

# Liite C

Polargrund Offshore merituulipuiston tekninen kuvaus

Versio	laatinut		tarkistanut	hyväksynyt
1.0	Frans Cleveson	31.01.2024	Anna Roxell	Fredrik Hallander

**Painetut versiot eivät kuulu asiakirjojen valvonnan piiriin**

Versio	Jakso	Muutokset	by

### Sovellettavat asiakirjat

Otsikko	Päivämäärä

## Sisällysluettelo

Määritelmät ja terminologia .....	6
Lyhenteet ja määritelmät .....	8
1 Johdanto .....	9
2 Tuulipuiston suunnittelu .....	11
3 Tuulivoimalat .....	14
3.1 Tornit .....	14
3.2 Konehuone .....	15
3.3 Roottorin lapa .....	15
3.4 Generaattori .....	16
3.5 Muuntaja .....	16
3.6 Ohjaus- ja valvontajärjestelmät .....	16
3.7 Pääsyjärjestelmä .....	16
3.8 Turbiinin lapojen jäätymisen hallinta .....	16
3.9 Kemikaalien käyttö tuuliturbiinissa .....	17
4 Sähköasema ja muut alustat .....	18
4.1 Rakenne sähköasemia ja muita alustoja varten .....	18
4.2 Päällysrakenne .....	19
4.3 Muuntamoiden perustukset .....	20
4.4 Muuntamoasemien ja suurten sähköasemien perustukset .....	21
4.5 Majoitus- ja logistiikka-alustat .....	21
4.6 Kemikaalien käyttö sähköasemilla ja muilla alustoilla .....	22
4.6.1 Kemikaalit muuntamoiden ja muiden alustojen ympärillä .....	23
4.6.2 Muuntamoasemien kemikaalit .....	23
4.6.3 Vuodonestotekniikat komponenttitasolla .....	23
4.6.4 Vuodonestotekniikat päällysrakenteessa .....	24
4.7 Muuntamoasemien jäähdytysjärjestelmät .....	24
5 Perustus .....	25
5.1 Monopile-perustus .....	25
5.2 Kammio -perustus .....	27
5.3 Painovoimaperusta .....	29
5.4 Ristikkoperustukset .....	30
5.4.1 Ristikkotyypiset imukammioerustukset .....	32
5.5 Kolmijalkainen perusta .....	34
5.6 Perustusten kehittäminen .....	36
5.7 Hylätyt perustusvaihtoehdot .....	36

5.8	Sopeutuminen arktisiin olosuhteisiin .....	37
5.9	Eroosion torjunta.....	38
5.10	Korroosiosuojaus .....	38
6	Sähkökaapeliverkko.....	39
6.1	Sisäinen kaapeliverkko .....	39
6.2	Redundanssikaapeli.....	42
6.3	Tietoliikennekaapeli .....	42
6.4	Sähkömagneettiset kentät .....	42
7	Laivat ja muu infrastruktuuri.....	49
7.1	Asennusalukset.....	49
7.2	Satamat .....	50
7.3	Mittausmasto meteorologisia laitteita varten .....	51
8	Rakennusvaihe.....	53
8.1	Tutkimukset.....	53
8.1.1	Valmistelevat tutkimukset.....	53
8.1.2	Muut tutkimukset.....	53
8.1.3	Rakentamista ja käytöstäpoistoa edeltävät tutkimukset .....	53
8.2	Perustusten asentaminen .....	54
8.2.1	Monopile-perustusten asennus .....	54
8.2.2	Painovoimaisten perustusten asentaminen.....	55
8.2.3	Ristikoiden perustusten asentaminen.....	56
8.2.4	Imukammioperustusten ja kammio-perustusten asentaminen.....	57
8.2.5	Kolmijalka-perustusten asentaminen.....	57
8.2.6	Rakennustyöt - Paalutus ja äänen leviäminen .....	57
8.2.7	Poraaminen perustusten asentamista varten .....	59
8.3	Tuulivoimaloiden asennus.....	59
8.4	Sähköaseman ja muiden alustojen asennus .....	60
8.5	Sisäisen kaapeliverkon ja redundanssikaapeleiden asennus. ....	61
8.5.1	Kaapeleiden upotus.....	63
8.5.2	ROV .....	65
8.5.3	Ulkoinen suojaus .....	66
9	Käyttö ja huolto .....	67
9.1	Huolto- ja kunnossapitotyöt.....	68
9.2	Pääsy käytön aikana .....	69
9.3	Logistiikka .....	70
10	Käytöstäpoisto.....	71

10.1	Tuulivoimaloiden käytöstä poistaminen .....	71
10.2	Sähköasemien ja muiden alustojen käytöstä poistaminen .....	71
10.3	Perustusten käytöstä poistaminen.....	72
10.3.1	Monopile-perustusten purkaminen .....	72
10.3.2	Ristikko-perustusten purkaminen .....	72
10.3.3	Painovoimaperustusten käytöstä poistaminen.....	73
10.3.4	Imukammio-perustusten ja kammio-perustusten käytöstä poistaminen.....	73
10.3.5	Kolmijalka-perustusten purkaminen .....	73
10.4	Kaapeleiden purkaminen tuulipuiston sisällä .....	73
11	Rakentamisen aikataulu .....	74
12	Turvallisuus.....	75
12.1	Esteen valaistus .....	75
12.2	Paloturvallisuus .....	77
13	Seurantatoimet.....	78
13.1	Vientikaapelit.....	78
13.2	Nykyiset kaapelit ja johdot .....	78
13.3	Reaktiivisen tehon kompensointi.....	78
13.4	Vientikaapeleiden purkaminen .....	78
13.5	Yhteys maalla.....	78
13.6	Ruoppaus- ja porausjätteen läjittäminen.....	79
13.7	Kuljetus laivalla.....	79
14	Viitteet.....	80

## Määritelmät ja terminologia

Termi	Määritelmä
Eroosion torjunta	Kalliomurske tai muu ratkaisu, joka sijoitetaan perustusten ja rakenteiden ympärille estämään eroosion aiheuttamaa veden alenemista.
Vientikaapelit	Tuulipuiston ja rannikon välinen liitäntäkaapeli, jonka kautta sähkö viedään.
Säätiö	Merenpohjan päällä seisovat tai siihen ankkuroidut tukirakenteet, jotka muodostavat perustan tuulipuiston eri osille.
Sisäinen kaapeliverkko	Yhden tai useamman tuulivoimalan ja muuntaja- tai muuntamoasemien väliset liitäntäkaapelit.
J-putket	Perustuksissa tai perustuksissa olevat kanavistot, jotka kuljettavat kaapeleita merenpohjan ja tuulivoimalan välillä.
Kaapeliaura	Laitteet kaapeleiden laskemiseksi merenpohjaan aurasmenetelmällä.
Tietoliikennekaapeli	Kaapeli, usein valokuitukaapeli, tiedonsiirtoon tuulivoimaloiden, muuntaja- ja muuntamoasemien, logistiikkalaitureiden ja rannