuutta merituulipuiston siirtoverkossa. Kuvassa 7.4. on koottuna keskeytyskustannuksia eri vikatodennäköisyyksillä ja korjausajoilla. Kuvassa kustannukset on laskettu nykyarvomenetelmällä, kun pitoaika on 25 vuotta ja laskentakorkokanta 6 %. Kahden merimuuntoaseman välinen etäisyys 400 MW ja 80 voimalan merituulipuistossa voi vaihdella muutamasta kilometristä yli 10 km:iin riippuen valitusta verkkotopologiasta. Merimuuntoasemien välisen varayhteyden investointikustannukset vaihtelevat samalla. Kuvassa 7.4. on valittu varayhteyden pituudeksi 10 km ja investointikustannukseksi 0,675 M€/km. Tämä vastaa suunnilleen 110 kV tai 150 kV ja 500 mm² merikaapelin kustannuksia. Lisäksi investointikustannuksia muodostuu ylimääräisistä katkaisimista ja liittynöistä merimuuntoasemilla.



Kuva 7.4. Kaapelin vikaantumisen ja korjausajan vaikutukset keskeytyskustannuksiin 25 vuoden pitoajalla.

Merimuuntoasemien väliseen varayhteyteen ei kannata investoida, jos siirtokaapelin korjausaika on alle 45 päivää ja keskeytyksen todennäköisyys tarkasteltavalle kaapelille on 0,2 vikaa/vuosi tai vähemmän. Tilanne muuttuu, jos merimuuntoasemat sijaitsevat lähempänä toisiaan ja varayhteyden investointikustannukset laskevat. Kuvassa 7.2. esitellyissä verkkotopologioissa on myös kahdennettu muuntaja merimuuntoasemalla. Yhden muuntajan tapauksessa kaikki tuotanto muuntajan takana menetetään muuntajavian sattuessa. Merimuuntoaseman muuntajavian varalta siirtoyhteyden rakentaminen viereiselle merimuuntoasemalle ei ole taloudellisesti järkevää, koska siirtojännitteen ollessa vain 30-36 kV tarvitaan rinnakkaisia merikaapeleita vähintään kolme kappaletta 100 MW siirtämiseksi. Taulukon 7.5 mukaan investointikustannukset kolmelle KJ-merikaapelille asennuksineen on noin 2 M€km ja yksi kahden muuntajan merimuuntoasema on noin 3 M€ kalliimpi kuin yhden muuntajan merimuuntoasema. Varayhteyden KJ-merikaapelien investointikustannukset ovat näin ollen kahden muuntajan merimuuntoaseman investointikustannuksia kalliimmat vaikka muuntoasemat sijaitsisivat lähes vierekkäin.

Merimuuntoaseman muuntajan vikaantumisen todennäköisyys on taulukon 7.7. mukaan 0,02. Jos muuntajan korjaus- tai vaihtoaika olisi noin 1 kk, tarkoittaisi se keskimäärin 14,4 tunnin keskeytystä joka vuosi, mikäli jokainen vika johtaisi muuntajan vaurioitumiseen. Kuvassa 7.5. on havainnollistettu muuntajavian vaikutuksia keskeytyskustannuksiin ja vertailuna ovat kahden muuntajan merimuuntoaseman investointikustannukset.

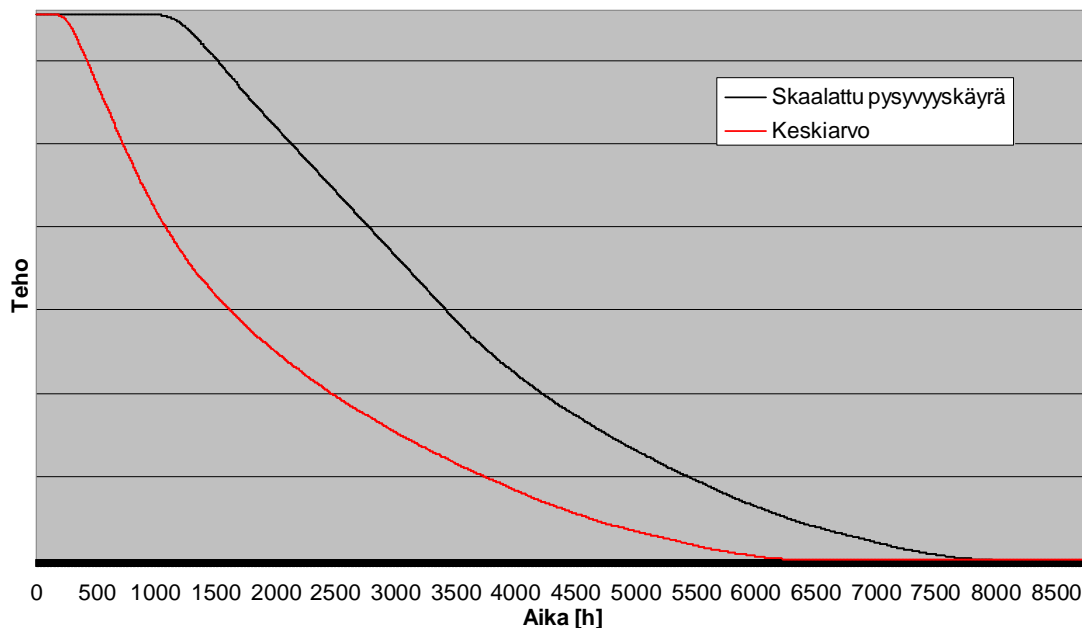


Kuva 7.5. Muuntajan vikaantumisen ja korjausajan vaikutukset keskeytyskustannuksiin 25 vuoden pitoajalla.

Kuvassa 7.5. kahden muuntajan merimuuntoaseman investointikustannukset ovat lähes yhtä suuret kuin keskeytyskustannukset muuntajan vikatodennäköisyyden ollessa 0,02 ja keskimääräisen korjausajan ollessa noin 10 viikkoa. Merimuuntamon päämuuntajan ollessa kyseessä korjausaika voi olla myös pidempi riippuen varaosien ja sopivan siirtokaluston saatavuudesta.

7.3. Merituulipuiston sähköverkon häviöt ja johtojen mitoitus

Merituulipuiston sähköverkossa siirrettävä teho voidaan laskea pysyvyyskäyrän avulla. Kuvassa 7.6. on Oulun seudun tuulivoimaloiden avulla laskettu pysyvyyskäyrä parin viimeisen vuoden ajalta. Saatu keskiarvo on skaalattu vastaamaan paremmin merituuliolosuhteita ja se ei vastaa sinällään yhdenkään todellisen tuulivoimalan pysyvyyskäyrää. Pysyvyyskäyrästä laskettu kapasiteettikerroin on 0,40, joka vastaa paremmin meriolosuhteita. Merituulivoiman tuotannon kapasiteettikerroin on yleensä 35-45 % välillä ja huipunkäyttöaika on tällöin 3000-4000 h [15]. Simuloinnissa käytettävän 400 MW merituulipuiston vuosituotanto on noin 1400 GWh. Jos tulevaisuudessa käyttöönotettavan tuulivoimatariffin takuuhinta on noin 80 €/MWh, sähköntuotannosta saataisiin ideaalitulanteessa noin 112 M€ bruttotulot vuodessa. Ensimmäisinä vuosina tuulivoimatariffi voi olla tätäkin suurempi. Sähkönsiirron häviöt ja merituulipuiston omakäyttö kuitenkin pienentävät kantaverkkoon päätyvää tuotantoa. Lisäksi investointien hoito- ja korkokulut katetaan tuotoista esimerkiksi 25 vuoden pitoajalle jaettuna.



Kuva 7.6. Oulun seudun tuulivoimaloiden yhdistetty ja skaalattu pysyvyyskäyrä.

Kokonaistaloudellista tarkastelua varten tarvitaan tuulipuiston kokonaisteho, vuosittainen energiantuotanto ja tuotetulle energialle maksettava keskihinta. Lisäksi rakennettavan verkon pääomakustannukset, energiahäviöt sekä käyttö- ja huoltokustannukset ovat avainasemassa. Häviökustannusten arvo määritetään nykyarvomenetelmällä, jotta menetettyä tuotantoa ja investointeja voidaan vertailla.

Tuulivoimaloiden määrä ja siirrettävä teho määrittävät kuinka muuntoasemaverkosto kannattaa järjestää. Jännitteiden alenemat pyritään pitämään mieluiten alle 5 % mutta tämä on käytännössä ohjeellinen arvo merituulipuiston sähköverkon suunnittelussa. Johtimen häviöt lasketaan resistanssin ja reaktanssin osalta, koska molempien vaikutukset ovat merkittäviä keskijännitekaapeleissa. Siirtokaapelin susceptanssissa muodostuu merkittävästi loisvirtaa ja se täytyisi kompensoida paikallisesti, jotta häviöt jäisivät pieniksi. Siirrettävä loisvirta lisää virtalämpöhäviöitä ja varaa kaapelin siirtokapasiteettia.

Suunniteltujen ja jo valmistuneiden merituulipuistojen kaapelipituudet voimaloiden välillä merituulipuiston sisäisessä verkossa ovat keskimäärin noin 0,7-1,3 km, kuten luvussa 6.4. *Yhteenvedo merituulipuistojen sähköverkoista* todettiin. Kaapelipituuksiin vaikuttaa oleellisesti tuulivoimaloiden koko ja varjostusvaikutus. Kaapeleiden poikkipinta-alat vaihtelevat toteutuneissa projekteissa mutta yleensä on käytetty kahta tai kolmea kaapelipaksuutta. Tässä työssä käytetään kolmea kaapelipaksuutta merituulipuiston sisäisessä sähköverkossa siten että viidesosa on esimerkiksi 3*400 mm² kaapelia, kaksi viidesosaa 3*240 mm² kaapelia ja kaksi viidesosaa 3*150 mm² kaapelia. Yhdessä johtolähdössä on 5 voimalaa ja siirrettävä maksimiteho 5 MW laitoksilla olisi 25 MW.

Taulukossa 7.8. on merituulipuiston sisäisen sähköverkon häviöitä eri kaapelipaksuuksilla vuosittaisen tuotannon ollessa kuvan 7.6 pysyvyyssäyrän mukainen. Liitteessä 1 on taulukoissa käytettyjen kaapeleiden tietoja. Kaapeleiden häviöiden laskennassa on käytetty lyhyen johdon mallia huomioiden kuitenkin kaapelissa muodostuva loisvirta kaapelipituutta kohden. Häviötarkasteluissa on käytetty pysyvyyssäyrän mukaisia tuntitehoja, koska vaihtelevalla tuotannolla kaapeleiden häviöt poikkeavat keskimääräisestä tuotantotilanteesta.

Taulukko 7.8. KJ-kaapeleiden kuormitushäviöitä, kun puistossa 80 voimalaa ja välimatkat 1,3 km.

Järjestelmän 400-240-150 häviöt kaapeleissa yhteensä				
Tuotanto [GWh]	1400	% tuotannosta	[M€/a]	Yhteensä [M€]
P_h [MWh/a]	6216	0.44	0.497	6.35
Q_h [MVarh/a]	6922	0.49	0.098	1.24
Järjestelmän 300-185-95 häviöt kaapeleissa yhteensä				
Tuotanto [GWh]	1400	% tuotannosta	[M€/a]	Yhteensä [M€]
P_h [MWh/a]	8003	0.57	0.640	8.18
Q_h [MVarh/a]	7156	0.51	0.101	1.29
Järjestelmän 240-150-70 häviöt kaapeleissa yhteensä				
Tuotanto [GWh]	1400	% tuotannosta	[M€/a]	Yhteensä [M€]
P_h [MWh/a]	9062	0.65	0.725	9.26
Q_h [MVarh/a]	6786	0.48	0.096	1.22

Taulukon 7.8 tarkasteluissa loistehoa ei ole kompensoitu KJ-verkossa. Häviökustannukset on laskettu myös koko pitoajalle ja näitä lukuarvoja voidaan vertailla taulukon 7.5. Merituulipuiston sähköverkon investointikustannuksiin. Loistehohäviöt on hinnoiteltu luvun 3.4. *Liittymis-, loissähkö- ja kantaverkkosopimus* mukaan mutta käytännössä esimerkiksi KJ-verkon loisteho voidaan kompensoida paikallisesti, jolloin loistehon siirtohäviöt muuttuvat. Lisäksi kompensoinnin hinta voi olla vain noin neljäsosa taulukossa 7.8. esitetystä [128].

Loistehohäviöt vaikuttavat kompensointilaitteiden sijoitteluun merituulipuistossa, koska VJV2007-vaatimusten täyttämiseksi verkkoonliityntäpisteeseen voidaan esimerkiksi joutua siirtämään loistehoa merimuuntoasemalle sijoitetulta kompensointilaitteistolta. Taulukon 7.8. kahden ensimmäisen kaapelijärjestelmän investointikustannusten erotus on 1,87 M€ taulukon 7.5. mukaan. Vastaavasti taulukossa 7.8. häviökustannusten erotus on noin 1,8 M€ ja häviökustannukset lähes kumoavat investointikustannusten erotuksen. Todellisuudessa järjestelmien investointi- ja häviökustannuksissa voi olla suurempia eroja, jos kaapeleiden yksikköhinnat poikkeavat taulukon 7.5. arvoista ja pitoaika sekä laskentakorko muuttuvat.

Taulukossa 7.9. on siirtokaapelin kuormitushäviöitä, kun siirtoetäisyys 400 MW merituulipuistosta sähköasemalle on 60 km. Laskennassa on käytetty lyhyen johdon mallia huomioiden kuitenkin kaapelissa muodostuva loisvirta kaapelipituutta kohden. Loistehon siirrosta aiheutuvat häviöt ovat todellisuutta suuremmat, koska normaalissa käyttötilanteessa loisteho pyritään kompensoimaan mahdollisimman paikallisesti. Tarkasteluissa loisteho virtaa kokonaisuudessaan sähköasemalle. Myös pätötehohäviöt ovat jonkin verran todellisuutta suuremmat.

Taulukko 7.9. Siirtokaapelien kuormitushäviöitä merituulipuistossa 150 kV kaapelissa 60 km siirtoetäisyydellä.

Vakioteholla laskettuna (P_n 400 MW, CF 0,40)			
Poikkipinta-ala [mm²]	800	630	500
Ph [MW]	2.1	2.4	2.6
Vuodessa [MWh]	18787.4	21060.3	22997.9
Tuotannosta [%]	1.3	1.5	1.6
Qh [MVar]	5.6	5.6	5.5
Vuodessa [MVarh]	48757.7	48685.9	48561.6
Tuotannosta [%]	3.5	3.5	3.5
Pysyvyyskäyrällä laskettuna			
Poikkipinta-ala [mm²]	800	630	500
Ph (keskiarvo) [MW]	2.9	3.3	3.9
Vuodessa [MWh]	25441.9	29313.4	33738.1
Tuotannosta [%]	1.8	2.1	2.4
Qh (keskiarvo) [MVar]	7.5	7.7	8.1
Vuodessa [MVarh]	66027.4	67763.9	71236.9
Tuotannosta [%]	4.7	4.8	5.1

Luvussa 8. *Merituulipuiston tehonjaon simulointi* siirtokaapelin häviöitä on tarkasteltu simulointiohjelman avulla. Simuloinneissa on tarkasteltu myös loistehon

kompensointilaitteiden vaikutuksia merituulipuiston sähköverkkoon ja siksi tulokset voivat poiketa taulukon 7.9. arvoista. Taulukoissa 7.9. ja 7.10. on laskettu kapasiteettikertoimen mukaisella 160 MW vakioteholla aiheutuvat häviöt ja pysyvyyskäyrän mukaan lasketut kuormitushäviöt. Loistehoa ei ole kompensoitu näissä laskuissa, jonka takia häviöt ovat osin suuremmat verrattuna kompensoituun tilanteeseen.

Taulukossa 7.10. on siirtokaapelin häviöitä, kun siirtoetäisyys on 30 km. Häviöt ovat pienemmät kuin taulukossa 7.9. mutta kompensoinnin puuttuminen nostaa edelleen häviöitä todellista suuremmiksi. Esimerkiksi taulukossa 7.10. loistehohäviöiden osuus on 1,5 % vakioteholla ja 2,5 % pysyvyyskäyrän mukaisella tuotannolla. Häviöitä voidaan laskea sijoittamalla rinnakkaisreaktorit kaapelin molempiin päihin. Taulukossa 7.10. päätötehohäviöt ovat suurempia pysyvyyskäyrän avulla laskettuna kuin vakioteholla, koska päätötehohäviöt ovat verrannollisia virran neliöön.

Taulukko 7.10. Siirtokaapeliin kuormitushäviöitä merituulipuistossa 150 kV kaapelissa 30 km siirtoetäisyydellä.

Vakioteholla laskettuna (P_n 400 MW, CF 0,40)			
Poikkipinta-ala [mm²]	800	630	500
Ph [MW]	0.9	1.0	1.1
Vuodessa [MWh]	7521.9	8591.5	9729.3
Tuotannosta [%]	0.5	0.6	0.7
Qh [MVar]	2.2	2.3	2.3
Vuodessa [MVarh]	19521.1	19861.2	20544.0
Tuotannosta [%]	1.4	1.4	1.5
Pysyvyyskäyrällä laskettuna			
Poikkipinta-ala [mm²]	800	630	500
Ph (keskiarvo) [MW]	1.5	1.7	1.9
Vuodessa [MWh]	12720.9	14656.7	16869.1
Tuotannosta [%]	0.9	1.0	1.2
Qh (keskiarvo) [MVar]	3.8	3.9	4.1
Vuodessa [MVarh]	33013.7	33882.0	35618.4
Tuotannosta [%]	2.4	2.4	2.5

HVDC-järjestelmää käytettäessä kaapelin siirtohäviöt ovat huomattavasti pienemmät kuin HVAC-kaapelissa. Taulukossa 7.11. on jännitevälipiirillisen HVDC-järjestelmän siirtohäviöitä 150 kV jännitteellä ja 400 MW merituulipuistossa. Häviöt on laskettu vakioteholla mutta pysyvyyskäyrän mukaisessa tuotannossa kaapelihäviöiden kaksinkertaistuminen nostaa kokonaishäviöitä vain alle 7 %. Sekä tasa- että vaihtosuuntaajan tyhjäkäyntihäviöiksi on arvioitu 0,2 % ja kuormitushäviöiksi noin 1,6 % suuntaaja-asemaa kohden [137;138]. Eli 400 MW siirtoteholla tasa- ja vaihtosuuntaajan tyhjäkäyntihäviöt ovat yhteensä 1,6 MW ja täydellä teholla häviöt ovat yhteensä 12,8 MW. Merituulipuiston tuotannon ollessa 40 % nimellisestä suuntaaja-asemien häviöt ovat yhteensä 7,4 MW, kun häviöiden on oletettu olevan tehon suhteen lineaarisia. Tämän lisäksi tulevat kaapeleiden tasavirtaresistanssissa aiheutuvat häviöt, jotka ovat virran neliöön verrannollisia. Taulukon 7.11. lähtötiedot ovat liitteessä 4.

Taulukko 7.11. Jännitevälipiirillisen HVDC-järjestelmän häviöt 60 km siirtoetäisyydellä.

400 MW HVDC-järjestelmä, vakiotuotanto 40 %		[MWh]
Suuntaaja-asemien häviöt yhteensä		53260.8
HVDC-kaapelin häviöt		4532.9
HVDC-järjestelmän häviöt vuodessa		57793.7
Pysyvyyskäyrällä lasekettuna		[MWh]
Suuntaaja-asemien häviöt yhteensä		53333.5
HVDC-kaapelin häviöt		8350.3
HVDC-järjestelmän häviöt vuodessa		61683.8

Taulukossa 7.12 on HVAC-kaapeleiden ja HVDC-järjestelmän häviötä ja investointikustannuksia 150 kV jännitetasolla. Häviökustannukset on laskettu nykyarvomenetelmällä pitoajan ollessa 25 vuotta ja koron 6 %. Kaapelivaihtoehtoja voidaan vertailla toisiinsa ja arvioida HVDC-järjestelmän kannattavuutta. Kokonaiskustannuksissa ei ole huomioitu kompensointilaitteiston investointikustannuksia ja häviötä, jotka lisäisivät HVAC-järjestelmän kustannuksia. Lisäksi siirtoverkon suunnittelu HVDC-järjestelmälle voisi tuoda lisäsäästöjä, kun muuntajat mitoitetaan tasajännitteen ja verkon siirtojännitteen mukaan. Näin voitaisiin vähentää muuntajien määrää sähkö- ja merimuuntoasemalla, kun HVDC-järjestelmän ulostulojännite olisi sama kuin kantaverkossa. Toistaiseksi ei ole kuitenkaan tarjolla jännitevälipiirillisiä 400 kV HVDC-järjestelmiä.

Taulukko 7.12. HVAC-kaapelien ja HVDC-järjestelmän häviöiden ja investointien kustannuksia.

HVAC 150 kV	HVAC-siirtokaapeli		[mm ²]		
			800	630	500
	Kustannuksia		[M€]		
	Siirtohäviöt	Siirtoetäisyys 30 km	19.0	21.1	17.0
		Siirtoetäisyys 60 km	37.9	42.2	36.0
	Investointikustannukset	Siirtoetäisyys 30 km	52.8	47.7	60.75
		Siirtoetäisyys 60 km	105.6	95.4	121.5
	Yhteensä	Siirtoetäisyys 30 km	71.8	68.8	77.8
		Siirtoetäisyys 60 km	143.5	137.6	157.5
HVDC ±150 kV	HVDC 400 MW, siirtoetäisyys 60 km		[M€]		
	1200 mm ² kaapelin häviöt		8.5		
	Häviöt HVDC-järjestelmässä		63.1		
	Investointikustannukset		200.0		
		Yhteensä [M€]	263.1		

Siirtoetäisyyden ollessa 60 km HVDC-järjestelmän kokonaiskustannukset ovat noin kaksinkertaiset verrattuna HVAC-kaapeleihin. Kolmas siirtokaapeli nostaa investointikustannuksia käytettäessä 500 mm² siirtokaapeleita. Kahdella kaapelilla siirtoteho ei riitä täyden tehon siirtämiseksi mutta toisaalta kolmella kaapelilla

siirtohäviöt laskevat. Kustannustehokkain vaihtoehto 150 kV jännitetasolla on 630 mm² siirtokaapeli, jos tarkastellaan vain kaapelien häviöitä ja investointikustannuksia.

7.4. Yhteenveto merituulipuiston sähköverkon taloudellisesta tarkastelusta

Merituulipuiston sähköverkon investointikustannuksia tarkasteltiin mahdollisessa verkkoonliityntävaihtoehdossa, jossa osa liityntäverkosta toteutettaisiin avojohdolla. Tämä alentaa investointikustannuksia verkkoonliitynnässä verrattuna investointikustannuksiin pelkästään kaapeleita käytettäessä. Tarkastellulla siirtoetäisyydellä HVDC-järjestelmän investointikustannukset ovat merkittävästi suuremmat kuin HVAC-siirtoyhteyttä käytettäessä ja pienemmät siirtohäviöt HVDC-kaapelissa eivät riitä kattamaan investointikustannusten erotusta.

Siirtojännitteen ollessa 110 kV häviöt ovat suuremmat kuin 150 kV siirtojännitteellä. Lisäksi kolmannen siirtokaapelin investointikustannukset nostavat 110 kV siirtoyhteyden hintaa ja tarkasteluissa 110 kV ja 150 kV kaapeleiden investointikustannusten erotus on noin 13 M€ Tarkasteluissa käytettyjen KJ-kaapeli vaihtoehtojen investointikustannusten erotus kaapelien eri poikkipinta-aloilla on noin 1,8 M€ Investointikustannusten ja kaapeleiden siirtohäviöiden perusteella KJ-verkon kaapeleiden valintaan voi vaikuttaa pienetkin laskentakorkokannan ja pitoajan muutokset.

Investointikustannusten tarkasteluissa sähköaseman kustannukset ovat suhteellisen pienet ja sisältävät vain muuntajan ja katkaisijan investointikustannukset. Käytännössä merituulipuistoa varten voidaan joutua rakentamaan kokonaan uusi sähköasema, joka luonnollisesti nostaa verkkoonliitynnän investointikustannuksia. Arviolta uuden sähköaseman investointikustannukset voivat olla noin 20...30 M€ riippuen varustetasosta ja liityntämahdollisuuksista. Useamman liityjän tapauksessa nämä kustannukset kuitenkin jakaantuvat liittyjien kesken. Lisäksi kompensointilaitteiden investointikustannuksia voisi tarkastella nykyistä laajemmin merituulipuistojen verkkoonliitynnässä. VJV2007-vaatimusten toteuttamiseksi tarvittavien laitteistojen investointikustannukset tulisi ottaa huomioon vertailtaessa HVAC- ja HVDC-järjestelmiä.

Merituulipuiston luotettavuustarkasteluiden perusteella voi todeta, että yleensä merimuuntoasemalla on edullisempaa kahdentaa muuntaja kuin varayhteyden toteuttaminen KJ-kaapelilla. Merimuuntoasemien välisen etäisyyden ollessa huomattavasti sähkö- ja merimuuntoasemien välistä siirtoetäisyyttä lyhyempi voi varayhteyden toteuttaminen merimuuntoasemien välille siirtojännitteellä olla taloudellisesti järkevää. Siirtokaapelin kahdentaminen on kallista ja suuremmalla vikatodennäköisyydellä tai pidemmällä korjausajoilla varayhteyden kannattavuus voi vielä parantua. Kaapelin vikaantumiseen vaikuttaa kuitenkin monta tekijää ja Suomen olosuhteissa myös jään aiheuttamat rasitukset voivat muuttaa tarkasteluissa käytettyjä arvoja.

8. Merituulipuiston tehonjaon simulointi

Työn simuloinnit suoritetaan PSS/E ohjelmalla. Ohjelma on tarkoitettu sähkönsiirtojärjestelmien analysointiin ja suunnitteluun. Ohjelma sisältää työkalut tehonjakolaskentaan, vikatilanne analyysiin ja dynaamisiin simulointeihin. Tässä työssä simuloinneissa käytetään vain tehonjakolaskentaa. Merituulipuiston verkkoonliitynnässä poikkeavaa on tavallisen voimalaitoksen liittymiseen verrattuna huomattavan pitkä siirtoetäisyys tuulivoimaloilta verkkoonliityntäpisteeseen ja se että verkko muodostuu pääosin merikaapeleista.

8.1. Simuloitavat sähköverkot

Tarkoituksena on muodostaa merituulipuiston tehonjakomalli ja tarkastella verkkoonliitynnän jännitteitä, häviöitä ja loistehon kompensointia. Konventionaalisessa vaihtoehtodossa jokaisella merituulipuistohankkeella on oma sähköverkkonsa ja siirtoyhteys maalla sijaitsevaan sähköasemaan. Perämeren rinnakkaisista merituulipuistoista on mahdollista liittyä nykyisille 400 kV sähköasemille Keminmaalle, Selleen tai Pikkaralaan mutta niistä jokaisessa tarvitsee tehdä sähköaseman laajennus. Vaihtoehtoisesti uusi sähköasema voitaisiin rakentaa esimerkiksi Suurhiekkan YVA-selvityksessä esitettyyn paikkaan lähelle Iso-Palojärveä ja kantaverkkoyhtiön määrittämä merituulivoimakapasiteetti voitaisiin liittää tälle sähköasemalle [139]. Merelle suunnitellaan tuulivoimaloiden kokonaistehoon perustuen sopivia verkkotopologioita, jotka sisältävät muuntoasemat ja merikaapeliyhteydet. Vertaileva tarkastelu tehdään käyttäen HVDC-teknologiaa ja merituulipuistoon valitaan sopiva jännitevälipiirillinen HVDC-vaihtoehto. Luvun 4.2. *Merituulipuiston sähköverkon hallinta* kuvassa 4.1. on esitettyä konventionaalisen liittynnän periaatekytkentä, joka toimii myös simuloinnin pohjana. Merituulipuistoa käsitellään yhtenäisenä tuotantoyksikkönä, joka liitetään säteittäisellä johdolla kantaverkkoon.

Taulukossa 8.1. on eriteltyä Perämeren merituulipuistoprojekteja. Merituulipuistojen kokonaistehot ja voimalamäärät ovat arvioita ja voivat muuttua suunnitelmien tarkentuessa. Lisäksi tuulivoimaloiden yksikkötehot ovat riippuvaisia valmistajasta ja saatavuudesta projektin toteutusvaiheessa. Verkkotopologian osalta johtolähtöihin kytkettyjä tuulivoimaloita saattaa siten olla enemmän kuin taulukossa 8.1. on esitetty ja samalla johtolähtöjen määrä ja siirtotehot poikkeavat esitetystä. Siirtokaapelien määrä ja teho on pyritty mitoittamaan taulukon 8.1. tuotanto kapasiteeteille mutta häviötehojen ja investointikustannusten vertailu voi vaikuttaa valittaviin kaapeleihin.

Taulukko 8.1. Perämeren merituulipuistojen mahdollisia tehoja ja toteutusmalleja ilman liittynän tehorojoituksia.

Merituulipuisto	Teho [MW]	Voimaloita [km]	Johtolähtöjä [kpl]	Voimaloita/ johtolähtö [kpl]	Suurin siirrettävä teho johtolähdössä [MW]	Siirtokaapelit: lukumäärä ja poikkipinta-ala
Maakrunni	360	72	12	6	30	2*500 mm ²
Pitkämatala	900	180	30	6	30	4*800 mm ²
Suurhiekkä	400	80	16	5	25	2*630 mm ²
Oulu-Haukipudas	800	160	36	5	25	4*630 mm ²

Suurhiekan merituulipuistoprojekti on pisimmällä taulukon 8.1. projekteista. Muissa projekteissa valmistuvat YVA-selvitykset voivat muuttaa esimerkiksi voimaloiden suositeltavaa kokoa ja määrää. Toteuttamispäätökset tehdään vasta selvitysten valmistuttua ja tuulivoimamarkkinoiden kehittyminen voi vaikuttaa rakennusaikatauluun. Jos Maakrunni ja Pitkämatala toteutuu saman tilaajan toimesta, rakennetaan puistoalueet todennäköisesti porrastetusti. Tällöin merituulipuistot liitetään samaan verkkoonliityntäpisteeseen ja sähköverkon suunnittelussa voidaan hyödyntää yhteisliityntää.

Simuloinneissa käytettävien kaapeleiden ja muuntajien sähköisiä arvoja on taulukoituna liitteessä 1. Taulukossa 8.2. on simuloinneissa käytettäviä verkkokomponentteja. Kaapeleiden ja muuntajien ominaisuudet syötetään simulointiohjelmaan yksittäisinä komponentteina ja jokaiselle kaapelipituudelle lasketaan suhteellisarvot. Siirtojännitteiksi on valittu 150 kV ja 110 kV.

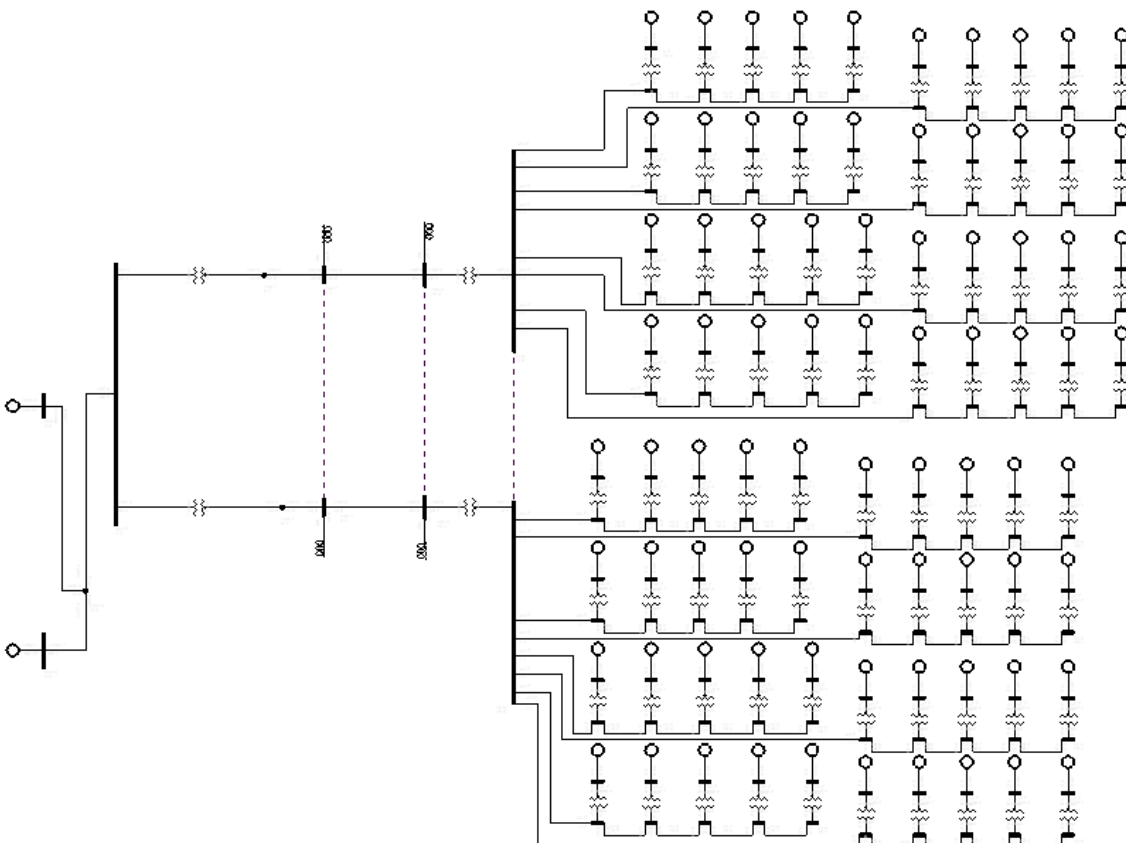
Taulukko 8.2. Käytettäviä verkkokomponentteja.

Tuulivoimala	U ₁ /U ₂ [kV]	S _n [MVA]
Muuntaja	33/0.690	6.3
Merimuuntoasema		
Muuntaja	110...150/33	220
Muuntaja	110...150/33	120
Sähköasema		
Muuntaja	400/110...150	440
Muuntaja	400/110...150	220
Keskijännitekaapelit [mm²]		
400	240	150
300	185	95
Suurjännitekaapelit [mm²]		
500	630	800

Merituulipuiston sähköverkon jänniterajoina voidaan pitää sähkökäytöissä yleensä noudatettavia jänniterajoja, jotka ovat 0,95-1,05 U_n ja suurimmillaan 0,90-1,05 U_n.

Jänniterajoitus tulee suunniteltavan järjestelmän jännitekestoisuudesta ja laitteiden toiminnasta alijännitteellä. Kuvassa 8.1. on simuloinnissa käytetyn yksittäisen merituulipuiston malli, jonka kokonaistehona on 400 MW. Kuvassa näkyy myös kompensointilaitteistot, jotka ovat kytketty siirtokaapelin molempiin päihin. Simuloinneissa esimerkiksi vain osa rinnakkaisreaktoreista on käytössä tai tarkastellaan verkkoonliityntää ilman kompensointia. Laitteistotehoiksi on valittu meri- ja maasemille 80 MVA_r siirtokaapelia kohden, joka riittää kompensoimaan tyhjäkäyvän siirtokaapelin loisivirran, kun siirtomatka on alle 60 km ja kaapelin poikkipinta-alat ovat taulukon 8.2. mukaisia. Verkkoonliityntäpisteessä tarvitaan kuitenkin tätä enemmän kompensointitehoa liittymisehtojen täyttämiseksi. Asiaa ei ole huomioitu simuloinneissa jännitteitä ja loistehon kompensointia tarkasteltaessa.

Verkkoonliityntäpiste on sijoitettu siirtoverkkoon kahden kantaverkossa sijaitsevan sähköaseman väliseen avojohtoon. Oletuksena on, että liityntäpisteessä on vapaata siirtokapasiteettia merituulipuistoille yhteensä 1000 MW. Tämä pohjautuu kantaverkon mitoitusperiaatteisiin ja 400 kV siirtojohtoon kapasiteettiin. Simulointien yhteydessä kantaverkon sähköasemien välillä siirretään 1000 MW, joka muuttaa verkkoonliityntäpisteen jännitteen kulmaa ja itseisarvoa nimellisestä. Toinen kantaverkon sähköasemista on valittu simuloinneissa vertailupisteeksi (swing bus).



Kuva 8.1. 400 MW Merituulipuiston simuloinnissa käytettävä verkkotopologia.

Kuvassa 8.1. mahdollisia varayhteyksiä merituulipuistossa on merkitty katkoviivalla. Merimuuntoasemalla varayhteyksien siirtotehoksi riittää 50 % nimellistehosta, jos siirtokaapelin kapasiteetti on mitoitettu nimellisteholle. Jos siirtokaapeli on mitoitettu

suuremmalle teholle, voidaan myös varayhteyden kapasiteettia nostaa. Simuloinneissa varayhteyden tehoksi riittäisi 100 MW, kun merituulipuiston 400 MW on jaettu kahdelle merimuuntoasemalle. KJ-kaapeleita ei käytetä varayhteyden tarkasteluissa, koska 33 kV jännitteellä virta yksittäisessä kaapelissa olisi 1740 A. Siirrettävä teho täytyisi jakaa esimerkiksi kolmelle keskijännitekaapelille, joiden poikkipinta-ala olisi 400 mm² tai 500 mm². Luvussa 7.2.1. *Sähköverkon luotettavuuden vaikutus merituulipuiston tuotantoon* todettiin KJ-kaapelien investointikustannusten olevan suuremmat kuin toisen muuntajan lisääminen merimuuntoasemalle. Siirtojännitteellä 150 kV varayhteys pitäisi mitoittaa 385 A virralle. Tähän tarkoitukseen riittäisi esimerkiksi 300 mm² merikaapeli. Varayhteydessä käytetään kuitenkin 500 mm² merikaapeleita 110 kV ja 150 kV jännitteellä.

Luvussa 6.4. *Yhteenvedo merituulipuistojen sähköverkoista* todettiin 5 MW tuulivoimaloiden välisen etäisyyden olevan keskimäärin 1,3 km. Tätä käytetään simuloinneissa merituulipuiston KJ-verkon siirtoetäisyyksinä ja merituulivoimalat mallinnetaan vakioteholähteillä. Työssä tarkastellaan 400 MW merituulipuiston sähköisiä arvoja ja malli voidaan laajentaa koskemaan myös suurempia kokonaisuuksia. Koska verkkoonliityntäpisteen liityntäteho on käytännössä rajoitettu noin 1000 MW:iin, tarvitsee merituulipuistojen kokonaisteho sovittaa yhteishankkeissa. Esimerkiksi Pitkämatala ja Oulu-Haukipudas hankkeen kokoa voidaan rajoittaa 600 MW:iin, jos Suurhiekka ja Maakrunni hankkeet oletetaan 400 MW tehoiseksi.

Iso-Palojärven läheisyyteen 400 kV avojohdon varrelle rakennetaan todennäköisesti kytkinkenttä, johon tulee Suurhiekan merituulipuiston verkkoonliityntäpiste. Uudelta kytkinasemalta jatketaan säteittäisellä avojohdolla lähemmäs rannikkoa. Tämä lyhentää merituulipuiston siirtokaapelipituuksia noin 15 km muuttaen sähköaseman sijaintia ja merituulipuiston sähköverkon rakennetta. Kaapelit mitoitetaan yleensä mahdollisimman lähelle johtimen luonnollista tehoa mutta kuten luvussa 4.1.1. *AC-verkkoratkaisu* todettiin kaapelit toimivat aliluonnollisella teholla suurimman osan ajasta. Simuloinneissa tarkastellaan 30 km siirtokaapelin ja 30 km avojohdon yhdistelmää ja 60 km kaapelin käyttöä sähkönsiirron vaihtoehtoina.

Tasasähköyhteyttä käytettäessä sähkö siirretään mahdollisimman lähelle nykyistä siirtoverkkoa, koska siirtohäviöt HVDC-kaapeleissa ovat pienemmät kuin HVAC-kaapeleissa. Luvun 7.3. *Merituulipuiston sähköverkon häviöt ja johtojen mitoitus* mukaan alle 50 km HVDC-siirtoyhteyksiä ei kannata vertailla HVAC-järjestelmään, koska investointikustannuksien erotus on liian suuri.

8.2. Sähköverkon simuloinneissa tarkasteltavat asiat

Simuloinneissa tarkastellaan jännitteen vaihteluja merituulipuiston sähköverkossa ja verkkoonliityntäpisteessä. Verkkoonliityntäpisteen jännitteen on 400 kV ja ääritilanteissa kantaverkon jännite voi olla 360...420 kV välillä. Merituulipuiston tehonsiirto vaikuttaa liityntäpisteen jännitteen kulmaan suhteessa kantaverkon sähköasemien vastaaviin arvoihin. Myös jännite voi nousta jonkin verran tehonsiirron

vaikutuksesta mutta käytännössä siirtoverkon käyttö-, kytkentä-, siirto- ja kuormitusilanteet määrittävät liityntäpisteen jännitetason. Merituulipuiston KJ-verkon jännite tulisi pitää noin 31-35 kV:ssa, jos nimellinen jännite on 33 kV. Jännite voi olla alhaisempikin, jos tuulivoimaloiden taajuusmuuttajat ja generaattorit kestävät alemmasta jännitteestä aiheutuvan virran kasvun.

Siirtokaapelin tuottama loisvirta pyrkii nostamaan jännitettä merituulipuiston sähköverkossa. Käämikytkimillä varustetuilla muuntajilla voidaan säätää merimuuntoaseman puoleista jännitettä ja rajoittaa jännitteen nousua matalan tuotannon aikana. Simuloinneissa vain loistehon kompensoinnilla on pyritty saavuttamaan tasapaino verkon jännitteissä ja loistehon siirrossa. Käytännössä kuitenkin käämikytkimien käytöllä hallitaan verkon jännitteiden muutoksia yhdessä kompensointilaitteiden kanssa.

Simuloinneissa keskitytään tehonjaon tarkasteluun. Kuten luvussa 4.2. *Merituulipuiston sähköverkon hallinta* todettiin, jännitteiden kulmaeroon vaikuttaa eniten pätötehon siirto mutta myös loisteholla on vaikutusta. Simuloinneissa tarkastellaan sekä sähköverkon jännitteiden itseisarvoja että kompensoinnin vaikutusta kulmaeroon verkkoonliityntäpisteen ja KJ-verkon välillä. Simulointien mukaisia sähköverkon häviöitä tarkastellaan eri kaapelivaihtoehdoilla ja jännitetasoilla. Lisäksi HVDC-järjestelmän häviöitä vertaillaan HVAC-järjestelmään ja pohditaan siirtoetäisyyden vaikutusta valittavaan siirtotekniikkaan.

8.3. Merituulipuiston sähköverkon simulointitulokset

Merituulipuiston sähköverkon toimintaa tarkastellaan simuloinneissa kolmella eri tuotannolla: Täydellä teholla, kapasiteetikertoimen mukaisella 40 % teholla ja 10 % teholla. Merituulipuiston sähköverkon jännitteet eri solmupisteissä on esitetty kuvaajina ja kompensoinnin tehoja sekä häviötä on taulukoissa. Siirtokaapelien pituudet ovat edellä mainitut 30 km ja 60 km. Lyhyemmässä kaapelivaihtoehdossa sähköasemalta jatketaan 30 km avojohtolla verkkoonliityntäpisteeseen 400 kV jännitteellä ja pidemmässä vaihtoehdossa sähköasema on verkkoonliityntäpisteessä. KJ-verkossa on käytetty kahta eri yhdistelmää kaapelien poikkipinta-aloista.

Simuloinneissa käytetyt kompensointilaitteet ovat 4*20 MVAR rinnakkaisreaktoreita, joita säädetään niiden liityntäpisteen jännitteen mukaan portaattomasti. HVDC-järjestelmässä molemmat merimuuntoasemat on yhdistetty samalle tasasuuntaajalle ja vaihtosuuntaaja on sijoitettu verkkoonliityntäpisteeseen. Simuloinneissa tasasuuntaaja säätää merituulipuiston jännitettä ja syöttää tietyn tehon siirtoverkon puolelle. Vaihtosuuntaaja säätää HVDC-jännitettä ja sähköaseman tehokerrointa.

Simuloinneissa ei ole huomioitu käämikytkimien vaikutusta jännitteisiin ja siten simulointien tarkastelut eivät vastaa merituulipuiston verkon toimintaa yleisesti. Lisäksi valitut kompensointilaitteistot eivät riitä verkkoonliityntäehtojen täyttämiseen sellaisenaan. Nämä asiat huomioiden loistehon kompensointi ja jännitteen hallinta

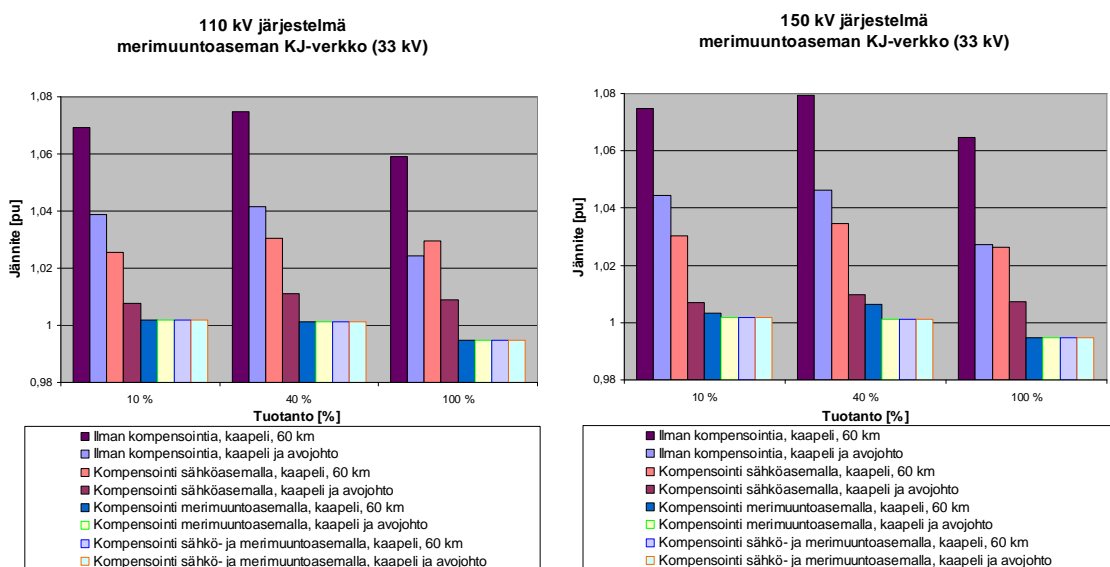
pitäisi tehdä kontrolloidusti, jotta säätävät yksiköt toimisivat järkevästi. Tässä tapauksessa esimerkiksi SCADA-järjestelmää käyttämällä voitaisiin ohjata sähkö- ja merimuuntoasemien käännytkimiä sekä kompensointilaitteita.

8.3.1. Merituulipuiston sähköverkon jännitteet

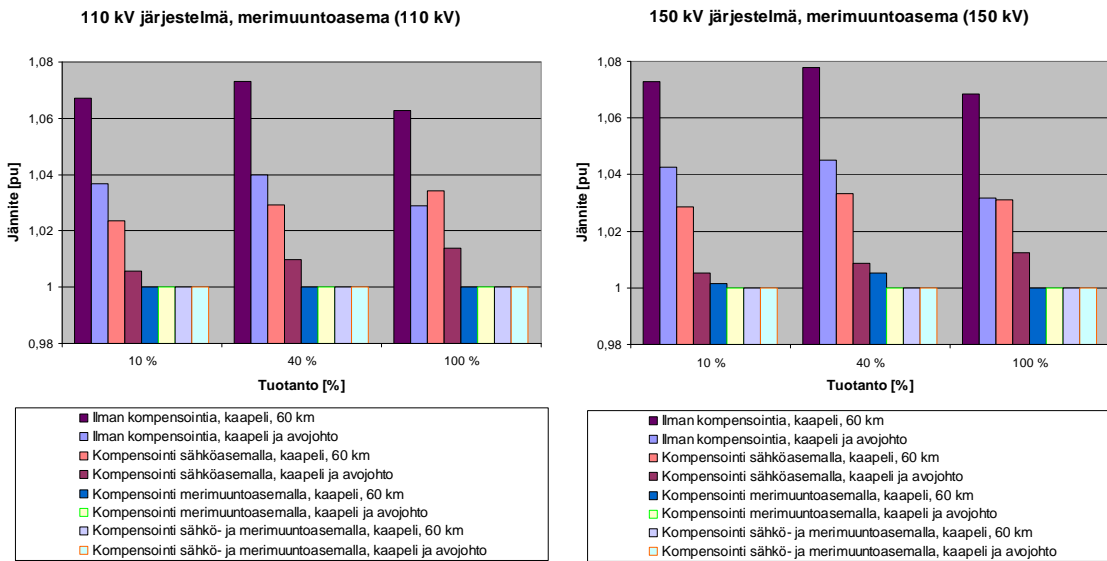
Merituulipuiston merimuuntoaseman jännitteitä eri tuotantotilanteissa on kuvissa 8.2. ja 8.3. Näiden tilanteiden kompensointitehot on taulukoituna luvussa 8.3.2. *Loistehon kompensointi* Ilman loistehon kompensointia KJ-kiskon jännite pyrkii nousemaan pienellä tuotannolla ja täydellä tuotannolla jännitteet laskevat. Tätä voitaisiin kontrolloida muuntajan käännytkimellä.

Puiston liittyessä verkkoon pitkällä 60 km siirtokaapelilla kompensointi sähköasemalta alentaa KJ-verkon jännitettä mutta se jää siitä huolimatta nimellistä suuremmaksi. Kun kompensointi sijoitetaan merimuuntoaseman yhteyteen, saadaan merituulipuiston sisäisen verkon jännite laskettua nimelliseen. Lyhyemmän 30 km siirtokaapelin ja 30 km avojohdon yhdistelmässä kompensoinnin sijainnilla ei ole niin suurta merkitystä kuin pitkällä siirtokaapelilla. Siirtojännitteen ollessa 150 kV suhteelliset jännitteet ovat hiukan suuremmat koko merituulipuistossa kuin 110 kV siirtojännitteellä.

Kuvassa 8.2. 110 kV ja 60 km siirtokaapelin yhteydessä jännite nousee tuotannon mukana, koska päätötehon siirto vaikuttaa myös jännitteen itseisarvoon ja kaapelin tuottama loisteho siirretään kantaverkkoon. Vasta täydellä kapasiteetilla merimuuntoaseman muuntajassa ja kaapeleissa kuluu loistehoa ja jännite laskee hiukan. Sama ilmiö on havaittavissa myös kuvassa 8.3. jossa on merimuuntoaseman siirtojännitteitä suhteellisarvoina. Siirtokaapelin ollessa 60 km tarvitaan kompensointilaitteita joka tapauksessa, koska jännitteet pyrkivät nousemaan yli $1,05 U_n$.

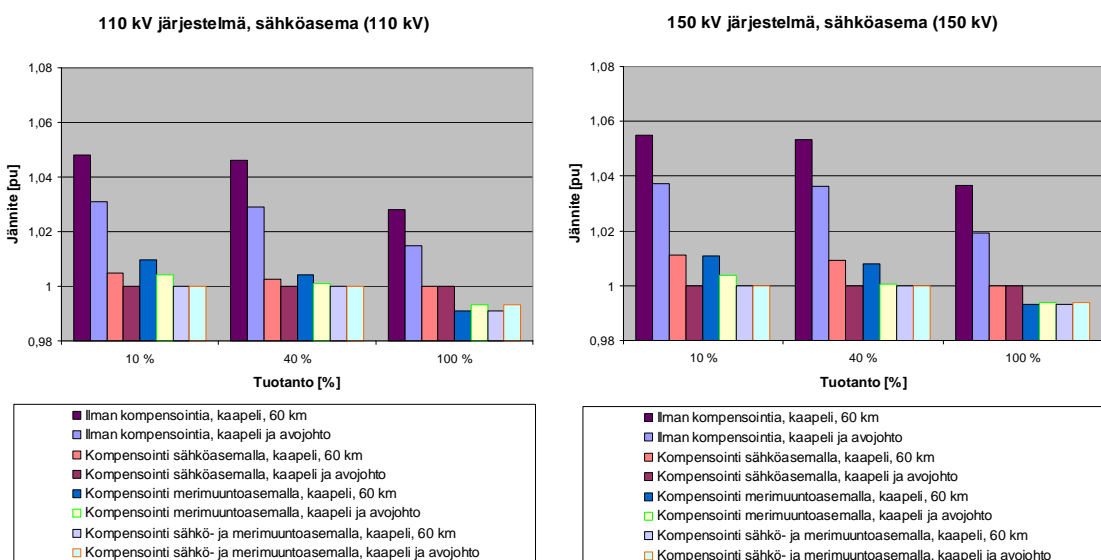


Kuva 8.2. KJ-verkon jännitteet merituulipuiston sähköverkossa 110 kV ja 150 kV siirtokaapeleilla.



Kuva 8.3. Merituulipuiston merimuuntoaseman jännitteet 60 km siirtokaapelilla sekä 30 km siirtokaapelilla ja 30 km avojohdolla.

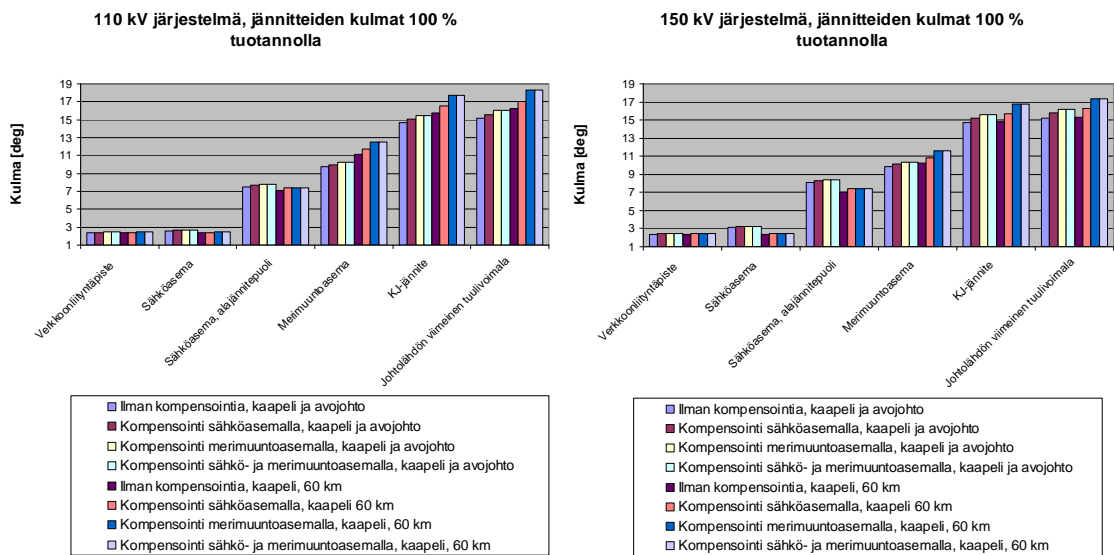
Sähköaseman jännitteeseen vaikuttavat siirtoverkon jännitejyrkkyys ja merituulipuiston kompensoinnin sijainti. Myös siirtoverkon kytkentä- ja käyttötilanteiden muutokset muuttavat jännitettä. Kuvassa 8.4. on sähköaseman jännitteen vaihteluja erilaisilla siirtoyhteyksillä ja merituulipuiston tuotantotilanteissa. Jos kaikki kompensointi sijoitetaan merimuuntoasemalle ja sitä ohjataan merimuuntoaseman jännitteen mukaan, laskee sähköaseman jännite alle nimellisen täyden tuotannon aikana. Tämä lisää häviöitä sähköverkossa ja kompensoinnin ohjauksessa pitäisi huomioida myös sähköaseman jännite. Muuntajien käämikytöntien avulla sähköaseman merituulipuiston puoleista jännitettä voitaisiin nostaa.



Kuva 8.4. Merituulipuiston sähköaseman jännitteet 60 km siirtokaapelilla sekä 30 km siirtokaapelilla ja 30 km avojohdolla.

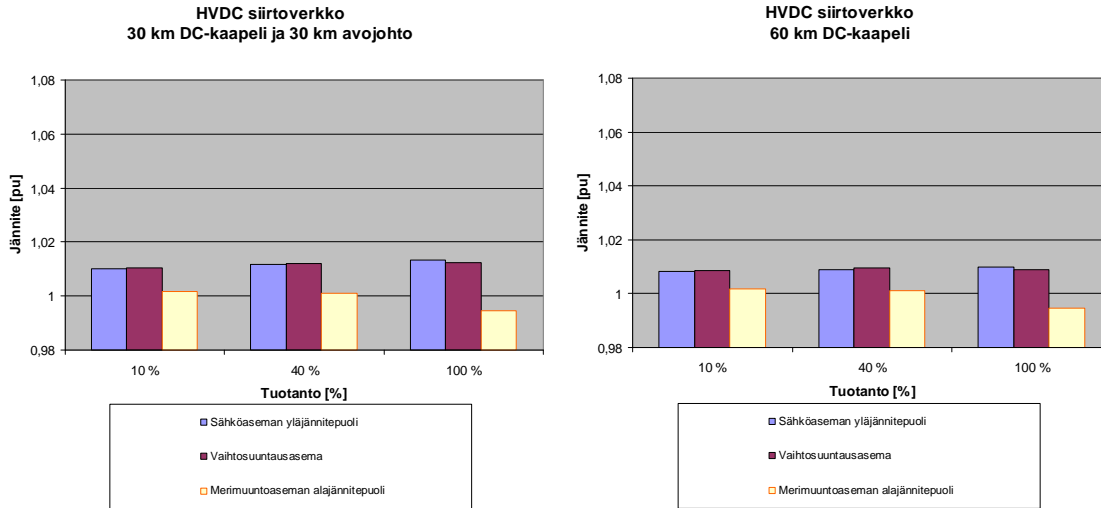
Kuvan 8.4. mukaisessa tilanteessa ilman kompensointia siirtoverkkoon syötetään enimmillään loistehoa 180 MVAr mutta jännite on 1,055 pu sähköaseman muuntajan alajännitepuolella. Yläjännitepuolella ja verkkoonliityntäpisteessä jännitteen nousu on vielä vähäisempää johtuen suhteellisen jäykästä siirtoverkosta. Merituulipuiston tuotanto ei juurikaan vaikuta verkkoonliityntäpisteen jännitteeseen simuloinneissa käytetyn verkon arvoilla. Todellisuudessa verkkoonliityntäpisteen jännite voi muuttua voimakkaammin merituulipuiston tuotannon mukana

Kuvassa 8.5. on esitetty jännitteiden kulmia merituulipuiston sähköverkossa, kun tuotanto on 100 %. Riippumatta kompensointilaitteistojen sijainnista merituulipuiston jännitteiden kulmat eivät juuri eroa toisistaan samoilla tuotantotehoilla. Suuremmalla tuotannolla solmupisteiden välisten jännitteiden kulmaerot kasvavat. Suurimmillaan kulmaero KJ-verkon ja verkkoonliityntäpisteen välillä on noin 15°. Myös siirtojännitteen valinnalla on pieni vaikutus merimuuntoaseman ja KJ-verkon jännitteiden kulma-arvoihin. Kulmaero on kuitenkin vain 1°, kun verrataan 110 kV ja 150 kV kaapelivaihtoehtoja.



Kuva 8.5. Merituulipuiston sähköverkon jännitteiden kulmat täydellä tuotannolla.

Kuvassa 8.6. ovat HVDC-järjestelmän jännitteet 30 km ja 60 km siirtoetäisyydellä. Siirtoetäisyydellä ei ole suurta merkitystä jännitteiden osalta ja lyhyemmällä siirtoetäisyydellä jännitteet ovat käytännössä samat pidemmällä siirtoetäisyydellä. Merituulipuiston koko tuotanto on liitetty samalle taseasuuntaaja-asettelualueelle, joka on asetettu ohjaamaan merimuuntoaseman jännitettä ja syöttämään vakioteho verkkoon. Vaihtosuuntaaja ohjaa HVDC-yhteyden jännitettä ja liityntäkiskonsa tehokerrointa, jonka asetteluarvo on 1.



Kuva 8.6. Merituulipuiston jännitteet HVDC-järjestelmässä 30 km ja 60 km siirtoetäisyydellä.

HVDC-järjestelmällä sähköaseman jännite pysyy käytännössä vakiona eri tuotantotilanteissa. Pieni ero vaihtosuuntaajan liityntäpisteen ja sähköaseman yläjännitteen suhteellisarvojen välillä aiheutuu muuntajasta. Käyttöjännite on yli nimellisen, koska kantaverkon tehonsiirto aiheuttaa verkkoonliityntäpisteen jännitteen nousun. Merimuuntoaseman alajännite laskee alle nimellisen täydellä tuotannolla, koska tasasuuntaaja pitää muuntajan yläjännitettä nimellisarvossa ja suurella tuotannolla muuntajahäviöt laskevat KJ-verkon jännitettä.

8.3.2. Loistehon kompensointi

Simuloinneissa kompensointi on säädetty laitteiston liityntäpisteen jännitteen mukaan. Merimuuntoasemalla kompensointilaitteisto säätää muuntajan yläjännitettä ja sähköasemalla muuntajan alajännitettä. Täydellä tuotannolla jännite pyrkii nousemaan enemmän merimuuntoasemalla kuin sähköasemalla ja kompensointi jakautuu tässä tapauksessa enemmän merimuuntoasemalle. Vaikka sähköaseman ja merimuuntoaseman kompensointilaitteistot olisivat käytössä yhtä aikaa, osassa simuloinneista merimuuntoaseman kompensointilaitteisto laskee sähköaseman puoleista jännitettä alle nimellisen. Tässä tapauksessa jännitteen säätö pitäisi tapahtua, joko sähköaseman jännitteen mukaan tai sähköasemalla pitäisi käyttää muuntajan käämikytkintä jännitteen nostamiseksi. Taulukossa 8.3. on simuloinneissa käytettyjen rinnakkaisreaktorien tehoja eri tuotantotilanteissa.

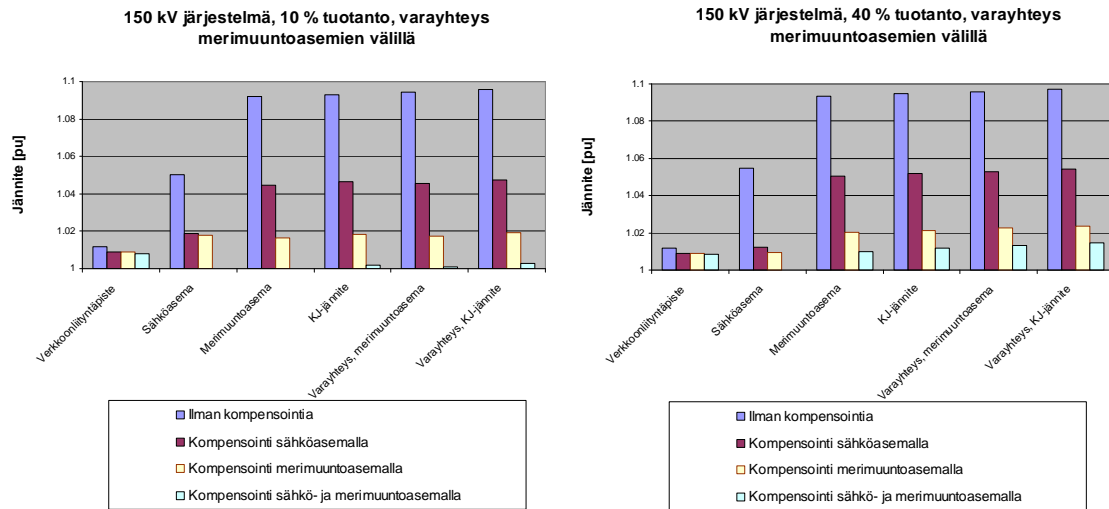
Taulukko 8.3. Käytetty kompensointiteho, kun rinnakkaisreaktorit sijoitettuna sähköasemalle, merimuuntoasemalle ja molemmille.

Jännite [kV]	Siirtojärjestelmä	Tuotanto [%]	Sähköasema [MVar]	Merimuuntoasema [MVar]	Sähkö- ja merimuuntoasema [MVar]
110	30 km avojohto ja 30 km kaapeli	10	112.6	97.2	112.4
		40	109	104.6	107.6
		100	50.8	70	70
150	30 km avojohto ja 30 km kaapeli	10	122.6	109.8	122.2
		40	118.2	114.4	117
		100	58.8	74.6	74.6
110	60 km kaapeli	10	161.6	139.2	176.4
		40	160.8	149	165.2
		100	96.6	115.8	115.8
150	60 km kaapeli	10	163.6	160.4	200.8
		40	163	161.6	190.6
		100	126.2	139	139

Taulukossa 8.3. siirtojohdon ollessa 30 km kaapelia ja 30 km avojohtoa johtimien loistehon kompensoimiseksi riittäisi 120 MVar. Käytettäessä 60 km siirtokaapelia tarvitaan yhteensä vähintään 160 MVar kompensointitehoa varaus loisivirran kompensoimiseksi. Pienemmällä kompensointiteholla rinnakkaisreaktorit pitäisi jakaa sähkö- ja merimuuntoasemalle. Taulukon kompensointitehot eivät kuitenkaan riitä verkkoonliityntäehtojen täyttämiseksi vaan tarkasteluissa on otettu huomioon vain siirtokaapelin varaus loisivirran vaikutukset.

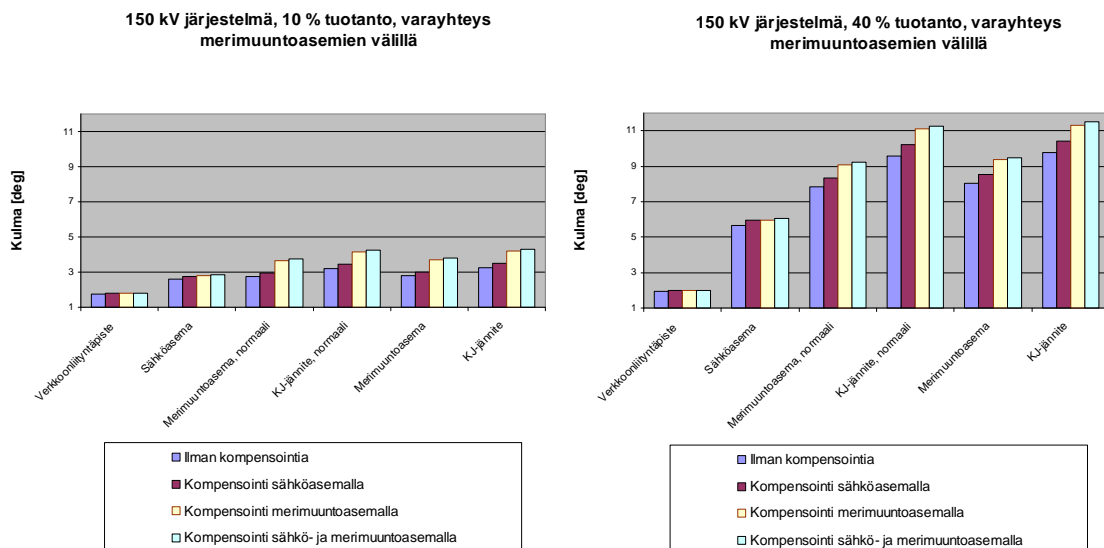
8.3.3. Merimuuntoasemien välinen varayhteys

Merimuuntoasemien välisen varayhteyden pituus on 10 km ja tilannetta tarkastellaan 150 kV järjestelmässä tuotannon ollessa 10 % ja 40 %. Siirtoetäisyys merimuuntoasemalta sähköasemalle on 60 km. Tämä on kompensoinnin ja sähköverkon kannalta ongelmallisin tilanne, koska vikaantuneen siirtokaapelin kompensointilaitteisto voi olla poissa käytöstä mutta varayhteyden sekä toisen puisto-osan liittäminen voi nostaa kompensointitarvetta terveessä puiston osassa. Kuvassa 8.7. on merituulipuiston sähköverkon jännitteitä, kun 400 MW merituulipuiston toinen merimuuntoasema on liitetty varayhteydellä toiselle merimuuntoasemalle. Jännitteiden kulma-arvot ovat kuvassa 8.8.



Kuva 8.7. Merituulipuiston jännitteitä käytettäessä merimuuntoasemien välistä varayhteyttä.

Ilman kompensointia varayhteyden takana olevalla merimuuntoasemalla jännite nousee lähes $1,1 U_n$ arvoon. Kompensointi sähköasemalla ei riitä pitämään jännitteitä riittävän alhaisina varayhteyden takana sijaitsevalla merimuuntoasemalla. Tässä tapauksessa kompensointi pitäisi olla merimuuntoasemalla, tuulivoimaloiden pitäisi osallistua jännitteensäätöön tai muuntajien käämikytkimiä käyttämällä voitaisiin laskea jännitettä. Kuvassa 8.8. jännitteiden kulma-arvot nousevat alle 1° :een varayhteyden takana sijaitsevalla merimuuntoasemalla verrattuna terveeseen puiston osaan.



Kuva 8.8. Merituulipuiston jännitteen kulma-arvoja käytettäessä merimuuntoasemien välistä varayhteyttä.

8.3.4. Häviöt merituulipuiston sähköverkossa

Merituulipuiston häviöitä on tarkasteltu siirtokaapeleiden ja avojohdon sekä KJ-verkon osalta. Myös jännitevälipiirillisen HVDC-järjestelmän häviöitä on tarkasteltu. Taulukossa 8.4. on KJ-verkon häviöitä kahdella eri kaapelien poikkipinta-ala vaihtoehdolla. Häviöitä muodostuu enemmän kuormitustilanteessa ja pienellä tuotannolla eroa järjestelmien välillä on vain kaapelin loisivirran osalta.

Taulukko 8.4. Häviöitä KJ-verkossa, kun puistossa 80 voimalaa ja välimatkat 1,3 km.

300 mm², 185 mm², 95 mm² kaapelit, 33 kV			
Tuotanto [%]	Häviöt [MW]	Häviöt [MVar]	Varaus loisteho [MVar]
10	0.04	0.37	7.8
40	0.61	5.72	7.8
100	3.88	36.42	7.6

400 mm², 240 mm², 150 mm² kaapelit, 33 kV			
Tuotanto [%]	Häviöt [MW]	Häviöt [MVar]	Varaus loisteho [MVar]
10	0.04	0.40	8.0
40	0.54	6.02	8.1
100	3.35	37.25	8.1

Siirtokaapelin ja avojohdon yhdistelmää voidaan vertailla pelkkään siirtokaapeliin, kun lasketaan johtimien häviöt. Taulukossa 8.5. on johdin vaihtoehtojen häviöiden erotuksia. Suurimmat erot näkyvät suurjännitekaapeleillakin täydellä tuotannolla, jolloin päto- ja loistehohäviöt ovat merkittäviä. Siirtojännitteen ollessa 150 kV häviöiden erot eri johdinratkaisuilla pienenevät verrattuna 110 kV siirtojännitteeseen. Liitteessä 5 on taulukon 8.5. lähtötiedot eriteltyinä järjestelmittain eri jännitetasoilla.

Taulukko 8.6. Siirtokaapelin (60km) sekä kaapelin (30 km) ja avojohdon (30 km) häviöiden erotus eri jännite- ja kompensointitasoilla.

Jännite [kV]	Tuotanto [%]	Ilman kompensointia		Kompensointi sähköasemalla		Kompensointi merimuuntoasemalla		Kompensointi sähkö- ja merimuuntoasemalla	
		[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
110	10	0.41	1.16	0.46	1.15	0.25	0.67	0.04	0.19
	40	0.97	2.76	1.07	2.93	1.16	3.17	0.98	2.69
	100	4.11	11.77	4.49	12.74	5.56	15.43	5.56	15.43
150	10	0.46	0.88	0.52	1.17	0.26	0.6	0.06	0.07
	40	0.89	1.57	0.95	1.86	0.9	1.71	0.79	1.46
	100	3.21	5.29	3.6	6.14	4.61	8.41	4.61	8.41

Taulukossa 8.6. on kaapeleiden häviöitä merituulipuistossa, kun tuotanto on 40 % ja 10 % ja toinen siirtokaapeli on vikaantunut. Varayhteyden siirtoetäisyys merimuuntoasemien välillä on 10 km ja siirtojännitteen ollessa 150 kV. Vain terveen siirtokaapelin rinnakkaisreaktorit ovat käytössä. Tuotannon ollessa 10 % siirtokaapelin

häviöt ovat pienimmät, kun kompensointi on joko merimuuntoasemalla tai sähkö- ja merimuuntoasemalla. Suuremmalla tuotantoteholla kompensoimattoman tilanteen häviöt ovat pienimmät johtuen loisvirran ja pätötehon aiheuttamasta jännitteen noususta siirtokaapelissa. Käytännössä muuntajien käämikytkimillä säädettäisiin jännitetasoa ja häviöt eri kompensointitilanteissa voisivat muuttua. Taulukossa on myös kompensointitehoja tarkastelluissa tuotantotilanteissa.

Taulukko 8.6. Häviöitä merituulipuistossa, kun toinen siirtokaapeli vikaantunut ja merimuuntoasemien välinen varayhteys käytössä.

Häviöt		10 % tuotanto		40 % tuotanto	
Siirtokaapeleiden häviöt		[MW]	[MVA_r]	[MW]	[MVA_r]
Ilman kompensointia		0.78	1.82	3.6	7.29
Kompensointi sähköasemalla		0.75	1.75	3.81	8.76
Kompensointi merimuuntoasemalla		0.29	0.68	3.72	8.57
Kompensointi sähkö- ja merimuuntoasemalla		0.28	0.64	3.79	8.72
Kompensointiteho		10 % tuotanto		40 % tuotanto	
Rinnakkaisreaktorin sijainti		Sähköasema	Merimuuntoas.	Sähköasema	Merimuuntoas.
		[MVA_r]	[MVA_r]	[MVA_r]	[MVA_r]
Ilman kompensointia		0	0	0	0
Kompensointi sähköasemalla		83.1	0	82	0
Kompensointi merimuuntoasemalla		0	82.7	0	83.3
Kompensointi sähkö- ja merimuuntoasemalla		40.8	75.8	18.8	81.7

Taulukossa 8.7. on HVDC-järjestelmän häviöitä eri tuotantotilanteissa. Suuntaajien häviöt ovat suhteellisen suuret ja avojohdon käyttö pienentää kokonaishäviöitä jonkin verran. Tämä johtuu osittain avojohdon mitoituksesta. Nyt 400 MW merituulipuisto ei käytä 400 kV avojohdon kapasiteetista kuin alle puolet. Tilannetta tasoittaisi, jos avojohto olisi mitoitettu juuri 400 MW teholle. Simuloinneissa HVDC-yhteyden tasasuuntaaja ohjaa lähimmän solmupisteen jännitettä ja siirtotehoa vaihtosuuntaajan säätäessä sähköaseman tehokerrointa ja HVDC-jännitettä. Jännitteen ylläpitämiseksi tasasuuntaajalla tuotetaan loistehoa, joka kuluu merimuuntoaseman muuntajissa. HVDC-asetalla tuotettu loisteho lasketaan simulointiohjelmassa HVDC-järjestelmän häviöiksi ja tämä vaikuttaa taulukon 8.7. tuloksiin.

Taulukko 8.7. Häviöitä käytettäessä HVDC-järjestelmää merituulipuistossa.

HVDC-jännite ±150 kV	HVDC-yhteys 30 km ja avojohto 30 km						
	Tuotanto	HVDC-häviöt		Avojohtohäviöt		Yhteensä	
	[%]	[MW]	[MVA_r]	[MW]	[MVA_r]	[MW]	[MVA_r]
	10	1.63	6.59	0.02	0.06	1.65	6.65
40	4.87	-2.42	0.22	0.86	5.09	-1.56	
100	13.79	-53.62	1.36	5.18	15.15	-48.44	
	HVDC-yhteys 60 km						
	10	1.66	6.59	-	-	1.66	6.59
	40	5.34	-2.42	-	-	5.34	-2.42
100	16.62	-53.62	-	-	16.62	-53.62	

9. Tulokset merituulipuiston sähköverkon tarkasteluista ja simuloinneista

Työn tavoitteena oli tarkastella merituulipuistojen verkkoonliityntää ja käydä läpi siihen liittyviä velvoitteita ja vaatimuksia. Teoriaosassa käytiin läpi sähköverkon rakennetta merituulipuistoissa ja pohdittiin kantaverkon vaatimuksia yksittäiselle verkkoonliitynnälle. Työssä tarkasteltiin Euroopan merituulipuistoissa käytettyjä tai suunniteltuja verkkoonliityntävaihtoehtoja.

Euroopan merituulipuistojen tarkastelun perusteella voidaan todeta, että merituulipuistojen verkkoonliityntä kannattaa toteuttaa mahdollisimman samalla rakenteella kuin valmistuneet merituulipuistot. Valmiiksi testatuista verkkoratkaisuista ei aiheudu yleensä luotettavuus ongelmia. Lisäksi vakioratkaisu tuo kustannussäästöjä, kun samat komponentit sopivat useampaan merituulipuistoon ja huoltovarmuutta voidaan nostaa pienemmällä varaosamäärällä.

Toistaiseksi kaikki suuret merituulipuistot on liitetty HVAC-siirtokaapeleilla sähköverkkoon. Tulevaisuudessa HVDC-järjestelmiä tuodaan markkinoille voimakkaammin ja siirtoetäisyyksien kasvaessa järjestelmän kilpailukyky paranee suhteessa HVAC-järjestelmiin. Suuremmat merituulipuistokokonaisuudet puoltavat osaltaan HVDC-liityntöjä, jos siirtokapasiteetin pitää olla nykyistä merkittävästi suurempi.

Merituulipuiston tuotanto voidaan kerätä erilliselle tasasuuntausasemalle, joka voi tarvittaessa siirtää myös useamman merituulipuiston tuotannon rannikolle tai kauemmas sisämaahan. Yhteiskäyttö vaatii kuitenkin suunnitelmallisuutta, jotta kaikki alueen puistohankkeet toteutuisivat suhteellisen samoihin aikoihin ja kustannukset verkkoonliitynnästä jakautuisivat tasaisesti puistojen tuotantokapasiteettien mukaan.

9.1. Yksittäisen merituulipuiston verkkoonliityntä

Työn simulointiosuudessa merituulipuiston verkkoonliityntää ja verkkotopologiaa tarkasteltiin 400 MW merituulipuistossa. Simulointien tuloksia voi skaalata koskemaan erilaisia merituulipuistojen kokonaisuuksia, jos kaapeleiden siirtotehot ja siirtoetäisyydet pysyvät suunnilleen samoina. Käytetyssä simulointimallissa 400 MW tuotanto on jaettu kahdelle merimuuntoasemalle.

Merituulipuiston sähköverkossa muodostuu loisvirtaa siirtokaapeleissa. Siirtoetäisyyden kasvaessa tarvitaan ensin kompensointilaitteita sähköasemalle tai verkkoonliityntäpisteeseen. Etäisyyden vielä kasvaessa siirtojännitteestä ja kaapelista riippuen jännitteen ja loistehon kontrolloiminen sähköaseman kompensointilaitteilla ei välttämättä riitä. Tällöin joudutaan pohtimaan kompensoinnin lisäämistä

merimuuntoasemalle. Kompensoinnin sijoitteluun vaikuttaa oleellisesti investointikustannukset, jotka ovat meriolosuhteissa suuremmat kuin sähköasemalla.

9.1.1. Merituulipuiston sähköverkon käyttö ja vaatimukset

Merituulipuiston sähköverkon jännitteitä ja tehokerrointa tulisi säätää siten, että liityntäehdot verkkoonliityntäpisteessä täyttyvät. Jännitteen nosto muutamalla prosentilla merituulipuiston sähköverkossa vaikuttaa pitkällä aikavälillä pätö- ja loistehohäviöihin. Suuremmalla jännitteellä riittää pienempi virta saman tehon siirtämiseen. Toisaalta suurempi jännite voi kiihdyttää laitteistojen ikääntymistä meriolosuhteissa ja lisätä myös läpilyöntiriskiä.

Tuulivoimat voivat osallistua loistehon kompensointiin ja jännitteen hallintaan merituulipuistossa. Tämä ei kuitenkaan riitä korvaamaan muuta kompensointia. Pienellä tuotannolla kaapeleiden tuottama loisvirta nostaa jännitettä merituulipuistossa ja tuulivoimaloiden loistehon kompensoinnilla pitäisi pystyä säätämään myös liityntäpisteen tehokerrointa. Loistehon siirto muuttaa merituulipuiston jännitteitä ja siirrosta aiheutuu ylimääräisiä häviöitä. Lisäksi tuulivoimaloiden taajuusmuuttajien virtaraja rajoittaa loistehon tuotantoa.

Merituulipuistojen käyttö on täysin automatisoitu ja kauko-ohjattavissa. Tehonmuutoksissa noudatetaan liityntäehdoissa määriteltyjä tehon ylös- ja allassäädön rajoituksia huomioiden kuitenkin tuoliolosuhteiden asettamat poikkeukset. Merituulipuiston tuotannon alasajo myrskyrintaman yhteydessä tulisi tehdä porrastetusti mikäli mahdollista. Normaalisissa käyttötilanteessa jännitteen säädössä on kuollut alue, jotta yksittäinen merituulipuisto ei pyrkisi väkisin säätämään liityntäpisteen jännitettä.

9.1.2. Merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset

Merituulipuistojen sähköverkkojen taloudellinen tarkastelu osoitti, että 400 MW merituulipuistossa suurimmat investointikustannukset aiheutuvat merikaapeleista ja muuntoasemista. Mitä kauempana merituulipuisto sijaitsee merellä, sitä hallitsevammaksi muuttuvat merikaapelien investointikustannukset. Myös merimuuntoaseman ja tuulivoimaloiden perustusten investointikustannukset voivat nousta samalla, jos veden syvyys kasvaa.

Merikaapeleiden investointikustannukset ovat siirtojännitteestä riippuvia ja suurjännitekaapeleiden osalta esimerkiksi 400 kV AC-kaapeleita ei ole toistaiseksi käytetty yhdessäkään merituulipuistossa. Raaka-ainekustannukset muuttavat kaapeleiden yksikköhintoja ja tilausajankohdan hintataso määrittää lopulta valittavan kaapelijärjestelmän.

Merimuuntoasemien kokonaiskustannukset vaihtelevat muuntajien määrän ja tehon mukaan. Mahdolliset kompensointilaitteet ja varavoimakone nostavat hintaa. Jos

kiskostoon tarvitaan kytkentätila useammalle varayhteydelle toisiin merimuuntoasemiin, pitää tämänkin huomioida investointikustannuksissa.

Lasketussa esimerkissä 400 MW merituulipuiston sähköverkon investointikustannukset ovat noin 130-160 M€ kun siirtoetäisyys verkkoonliityntäpisteeseen on 55 km ja tuulivoimaloita on 80 kappaletta. Investointikustannuksiin vaikuttaa valittava siirtojännitetaso, jonka mukaan joudutaan käyttämään kahta tai useampaa siirtokaapelia. Tämä taas vaikuttaa merimuuntoasemien määrään ja sijoitteluun. Lisäksi sähköasemalle voi liittyä toinenkin merituulipuisto, jolloin osa investointikustannuksista jakautuisi kahdelle puistolle.

9.1.3. Kaapeleiden ja muuntajien luotettavuus

Kriittisimmät komponentit merituulipuistossa ovat siirtokaapeli ja muuntajat. Kun tuotanto kerätään yhteen pisteeseen siirtoa varten, voi muuntajan tai siirtokaapelin vikaantuminen keskeyttää pahimmillaan tuotannon useammaksi kuukaudeksi koko merituulipuistossa. Tämän takia kahdennettu siirtojärjestelmä tai tuotannon jakaminen useammaksi itsenäiseksi merituulipuisto-osaksi voi olla järkevää suurella tuotantokapasiteetilla.

Puiston sisäisessä sähköverkossa luotettavuuteen vaikuttaa säteittäiseen johtolähtöön kytkettyjen tuulivoimaloiden määrä ja KJ-kaapelin pituus. Tuulivoimaloiden muuntajien luotettavuudella on myös merkityksensä. Jos järjestelmä on rakennettu siten että vikaantunut tuulivoimala voidaan irrottaa verkosta ilman että sen takana olevat tuulivoimalat kokevat keskeytystä, ei tuulivoimalan luotettavuus vaikuta juurikaan puiston kokonaiskäytettävyyteen.

Merituulipuiston sisäisessä sähköverkossa johtolähtöjen välille voidaan lisätä varayhteyksiä mutta tästä saavutettu hyöty jää usein saavuttamatta, koska kaapeloinnin investointikustannukset ylittävät nopeasti parantuneesta luotettavuudesta saadut hyödyt. Lisäksi kaapelit optimoidaan usein siirrettävän tehon mukaan, joten varayhteyksiä käytettäessä pitäisi myös kaapeleiden siirtoteho ylittää verrattuna normaaliin käyttötilanteeseen.

9.1.4. Häviöt merituulipuiston sähköverkossa

Merituulipuiston sähköverkon häviöihin vaikuttaa valittu jännitetaso ja loistehon kompensointilaitteiden sijainti. Työssä tarkasteltiin kahta erilaista KJ-kaapelivaihtoehtoa merituulipuistossa ja 110 kV ja 150 kV siirtokaapeli vaihtoehtoja. Lisäksi käsiteltiin myös HVDC-yhteyden investointikustannuksia ja häviöitä merituulipuiston sähköverkossa.

Siirtojärjestelmän häviöiden kannalta sähköasema kannattaa sijoittaa mahdollisimman lähelle rannikkoa ja liittää sähköasema verkkoonliityntäpisteeseen 400 kV avojohdolla.

KJ-kaapeli vaihtoehtojen häviöissä on jonkin verran eroja ja, jos investointikustannuksien erotus näiden vaihtoehtojen välillä on suhteellisen pieni, on järkevämpää valita poikki-pinta-alaltaan paksummat merikaapelit.

Loistehon siirrosta aiheutuu ylimääräisiä häviöitä siirtoverkossa ja paremmalla kompensoinnin sijoittamisella ja säädöllä voidaan vähentää tässä työssä tarkasteltujen kaapelivaihtoehtojen häviöitä. Myös VJV2007-vaatimusten täyttäminen verkkoonliityntäpisteessä muuttaa loistehon siirtotilanteita ja häviöitä mutta tätä ei tarkasteltu laajamittaisesti työn simulointiosuudessa.

9.1.5. Jännitteen säätö ja loistehon hallinta

Merituulipuiston jännitettä voidaan säätää sähkö- ja merimuuntoaseman käännytyksillä sekä loistehon kompensointilaitteilla. Loistehon hallintaan vaikuttaa kompensointilaitteiden sijainti säätötapa. Kriittisimpiä tilanteita merituulipuistossa voi aiheutua pienen tuotannon aikana, jolloin siirtokaapelin varaus loisvirta nostaa merituulipuiston jännitteitä ja täyden tuotannon aikana, jolloin tuulivoimaloiden loistehon tuotantoa rajoittaa taajuusmuuttajien virtaraja. Täydellä tuotannolla myös siirtokaapeli on kuormitettuna ja loistehon siirto merimuuntoaseman ja liityntäpisteen välillä lisää kuormitusta sekä häviöitä. Liityntäehtoja ei pystytä täyttämään ilman riittävän kapasiteetin omaavaa ja oikein sijoitettua kompensointilaitteistoa. Kompensoinnin tarvetta pitää tarkastella tapauskohtaisesti jokaiselle merituulipuistolle, koska siirtoyhteyden pituus ja verkon rakenne vaikuttaa loistehon siirtoon ja jännitteisiin.

Jännitteen ja loistehon hallintaan vaikuttaa myös liityntäpisteen jännitteen muutokset. Jännitteen ollessa $1,05 U_n$ tarvitaan reaktiivista loistehoa liityntäpisteessä. Tuulipuiston tuotannon ollessa alhainen siirtokaapeli tuottaa merkittävän määrän kapasitiivista loistehoa. Jos merimuuntoaseman kompensointilaitteistolla pyritään säätämään liityntäpisteen tehokerrointa aliluonnollisella teholla toimivan siirtokaapelin yli, pitää merimuuntoaseman kompensointilaitteistossa olla riittävästi kapasiteettia. Suuren loistehon siirtäminen muuttaa lisäksi jännitteitä sähkö- ja merimuuntoasemalla ja muuntajien käännytyksien säädöllä hallitaan jännitteen muutoksia.

Liityntäpisteen jännitteen ollessa $0,90 U_n$ tarvitaan verkkoonliityntäpisteessä kapasitiivista loistehoa. Merituulipuiston nimellistuotannolla tuulivoimaloiden taajuusmuuttajien virtakestoisuus rajoittaa loistehon kompensointia tuulivoimaloiden avulla. Siirtokaapeleissa muodostuvaa loisvirtaa voidaan käyttää liityntäpisteen kompensointitarpeeseen mutta sen lisäksi voidaan tarvita erillisiä kompensointilaitteita. Sähköaseman muuntajan käännytyksillä pyritään pitämään siirtokaapelin jännite lähellä nimellisarvoa, koska muutoin siirtokaapelin tuottama loisvirta pienenee ja tarvitaan lisää kompensointitehoa liityntäpisteeseen.

10. Johtopäätökset ja päätelmät

Merituulipuistoihin pyritään suunnittelemaan teknisesti luotettavia mutta yksinkertaisia verkkoonliityntöjä, joiden investointikustannukset olisivat mahdollisimman pienet. Merimuuntoasemalta tuotanto siirretään lyhyellä siirtokaapelilla lähimpään verkkoonliityntäpisteeseen. Riippuen tuulipuiston nimellistehosta jaetaan tuotanto yhdelle tai kahdelle merimuuntoasemalle ja muuntajalle mutta merimuuntoasemien välille ei toteutuneissa hankkeissa ole toistaiseksi asennettu varayhteyksiä. Liityntäverkossa voi olla suositeltavaa harkita muuntajien ja siirtojohtojen kahdentamista mutta taloudelliset lähtökohdat pitää huomioida.

Merituulipuistoissa siirtojännite on yleensä sama kuin kantaverkossa. Näin ainakin Ruotsissa, Iso-Britanniassa ja Tanskassa. Suomen alue- ja kantaverkossa on käytössä kuitenkin 110 kV jännite. Tällä siirtojännitteellä tarvitaan merituulipuistojen sähköverkoissa yleensä useampi siirtokaapeli kuin 132 kV tai 150 kV jännitteillä. Vaihtoehtona voidaan laskea merituulipuiston tehoa tai kasvattaa siirtokaapeleiden poikkipinta-alaa. Tämä nostaa kuitenkin kaapeleiden materiaalikustannuksia. Tästä syystä HVDC-järjestelmä voi olla mahdollinen vaihtoehto Suomeen rakennettavissa merituulipuistoissa, jos suuntaaja-asemien investointikustannukset laskevat vielä nykyisestä.

10.1. Verkkoonliityntämalli eri vaihtoehdoille

Merituulipuistojen verkkoonliitynnässä tulee huomioida siirtoetäisyys merimuuntamolta verkkoonliityntäpisteeseen ja tuotantokapasiteetti. Lähempänä rannikkoa yksinkertaiset puistokohtaiset ratkaisut ovat toimivimpia ja siirtoetäisyyden kasvaessa yhteiskäyttöjen ja varayhteyksien merkitys kasvaa.

Jännitteen ollessa 110 kV kaapelin siirtokapasiteetti on noin 150 MW. Vastaavasti 150 kV jännitteellä siirtokapasiteetti nousee 200 MW:iin. Näin ollen Suomen olosuhteissa puistojen tehot saatetaan mitoittaa 110 kV merikaapelin siirtotehon tai sen kerrannaisten mukaan, jos sähkö- ja merimuuntoasemien investointikustannukset ovat edullisemmat alhaisemmalla jännitetasolla.

Suomessa HVDC-järjestelmän käyttö nyt suunnitelluissa järjestelmissä ei todennäköisesti ole kannattavaa. Siirtoetäisyys lähimpään verkkoonliityntäpisteeseen pitäisi olla suurempi. Myös avojohtoverkon rakennuskustannukset ovat toistaiseksi kilpailukykyiset verrattuna HVDC-järjestelmän investointikustannuksiin. Tilanteissa, joissa avojohtoverkon rakentamiseen ei saada lupaa YVA-selvityksessä esiintyvien haittojen takia voi HVDC-järjestelmä olla vartenotettava vaihtoehto.

10.2. Useamman merituulipuiston verkkoonliityntä

Perämeren merituulipuistohankkeista vain Suurhiekkä ja Pitkämatala sijaitsevat käytännössä vierekkäin. Näitä puistoja ei todennäköisesti liitetä samaan pisteeseen, koska Maakrunni ja Pitkämatala ovat saman energiayhtiön hankkeita ja nämä todennäköisesti liitetään samaan liityntäpisteeseen siirtoverkossa. Tällöin liittyjä joutuu maksamaan, vain yhdestä verkkoonliitynnästä vaikka molemmat merituulipuistot toteutuisivat. Lisäksi Oulu-Haukipudas merituulipuistohankkeen liityntäpiste on todennäköisesti järkevintä sijoittaa samalle sähkö-/kytkinasemalle Suurhiekan merituulipuiston kanssa. Muussa tapauksessa tarvitaan sillekin oma kytkinasema tai kantaverkon sähköasemalaajennus.

Ilman verkkoonliitynnän tehorojoitusta kaikki tässä työssä käsitellyt Perämeren merituulipuistot voitaisiin liittää samaan pisteeseen. Jännitevälipiirillisen HVDC-järjestelmän teho pitäisi mitoittaa neljän hankkeen tapauksessa yli 2 GW siirtämiseen ja käytetty siirtojännite olisi 320 kV. Tällä kokonaisteholla tarvittaisiin kaksi järjestelmää, koska suurin siirrettävä teho 320 kV jännitevälipiirillisessä HVDC-järjestelmässä on noin 1200 MW. Kantaverkon mitoitusasioiden takia yhteen pisteeseen liittyvien merituulipuistojen tuotantoa rajoitetaan kuitenkin Perämeren hankkeiden tapauksessa noin 1000 MW:iin, joten tuotanto pitäisi jakaa ainakin kahteen eri liityntäpisteeseen.

HVDC- ja HVAC-järjestelmiä voitaisiin käyttää myös samassa verkkoonliitynnässä. Ongelmana on kuitenkin kahden järjestelmän investointi-, häviö ja huoltokustannukset, jotka heikentävät tämän vaihtoehdon vertailulähtökohtia. Tuotannon ollessa vain puolet tai alle nimellisestä kapasiteetista sähkö voitaisiin siirtää pelkästään HVDC-järjestelmällä ja hyötysuhde olisi parempi kuin jos HVDC-järjestelmän siirtokapasiteetti olisi mitoitettu nimellistehon mukaan. Vaihtoehdossa tarvittaisiin kahdet merikaapelit ja nämä ovat merkittävimpiä investointikustannuksia suuntaaja-asemien jälkeen siirtoetäisyyden kasvaessa.

10.2.1. Useamman merituulipuiston sähköverkon käyttö

Useamman merituulipuiston yhteisessä verkkoonliitynnässä jännitteen hallinta ja loistehon kompensointi voidaan hoitaa yhdistetysti verkkoonliityntäpisteessä mutta etäisyyksien kasvaessa tarvitaan merimuuntoasemilla omat kompensointilaitteet. Merimuuntoasemille sijoitettujen kompensointilaitteistojen käyttö tulee koordinoida siten, että VJV2007-vaatimukset täyttyvät myös liityntäpisteessä.

Yhteisessä verkkoonliitynnässä pitää investointi- ja käyttökustannukset hinnoitella järkevästi, jotta kustannukset määräytyisivät liittyjien tuotantokapasiteetin ja käytön mukaan. Joko kaikki maksavat nimellistehojen mukaan kompensoinnista tai siitä laskutetaan kulutuksen perusteella. Merituulipuistossa käytetään erilaisia tuulivoimaloita, jolloin kompensoinnin tarve voi poiketa puistojen välillä. Eli toisessa järjestelmässä saatetaan tarvita merimuuntoasemalle kompensointilaitteita mutta toisessa puistossa tuulivoimaloilla saadaan hoidettua merimuuntoaseman kompensointi.

Paikallinen verkko-operaattori on merituulipuistojen yhteydessä varteenotettava vaihtoehto verkon hallinnoijaksi. Liityntäjohto on suhteellisen pitkä ja useamman merituulipuiston tuotannon, jännitteen ja kompensoinnin hallinta erikseen ei todennäköisesti ole järkevää. Myös tuotantotietojen kerääminen suurissa merituulipuistoissa ja viestintä kantaverkkoyhtiön kanssa kuuluu verkkoonliittyjän velvollisuuksiin. Tämä onnistuisi keskitetyn verkonkäytön avulla suhteellisen yksinkertaisesti.

10.2.2. Hyödyt yhteisessä verkkoonliitynnässä

Yhteishankkeilla voidaan säästää investointikustannuksissa, kun yksi sähköasema ja kytkinasema riittävät. Investointi sähköaseman laajennukseen on usein edullisempaa kuin uuden vastaavat ominaisuudet sisältävän sähköaseman rakentaminen. Tapauksissa, joissa tarvitaan suhteellisen pitkä liityntäjohto rannikolta verkkoonliityntäpisteeseen, voidaan saavuttaa yhdellä avojohtolinjalla huomattavasti tehokkaampi verkkoratkaisu kuin tilanteissa, joissa kahdelle merituulipuistolle suunnitellaan kaksi rinnakkaista johtoreittiä.

Liityntäverkon käyttö on yleensä järkevää keskittää yhdelle toimijalle, jotta merituulipuistojen sähköverkkoa voidaan käyttää kokonaisuuden kannalta taloudellisimmalla tavalla. Tässä tapauksessa paikallinen verkkoyhtiö voi tarjota kannattavimman vaihtoehdon, kun taas kantaverkkoyhtiön toimenkuvaan ei kuulu liityntäverkkojen hallinnointi. Yhteiskäytössä pitää kuitenkin määrittää mahdollisten varayhteyksien käyttötilanteet ja sallitut vaikutukset muihin merituulipuistoihin.

Tuotannon kerääminen yhteen liityntäpisteeseen voi laskea merituulipuistojen käytettävyyttä. Toisaalta mahdollisten varayhteyksien rakentaminen ja kriittisten verkkokomponenttien kahdentaminen on usein edullisempaa usean verkkoonliittyjän tapauksessa. Sama voisi toimia myös meriolosuhteissa mutta siirtokaapeloinneissa ja varayhteyksissä kaapelien investointikustannukset tulevat nopeasti vastaan.

10.3. Tutkittavaa ja kehitettävää jatkossa

Työssä tarkasteltiin merituulipuistojen verkkoonliitynnän teknistä ja taloudellista puolta. Edelleen voitaisiin tarkastella merituulipuiston investointikustannuksia erilaisilla merimuuntoasema vaihtoehdoilla. Perustusratkaisut ja varustelu vaikuttavat merimuuntoaseman kokonaiskustannuksiin ja sen perusteella voisi pohtia esimerkiksi kompensointilaitteiden ja useamman muuntajan aiheuttamia investointikustannuksia. Tietojen saaminen voi toisaalta olla este tarkasteluille, koska markkinat ovat rajatut ja osa kustannustiedoista voi olla salassa pidettäviä.

Työn simulointiosuudessa tarkasteltiin merituulipuiston sähköverkkoa tehonjaolla. Liityntäehtojen toteutumista voisi jatkossa tarkastella laajemmin, koska kompensoinnin sijoittelulla ja verkon rakenteella on vaikutusta VJV2007-vaatimusten toteutumiseen. Verkon toiminnan kannalta oleellista on myös sen käyttäytyminen ajallisesti vaihtelevissa tilanteissa. Stabiilisuustarkasteluja voisi laajentaa korvaamalla simuloinneissa vakioteholähteet joko DFIG-tuulivoimaloilla tai sitten täystehotaajuusmuuttajilla varustetuilla tuulivoimaloilla. Lisäksi merituulipuistojen vaikutuksia voisi tarkastella kantaverkossa eri liityntävaihtoehdoilla. Jatkossa voisi keskittyä esimerkiksi useamman merituulipuiston yhteiseen verkkoonliityntään kantaverkossa ja sen stabiilisuus tarkasteluihin. Mallia kannattaisi kuitenkin kehittää eteenpäin.

Työssä ei vertailtu 400 kV merikaapeleita, koska tällä jännitetasolla ei ole liitetty yhtään merimuuntoasemaa sähköasemalle tai kantaverkkoon. Kustannustiedot tällä jännitetasolla rajoittuvat lähinnä kantaverkon avojohtoihin. Kuitenkin 400 kV merikaapelit voisivat toimia pienessä osassa projekteja, jos siirtoetäisyydet ovat suhteellisen lyhyet mutta siirtotehot suuret.

LÄHTEET

- [1] Global wind energy council. Global Installed Wind Power Capacity 2008/2009 [WWW]. [viitattu 12.2.2010]. Saatavissa:
<http://www.gwec.net>
- [2] BTM Consult ApS. International Wind Energy Development. 2009. World Market Update 2008. Forecast 2009-2013, March 2009 [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.btm.dk/reports/world+market+update+2008>
- [3] EWEA. Operational Offshore Wind Farms in Europe, end 2009 [WWW]. [viitattu 19.1.2010]. Saatavissa:
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/OperationalOffshoreFarms2009.pdf
- [4] Ackermann, T. Wind Power in Power Systems. Chichester, England 2005, Wiley. 742 p.
- [5] BARD [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.multibrid.com/index.php?id=5&L=1>
- [6] GE Wind [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
http://www.bard-offshore.de/prod_windkraftanlage-en.php
- [7] Multibrid [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/downloads/ge_36brochure.pdf
- [8] REpower [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_uk.pdf
- [9] Siemens [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/wind-turbines/swt-3-6-107.htm>
- [10] Vestas [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/3.0-mw.aspx>
- [11] Winwind [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.winwind.fi/tuotteet.html>
- [12] SFS-IEC-80063. IEC:n standardijännitteet = IEC standard voltages. Helsinki 2007, Suomen Standardisoimisliitto. 22 s.
- [13] Hau, E. Wind Turbines. 2nd ed. Berlin, Germany 2006, Springer. 783 p.
- [14] Holttinen, H., Furustam, K., Haapanen, E., Holttinen, E., Liukkonen, S., Määttänen, M. Offshore-tuulivoima Perämeren jääolosuhteissa. Espoo 1998, VTT julkaisuja 828. 131 s.
- [15] Suomen tuuliatlas [WWW]. [viitattu 7.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.tuuliatlas.fi>
- [16] Vattenfall. Assesment of the Lillgrund Windfarm [WWW]. [viitattu 20.1.2010]. Saatavissa:
http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819774vxrx/876156vxrx/876176omxv/1342552lil/1811844rap/P02.pdf

-
- [17] Holttinen, H., Stenberg, A. Suomen tuulivoimatilastot [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/proj/windenergystatistics/>
- [18] Energiategollisuus, sähköntuotanto, tuonti ja vienti [WWW]. [viitattu 7.1.2010]. Saatavissa: <http://www.energia.fi/fi/tilastot/sahkotilasto/tuotanto/sahkontuotantotuontijavienti>
- [19] Holttinen, H., Mikkonen, A. Tuulivoimahankkeita [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/files/projects/windenergystatistics/hankelista.pdf>
- [20] L 17.3.1995/386. Sähkömarkkinalaki.
- [21] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Yleiset liittymisehdot (YLE2007) [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/YLE2007_31.8.2007.pdf
- [22] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2007) [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vaitimukset__vjv_2007.pdf
- [23] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Liittymissäännöt tuulivoimaloiden liittämiseksi Suomen voimansiirtoverkkoon [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/toimikunnat/verkkotoimikunta/liittisaannot_tuulivoimalat.pdf
- [24] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Hinnoitteluperiaatteet [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/kantaverkon_liittymnan_hinnoitteluperiaatteet.pdf
- [25] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Sopimus pohja [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/kvs_2008_sopimus pohja.pdf
- [26] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Tuulivoimapuiston verkkoon liittämisen kriteerit [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/toimikunnat/verkkotoimikunta/kokous_2_09/tuulivoimapuiston_liittaminen_luonnos.pdf
- [27] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Fingrid Oyj:n 400 kilovoltin vaihtosähköverkkoon liitettäviä suurjännitteisiä tasasähköyhteyksiä koskevat järjestelmävaatimukset [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/hvdc-yhteyden_liittamisen_periaatteet.pdf
- [28] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Fingridin asiakkailta tarvittavat verkkotekniset tiedot [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/verkkotekn_tiedot_asiakkailta.pdf
- [29] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Loissähkö sopimus [WWW]. [viitattu 11.1.2010]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/loissahkon_toimitus/loissahkosopimus.pdf
- [30] Fingrid Oyj, Suomen kantaverkkoyhtiö. Loissähkö sopimusten laatimisperusteet ja soveltamisohje [WWW]. [viitattu 11.1.2010]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/loissahkon_toimitus/loissahkosopimusten_laatimisperusteet_ja_soveltamisohje.pdf
- [31] Aro, M., Elovaara, J., Karttunen, M., Palva, V., Nousiainen, K. Suurjännitetekniikka. Helsinki 2003, Otatieto. 520 s.

-
- [32] Lakervi, E., Holmes, E. J. Electricity distribution network design. Exeter, England 1995, Peter Peregrinus Ltd. 325 p.
- [33] Lamponen, J. Tuulivoiman erityispiirteitä kantaverkkoliittymän ja verkon dynamiikan kannalta. Diplomityö. Espoo 2008. Teknillinen korkeakoulu, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. 72 s.
- [34] Clairmont, B., Douglass, D.A., Bascom, E.C., Raymond, T.C. Increased Power Flow Guidbook: Increasing Power Flow in Transmission and Substation Circuits. Palo Alto, CA 2005, EPRI 1010627. 302 p.
- [35] Prysmian. High Voltage Cables [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.prysmian.fi/export/sites/prysmian-fiFI/attach/pdf/Powercables/HV_Cables_Brochure_2007.pdf
- [36] ABB. Submarine cables for inter-turbine connections [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: [http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/b08bc8f0bbcc3693c1256e91002d618d/\\$File/Submarine%20cables%20for%20inter-turbine%20connections%20-%20eng.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/b08bc8f0bbcc3693c1256e91002d618d/$File/Submarine%20cables%20for%20inter-turbine%20connections%20-%20eng.pdf)
- [37] Max, L. Design and Control of a DC Collection Grid for a Wind Farm. Dissertation. Göteborg, Sweden 2009. Chalmers University of Technology. Publication 3014. 157 p.
- [38] Zacharias, P. Use of Electronic-Based Power Conversion for Distributed and Renewable Energy Sources. Kassel, Germany 2008, ISET. 695 p.
- [39] Sheng, B. A Synthetic Test Circuit for Current Switching Tests of HVDC Circuit Breakers. Proceedings of the IEEE PES 2008 T&D Chicago meeting, USA, Apr. 21-24.2008 [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: [http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/9d5b63613c7544a2c12574540057c665/\\$File/A%20Synthetic%20Test%20Circuit%20for%20Current%20Switching%20Tests%20of%20HVDC%20Circuit%20Breakers.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/9d5b63613c7544a2c12574540057c665/$File/A%20Synthetic%20Test%20Circuit%20for%20Current%20Switching%20Tests%20of%20HVDC%20Circuit%20Breakers.pdf)
- [40] Partanen, J. Tasasähkövoimansiirto. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710600/tasasahkovoimansiirto.pdf>
- [41] Lahtinen, M. Voimansiirtojärjestelmät. Teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan osasto [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://powersystems.tkk.fi/opinnot/S-18.113/HVDC_FACTS_TKK_2005.pdf
- [42] Siemens. High voltage direct current transmission [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: www.energy-siemens.com/hvdc
- [43] Kothari, D.P., Nagrath, I.J. Modern Power System Analysis. 3rd ed. New Delhi, 2003, Tata McGraw Hill. 708 p.
- [44] Vindpark Vänern [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.vindparkvanern.se/>
- [45] Vattenfall [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: www.vattenfall.com
- [46] Join pre-feasibility Study by Energinet.dk, Svenska Kraftnät, Vattenfall Europe Transmission. An Analysis of offshore grid connection at Kriegers Flak in the Baltic Sea [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.svk.se/global/02_press_info/090507_kriegers-flak-pre-feasibility-report-final-version.pdf
- [47] EWEA. The economics of wind energy [WWW]. March 2009. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf

[48] Intelligent Energy Europe program. Offshore grid study [WWW]. [viitattu 1.3.2010]. Saatavissa: <http://www.offshoregrid.eu/>

[49] Danish Energy Agency. Procedures and Permits for Offshore Wind Parks [WWW]. [viitattu 19.1.2010]. Saatavissa: <http://www.ens.dk/en-US/supply/Renewable-energy/WindPower/offshore-Wind-Power/Procedures-and-permits-for-offshore-wind-parks/Sider/Forside.aspx>

[50] Wind Power Monthly, Special Report Europe Offshore 12(2009)9.

[51] BWEA. UK Offshore Wind: Charting the Right Course [WWW]. [viitattu 19.1.2010]. Saatavissa: <http://www.bwea.com/pdf/publications/ChartingtheRightCourse.pdf>

[52] Lehtinen, J. Kemiin nousee Suomen suurin tuulipuisto. Tekniikka & talous [WWW]. 12. lokakuuta 2006. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.tekniikkatalous.fi/energia/article35436.ece>

[53] Elomaa-Mäenpää, T. ABB solutions to Kemi Ajos wind farm in Northern Finland [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/261428146168c203c12573bf002f3466.aspx>

[54] PVO-Innopower Oy. Kemi, Ajos tuulipuisto [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.kemi.fi/paasivustot/uutiset/Ajos/kemiajos_nettti.pdf

[55] PVO. Tuulivoimalan meriperustushanke [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.pohjolanvoima.fi/fi/hankkeet/meriperustushanke/?id=7962>

[56] Statoil. Hywind project [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/Hywind/Pages/HywindPuttingWindPowerToTheTest.aspx>

[57] De Vries, E. North Sea construction: Installing monopiles for the Dutch Q7 offshore wind farm. Renewable energy world magazine [verkkolehti]. 10(2007)3. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2007/05/north-sea-construction-installing-monopiles-for-the-dutch-q7-offshore-wind-farm-51537>

[58] ABB press releases. ABB wins contracts worth \$ 33 million to supply Dutch wind project [WWW]. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/5d3e267ef2920904c12571a90029782c/\\$file/06_19_Q7windpower.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/5d3e267ef2920904c12571a90029782c/$file/06_19_Q7windpower.pdf)

[59] Van Griethuysen, D.E. Offshore Windpark Egmond aan Zee presentation [WWW]. April 2007. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa: <http://www.we-at-sea.org/docs/BallastNedampresentation.pdf>

[60] NordzeeWind. Egmond aan Zee wind farm [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa: http://www.noordzeewind.nl/index.php?url=reports_data_65.html

[61] Kouwenhoven, H.J., Haag, M., Olthoff, J., den Rooijen, H.P.G.M., McMorrine, I.W., van Dijke, P. Go ahead Dutch off shore wind. Windfarm Egmond aan Zee I under construction. Proceedings of the Copenhagen offshore wind conference. Copenhagen, Denmark, October 26-28, 2005. [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa: http://wind.nrel.gov/public/SeaCon/Proceedings/Copenhagen.Offshore.Wind.2005/documents/papers/Poster/H.Kouwenhoven_GoaheadDutchoffshorewind.pdf

[62] ABB press releases. ABB wins \$ 16 million farm contract on Sweden [WWW]. [viitattu 26.10.2009]. Saatavissa: <http://www.abb.fi/cawp/seitp202/8836C47EA0B2BC26C125713300261A5B.aspx>

-
- [63] Eliasson, A. Isabegovic, E. Modeling and Simulation of Transient Fault Response at Lillgrund Wind Farm when Subjected to Faults in the Connecting 130 kV Grid. Master Thesis. Göteborg, Sweden 2009. Chalmers University of Technology, Department of Energy and Environment. 72 p.
- [64] Jeppsson, J., Larsen, P.E., Larsson, Å. Technical Description Lillgrund Wind Power Plant [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/5965811xou/643131pove/1871615lil/P02107829.pdf
- [65] Nysted Havmøllepark. The construction of Nysted offshore wind farm [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
http://www.dongenergy.com/SiteCollectionDocuments/NEW%20Corporate/Nysted/WEB_NYSTED_UK.pdf
- [66] SEAS-NVE. Reinforcing grids. Nysted offshore wind farm [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.seas-nve.dk/AboutSeasNve/Wind/Reinforcement/Nysted.aspx>
- [67] Sörensen, E., Nielsen, F. Clean power from the sea. ABB review, Energy efficiency [verkkolehti]. 4(2007)2, pp 69-72 [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
[http://library.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/7ee1a7a37ac50251c12572ff002f71a1/\\$File/69-72%20M744_ENG72dpi.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/7ee1a7a37ac50251c12572ff002f71a1/$File/69-72%20M744_ENG72dpi.pdf)
- [68] Offshore center Danmark. Rødsand offshore wind farm details [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa: http://www.offshorecenter.dk/offshorewindfarms_detail.asp?id=33942&t=R%F8dsand
- [69] SEAS Wind Energy Centre. The danish offshore wind farm demonstration project. Review report [WWW]. February 2002. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
http://193.88.185.141/Graphics/Energiforsyning/Vedvarende_energi/Vind/havvindmoeller/demonstration_sprogram_miljoprogram/Rev2002.pdf
- [70] Nexans press releases 2001. Nexans wins a multi-million euro contract to equip the world's largest sea-based windmill park [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
http://www.nexans.com/eservice/Corporate-en/documentDownload_20431/July%20,%202001:%20Nexans%20wins%20a%20multi-million%20euro%20contract%20to%20equip%20the%20world%27s%20largest%20sea-based%20windmill%20park
- [71] ABB library. Horns Rev, Denmark – one of the largest windmill farms in the world [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
[http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/e3ca3eb377a1445dc1256e36004882c7/\\$File/Project%20Horns%20Rev%20170%20kV%20XLPE%20land-.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/e3ca3eb377a1445dc1256e36004882c7/$File/Project%20Horns%20Rev%20170%20kV%20XLPE%20land-.pdf)
- [72] Horns Rev Newsletter June 2002 [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
http://www.hornsrev.dk/Engelsk/nyheder/nyh_jun_02/uk-juni_02.htm
- [73] POWER, Pushing Offshore Wind Energy Regions. Case Study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lesson Learnt by Developers of Offshore Wind Farms [WWW]. 2007. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.offshore-power.net/Files/Dok/casestudy-europeanoffshorewindfarms.pdf>
- [74] Elsam, essential energy. Horns Rev Newsletter May 2002 [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
http://www.hornsrev.dk/Engelsk/nyheder/nyh_maj_02/uk-maj_02.htm
- [75] Nexans press releases 2007. Nexans supplies subsea medium voltage cables and power accessories for Denmark's largest offshore wind farm Horns Rev 2 [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
http://www.nexans.com/eservice/Corporate-en/navigatepub_142507_-11993/Nexans_supplies_subsea_medium_voltage_cables_and_p.html

-
- [76] Dong Energy. Horns Rev 2 [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa: http://www.dongenergy.com/hornsrev2/en/about_horns_rev_2/about_the_project/pages/cables.aspx
- [77] Nexans press releases 2006. Nexans wins a 30 million Euro submarine power cable contract for Denmark's Horns Rev 2 offshore wind farm [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa: http://www.nexans.com/eservice/Corporate-en/navigatepub_142508_-7196/Nexans_wins_a_30_million_Euro_submarine_power_cabl.html
- [78] Energinet nyheder 2009. Energinet.dk indvier nettilslutning af Horns Rev 2 med møllecruise [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://hornsrev2.energinet.dk/da/menu/Nyheder/Nyhedsartikler/Indvielse.html>
- [79] Wiechowski, W., Eriksen, P.B. Selected Studies on Offshore Wind Farm Cable Connections: Challenges and Experience of the Danish TSO. [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa: http://ewh.ieee.org/cmte/ips/2008GM/2008GM_wind_europe.pdf
- [80] EnergyMap. Grid connection of Horns Rev 2 200 MW offshore wind farm [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa: <http://www.energymap.dk/Profiles/Energinet-dk/Cases/Grid-connection-of-Horns-Rev-2-offshore-wind-farm>
- [81] Prequalification for construction of offshore transformer platform for Horns Rev B [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa: <http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/4F79A1CE-B298-458A-A7EC-BB86C56F23DD/0/PrequalificationforconstructionofoffshoretransformerplatformforHornsRevB.pdf>
- [82] Alpha Ventus [WWW]. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=80>
- [83] Prysmian. Prysmian secures strategic cable contracts worth of a total 35 M€ for major offshore wind power plants [WWW]. November 2007. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.prysmian.com/communication/news.html?newsLink=/archive/news/2007/news027.news>
- [84] Areva. Offshore Wind Farm "Alpha Ventus" 110/30 kV transformer station [WWW]. [viitattu 25.1.2010]. Saatavissa: http://www.areva-td.com/solutions/liblocal/docs/Industry%20solutions/Power%20Gen/Alpha_ventus%20Offshore%20Wind%20farm_LR.pdf
- [85] German offshore projects. Offshore wind energy [verkkolehti]. 2(2009)2. pp. 38-39. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.windenergie-agentur.de/deutsch/downloads/pdf/WAB_OFFSHORE_Engl_2009_LowRes.pdf
- [86] Backwell, B. E.ON starts up Robin Rigg offshore wind farm in Solway Firth. Recharge, the global source for renewable energy news [verkkolehti]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.rechargenews.com/energy/wind/article187956.ece>
- [87] Areva T&D press releases. Areva T&D to build UK's second offshore high-voltage substation [WWW]. March 2007. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: http://www.areva-td.com/news/US_541_AREVA+T&D+to+build+UK%27s+second+offshore+high-voltage+substation.html
- [88] Office of the Gas and Electricity Markets. Robin Rigg Offshore Transmission Assets [WWW]. July 2009. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/OFFTRANS/OTT/TENDOCs/Documents1/Robin%20Rigg%20-%20Project%20specific%20Preliminary%20Information%20Memorandum%20%28PIM%29.pdf>

-
- [89] E.ON. Rødsand 2 [WWW]. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa:
http://www.eon.se/templates/Eon2Dynamic1_1_1.aspx?id=62965&epslanguage=EN
- [90] Energinet.dk. Grid connection of Rødsand 2 offshore wind farm [WWW]. August 2006. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.energinet.dk/en/menu/Transmission/New+projects/New+electricity+transmission+installations/Roedsand/Grid+connection+of+R%C3%B8dsand+2+offshore+wind+farm.htm>
- [91] Svenson, J. Layout optimization on offshore wind farm Rødsand 2. Proceedings of the European Offshore Conference, Stockholm 14.-16.9.2009.
- [92] ABB press releases. ABB cables to strengthen Danish power grid [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.abb.com/cawp/seitp202/12c076d6fc1728f1c12575c3002cc093.aspx>
- [93] SEAS-NVE. Consultant Service Brochure[WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.seas-nve.dk/~media/PDF/Brochure%20Windenergy%202009.ashx>
- [94] Energinet. Anlægsplan 2006 for eltransmission i Danmark [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/0D38FF03-F60D-4BB3-97B1-0CC98AB3E9DD/0/Anl%C3%A6gsplan_2006.pdf
- [95] Vattenfall. Thanet Offshore Wind Farm [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.vattenfall.co.uk/en/thanet-offshore-wind-farm.htm>
- [96] Prysmian. Prysmian awarded major contract to supply Submarine Power Cables and Systems for UK-based Thanet Offshore Wind Park [WWW]. October 2008. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.prysmian.com/communication/news.html?newsLink=/archive/news/2008/news036.news>
- [97] Vattenfall. Weekly notice of operations to stakeholders [WWW]. 18 January 2010. [viitattu 22.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.vattenfall.co.uk/en/file/2-20100118-094725.pdf>
- [98] Ofgem. Thanet Offshore Transmission Assets [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/OFFTRANS/OTT/TENDOCS/Documents1/Thanet%20-%20Project%20specific%20Preliminary%20Information%20Memorandum%20%28PIM%29.pdf>
- [99] Siemens press release. EnBW places order with Siemens for first commercial offshore wind farm in Germany in the Baltic Sea [WWW]. April 2009. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa:
http://w1.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2009/renewable_energy/ere200904040.htm
- [100] Wind-projekt. Offshore-Windpark Baltic 1 [WWW]. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa:
http://www.wind-projekt.de/englisch/index_e.htm
- [101] Vattenfall AB press information. REpower and Vattenfall sign 150 megawatt contract for offshore wind farm off British Isles [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/1573780vat/P02.pdf
- [102] Prysmian. Prysmian secures €27 million project to develop submarine cable connections for the Ormonde off shore wind farm in the Irish Sea [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
http://www.prysmian.com/archive/highlight/highlight_ormonde.html
- [103] Ofgem. Ormonde Offshore Transmission Assets [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/OFFTRANS/OTT/TENDOCS/Documents1/Ormonde%20-%20Project%20specific%20Preliminary%20Information%20Memorandum%20%28PIM%29.pdf>

-
- [104] New Energy focus, wind news. Work contracts awarded for Ormonde offshore wind hybrid [WWW]. [viitattu 22.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/Kurznachrichten/2009/090226Ormondeoffshorewind.pdf>
- [105] DONG Energy. Walney [WWW]. [viitattu 21.9.2009]. Saatavissa:
<http://www.dongenergy.com/walney>
- [106] Ofgem. Walney I Offshore Transmission Assets [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/OFFTRANS/OTT/TENDOCs/Documents1/Walney%20I%20-%20Project%20specific%20Preliminary%20Information%20Memorandum%20%28PIM%29.pdf>
- [107] Ofgem. Walney II Offshore Transmission Assets [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/OFFTRANS/OTT/TENDOCs/Documents1/Walney%20II%20-%20Project%20specific%20Preliminary%20Information%20Memorandum%20%28PIM%29.pdf>
- [108] Wind Energy Business Review [WWW]. [viitattu 20.1.2010]. Saatavissa:
http://wind.energy-business-review.com/news/seabed_power_receives_two_contracts_from_dong_walney_for_walney_offshore_wind_farm_in_uk_090806/
- [109] Windpower Monthly. Prysmian will develop the power links for the Walney offshore wind farm, in the Irish sea [WWW]. [viitattu 25.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.windpowermonthly.com/pressreleases/article/978924/Prysmian-will-develop-power-links-Walney-offshorewind-farm-Irish-sea/>
- [110] Statoil. Sheringham Shoal [WWW]. [viitattu 21.9.2009]. Saatavissa:
<http://www.sheringhamshoal.com/>
- [111] Ofgem. Sheringham Shoal Transmission Assets [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
<http://www.ofgem.gov.uk/NETWORKS/OFFTRANS/OTT/TENDOCs/Documents1/Sheringham%20Shoal%20-%20Project%20specific%20Preliminary%20Information%20Memorandum%20%28PIM%29.pdf>
- [112] Nexans press releases 2008. 24 million Euro submarine power cable contract for the Sheringham Shoal Offshore Wind Farm [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.nexans.com/eservice/navigation/NavigationPublication.nx?publicationId=-15936&navigationId=142482>
- [113] Nexans press releases 2009. Nexans wins 12 million Euro infield cable contract for Sheringham Shoal Offshore Wind Farm [WWW]. [viitattu 27.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.nexans.com/eservice/navigation/NavigationPublication.nx?publicationId=-20691&navigationId=142482>
- [114] AREVA press releases 2008. Transmission and Distribution: AREVA wins a major contract for an offshore wind farm project in the UK [WWW]. [viitattu 9.11.2009]. Saatavissa:
http://www.areva.com/servlet/cp_td_22_12_2008-c-PressRelease-cid-1229939476357-p-1140584426338-en.html
- [115] London Array. Decommissioning Programme for London Array [WWW]. January 2009. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
http://www.londonarray.com/wp-content/uploads/lal-decommissioning-programme_consultation_-08-01-09.pdf
- [116] Siemens press release. Siemens to provide 175 wind turbines for the world's largest offshore wind farm London Array [WWW]. [viitattu 22.1.2010]. Saatavissa:
http://w1.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2009/renewable_energy/ere200905050.htm

-
- [117] Nexans press releases 2009. Nexans wins 100 M€ power cable contract for the London Array offshore wind farm project [WWW]. [viitattu 25.1.2010]. Saatavissa:
http://www.nexans.com/eservice/navigation/NavigationPublication.nx?publicationId=-23712&CZ=Corporate&language=en&alias=london_array_GB&campaign=london_array
- [118] Siemens press release. London Array. Siemens to provide grid access for world's largest offshore wind farm [WWW]. [viitattu 25.1.2010]. Saatavissa:
http://w1.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2009/power_transmission/ept200909025.htm
- [119] BARD Engineering GmbH. BARD Offshore 1 [WWW]. [viitattu 22.1.2010]. Saatavissa:
http://www.bard-offshore.de/proj_bard_offshore_1-en.php
- [120] NSW press releases. Norddeutsche Seekabelwerke GmbH is delivering Power Cables for the Wind farm BARD Offshore 1 [WWW]. June 2007. [viitattu 28.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.nsw.com/AboutNSW/PressReleases/tabid/107/NewsId/3/Norddeutsche-Seekabelwerke-GmbH-is-delivering-Power-Cables-for-the-Wind-farm-BARD-Offshore-1.aspx>
- [121] ABB. NordE.ON 1 – the world's largest offshore wind farm [WWW]. [viitattu 21.1.2010]. Saatavissa:
[http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/509319742a3669ebc12574e10032f0b7/\\$File/Project%20NordeON%201%20-%20150%20kV%20HVDC%20Light%20subm.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/509319742a3669ebc12574e10032f0b7/$File/Project%20NordeON%201%20-%20150%20kV%20HVDC%20Light%20subm.pdf)
- [122] ABB press releases. ABB wins power order worth more than \$400 million for world's largest offshore wind farm [WWW]. [viitattu 21.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.abb.com/cawp/seitp202/98b8128e95e94127c125735a003203e3.aspx>
- [123] General Cable news release [WWW]. [viitattu 21.1.2010]. Saatavissa:
<http://investor.generalcable.com/phoenix.zhtml?c=81254&p=irol-newsArticle&ID=1093345&highlight=>
- [124] Larsson, Å. Grid Connection of Krieger's Flak. Proceedings of the Wind integration workshop, Bremen, Germany, October 14-15, 2009. Bremen, 2009, Energynautics. pp. 128-135.
- [125] Nielsen, H.K., Eriksen, P.B. International grid solution at kriegers flak involving both offshore wind power plant and interconnector capacity. Bremen, Germany, October 14-15, 2009. Bremen, 2009, Energynautics. pp. 76-80.
- [126] Working group B4.39. Integration of large scale wind generation using HVDC and power electronics. 2009, Cigre 370. 152 p.
- [127] SEAS Wind Energy Centre. Nysted Offshore Wind Farm [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:
<http://www.seas-nve.dk/AboutSeasNve/Wind/Reinforcement/Nysted.aspx>
- [128] Djapic, P. Strbac, G. Cost Benefit Methodology for Optimal Design of Offshore Transmission Systems [WWW]. Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation. [viitattu 26.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.sedg.ac.uk/>
- [129] DTI Study of the costs of offshore wind generation [WWW]. [viitattu 26.1.2010]. Saatavissa:
<http://www.ode-ltd.co.uk/renewables/dti%20Costs%20of%20Offshore%20Wind%20Generation%20by%20ode.pdf>
- [130] Econnect Study on the development of the offshore grid for connection of the round two wind farms [WWW]. [viitattu 26.1.2010]. Saatavissa:
http://www.ensg.gov.uk/assets/econnect_r2.pdf
- [131] Energiamarkkinavirasto. Sähköverkkokomponenttien yksikköhinnat 2010 [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa:

http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Sahkoverkkokomponenttien_yksikkohintataulukko_2010.xls

[132] ABB. Gotland: The first commercial HVDC light project [WWW]. [viitattu 28.1.2010]. Saatavissa: <http://www.abb.com/cawp/gad02181/c1256d71001e0037c1256a1400317eee.aspx>

[133] Pihkala, A. Helsingin 110 kV ja 400 kV sähkösiirtoverkon kehittäminen. Diplomityö. Espoo 2009. Teknillinen korkeakoulu, Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta. 181 s.

[134] Fingrid Oyj [WWW]. [viitattu 29.10.2009]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi>

[135] Ilmatieteen laitos [WWW]. [viitattu 26.1.2010]. Saatavissa: <http://www.fmi.fi/saa/tilastot.html>

[136] ENTSO-E Nordic. Grid Disturbance and Fault Statistics 2007 [WWW]. [viitattu 28.1.2010]. Saatavissa: http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/090000_entsoe_nordic_FaultStatistics2007.pdf

[137] ABB. It's time to connect – Technical description of HVDC Light technology [WWW]. [viitattu 1.4.2010]. Saatavissa: www.abb.com

[138] ABB. HVDC Light transmission losses [WWW]. [viitattu 1.4.2010]. Saatavissa: <http://www.abb.com/industries/db0003db004333/ac3bfe5336bf33c0c1257489002f1ce9.aspx>

[139] WPD Finland Oyj. Suuhiekan merituulipuisto ja sähkösiirron reittivaihtoehdot. Ympäristövaikutusren arviointiselostus, maaliskuu 2009 [WWW]. [viitattu 28.1.2010]. Saatavissa: http://www.wpd.de/fileadmin/pdf_s/Finland/wpd_YVA_Suurhiekk_web.pdf

LIITTEET

Liite 1: Merituulipuiston verkkokomponenttien arvoja

Lähteet: Johdinvalmistajien Prysmian, ABB ja Ericsson avojohto- ja kaapeliesitteet. ABB TTT-käsikirja.

		U_1/U_2 [kV]	S_n [MVA]	r_k [pu]	z_k [pu]	P_k [kW]	U_1 [kV]	Z_{base} [Ω]	
Muuntajat	Tuulivoimala	33/0.690	6.3	0.007	0.07	48.5	33	173	
	Merimuuntoasema	150/33	220	0.003	0.1	660	150	102	
		150/33	120	0.003	0.1	360	150	188	
		110/33	220	0.003	0.1	660	110	55	
		110/33	120	0.003	0.1	210	110	101	
	Sähköasema	400/150	400	0.003	0.1	1200	400	400	
		400/150	220	0.003	0.1	660	400	727	
		400/110	400	0.003	0.1	1200	400	400	
		400/110	220	0.003	0.1	660	400	727	
	Keskijännite- kaapelit	Poikkipinta-ala [mm ²]	Osuus puiston KJ-kaapeleista	R_{ac} [Ω/km]	L [mH/km]	C [μF/km]	kokonais- pituus [km]	R [Ω/km]	X [Ω/km]
400		0.20	0.069	0.31	0.28	20.8	0.069	0.097	0.0880
300		0.2	0.082	0.32	0.25	20.8	0.082	0.101	0.0785
240		0.4	0.100	0.33	0.23	41.6	0.100	0.104	0.0723
185		0.4	0.127	0.34	0.21	41.6	0.128	0.107	0.0660
150		0.4	0.157	0.36	0.2	41.6	0.158	0.113	0.0628
95		0.4	0.242	0.38	0.17	41.6	0.243	0.119	0.0534

Suurjännite-kaapelit	Poikkipinta-ala [mm ²]	U _n [kV]	R _{ac} [Ω/km]	L [mH/km]	C [μF/km]	Siirto-etäisyys [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [S]
		500	110	0.051	0.39	0.2	30	1.53	3.68
	500	154	0.061	0.41	0.17	30	1.83	3.86	0.00160
	630	110	0.045	0.37	0.23	30	1.35	3.49	0.00217
	630	154	0.053	0.39	0.19	30	1.59	3.68	0.00179
	800	110	0.037	0.36	0.25	30	1.11	3.39	0.00236
	800	154	0.046	0.38	0.2	30	1.38	3.58	0.00188
Avojohtot		U _n [kV]	R _{ac} [Ω/km]	X _L [Ω/km]	X _C [MΩ/km]	Siirto-etäisyys [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [S]
	Finch	400	0.0525	0.1968	0.1672	30	1.575	5.904	0.0001794
	2-Finch	400	0.0262	0.0984	0.0836	50	1.31	4.92	0.000598

Kuormitushäviöiden laskukaavat KJ-kaapeleissa:

$$P_h = \left(\frac{P}{U}\right)^2 R_j + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 R_j$$

$$Q_h = \left(\frac{P}{U}\right)^2 X_j + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 X_j$$

jossa Q on kokonaisloisteho eli kapasitiivisen ja induktiivisen loistehon summa ja P on johdolla siirrettävä pätöteho.

R_j on johdon resistanssi ja X_j on johdon induktanssi.

Liite 2: Luvun 6. *Tekninen tarkastelu* merituulipuistojen sijainteja Euroopassa



Liite 3: Sähköverkon luotettavuuden lukuarvoja

Lähde: Entso-E Nordic: Grid disturbance and fault statistics 2007

Johtimien viat ja vika-ajat vuodelta 2007		[min]								
Maa	Vikoja [lkm]	0	<3	3-10	10-30	30-60	60-120	120-240	240-480	>480
Tanska	179	159	11	0	4	1	0	0	0	4
Suomi	321	211	84	4	10	4	3	2	0	3
Islanti	57	31	1	3	7	5	1	1	2	6
Norja	641	569	23	24	8	2	1	7	2	5
Ruotsi	389	279	58	15	12	0	3	5	3	14
Yhteensä	1587	1249	177	46	41	12	8	15	7	32
	%-osuus	78.70	11.15	2.89	2.58	0.75	0.50	0.94	0.44	2.01

Muuntajien viat ja vika-ajat vuodelta 2007		[min]								
Maa	Vikoja [lkm]	0	<3	3-10	10-30	30-60	60-120	120-240	240-480	>480
Tanska	149	148	0	1	0	0	0	0	0	0
Suomi	823	822	0	0	0	0	0	1	0	0
Islanti	93	87	1	1	0	1	0	0	0	3
Norja	800	778	4	6	2	3	1	3	2	1
Ruotsi	279	260	0	3	0	1	10	0	2	3
Yhteensä	2144	2095	5	11	2	5	11	4	4	7
	%-osuus	97.71	0.23	0.51	0.09	0.23	0.51	0.18	0.18	0.32

Liite 4: HVDC-järjestelmän häviöt

Lähde: ABB. Technical description of HVDC light technology.

Valittu siirtokapasiteetti ei vastaa ABB:n tuotevalikoimaa. Taulukon arvoissa suuntaaja-asemien häviöt on oletettu lineaarisiksi siirtotehoon nähden. Kaapelin häviöt ovat virran neliöön verrannolliset.

400 MW HVDC-järjestelmän häviötä, siirtoetäisyys 60 km					
	R [Ω]	[MW]	[MWh/a]		
Kaapeli 1200 mm ²	0.906	0.5175	4532.9		
	Tyhjäkäyntihäviöt		Kuormitushäviöt		Tuotanto 40 %
	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[MW]
Tasasuuntaajan häviöt siirtotehosta	0.2	0.8	1.6	6.4	3.04
Vaihtosuuntaajan häviöt siirtotehosta	0.2	0.8	1.6	6.4	3.04
Tuotanto 40 %				[MWh]	
Suuntaaja-asemien häviöt yhteensä				53260.8	
HVDC kaapelin häviöt				4532.9	
HVDC-järjestelmän häviöt vuodessa				57793.7	
Pysyvyyskäyrällä lasekettuna				[MWh]	
Suuntaaja-asemien häviöt yhteensä				53333.5	
HVDC kaapelin häviöt				8350.3	
HVDC-järjestelmän häviöt vuodessa				61683.8	

Liite 5: Kaapeleiden ja avojohdon siirtohäviötä

KAAPELEIDEN JA AVOJOHDON SIIRTOHÄVIÖT ERILAISSA KOMPENSOINTITILANTEISSA

	Kaapeleita 3 kpl	Tuotanto [%]	Ilman kompensointia		Kompensointi sähköasemalla		Kompensointi merimuuntoasemalla		Kompensointi sähkö- ja merimuuntoasemalla	
			[MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]
110 kV	Siirtokaapeli 30 km	10	0.15	0.33	0.15	0.33	0.21	0.48	0.09	0.18
		40	1.05	2.49	1.08	2.61	1.29	3.09	1.23	2.97
		100	6.18	14.88	6.36	15.3	6.87	16.5	6.87	16.5
	Avojohto 30 km	10	0.1	0.1	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
		40	0.29	0.3	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
		100	1.41	1.43	1.45	1.48	1.49	1.52	1.49	1.52
	Siirtokaapeli 60 km	10	0.66	1.59	0.63	1.5	0.48	1.17	0.15	0.39
		40	2.31	5.55	2.4	5.79	2.7	6.51	2.46	5.91
		100	11.7	28.08	12.3	29.52	13.92	33.45	13.92	33.45
150 kV	Siirtokaapeli 30 km	10	0.14	0.32	0.14	0.32	0.2	0.46	0.06	0.16
		40	0.88	2.04	0.94	2.16	1.1	2.54	1.06	2.44
		100	5.16	11.92	5.36	12.38	5.74	13.28	5.74	13.28
	Avojohto 30 km	10	0.12	0.46	0.02	0.07	0.02	0.06	0.02	0.07
		40	0.31	1.19	0.25	0.94	0.24	0.93	0.25	0.94
		100	1.41	5.39	1.46	5.56	1.49	5.67	1.49	5.67
	Siirtokaapeli 60 km	10	0.72	1.66	0.68	1.56	0.48	1.12	0.14	0.3
		40	2.08	4.8	2.14	4.96	2.24	5.18	2.1	4.84
		100	9.78	22.6	10.42	24.08	11.84	27.36	11.84	27.36
	Kaapeleita 2 kpl	10	0.14	0.32	0.14	0.32	0.2	0.46	0.06	0.16
		40	0.88	2.04	0.94	2.16	1.1	2.54	1.06	2.44
		100	5.16	11.92	5.36	12.38	5.74	13.28	5.74	13.28
	Avojohto 30 km	10	0.12	0.46	0.02	0.07	0.02	0.06	0.02	0.07
		40	0.31	1.19	0.25	0.94	0.24	0.93	0.25	0.94
		100	1.41	5.39	1.46	5.56	1.49	5.67	1.49	5.67
	Siirtokaapeli 60 km	10	0.72	1.66	0.68	1.56	0.48	1.12	0.14	0.3
		40	2.08	4.8	2.14	4.96	2.24	5.18	2.1	4.84
		100	9.78	22.6	10.42	24.08	11.84	27.36	11.84	27.36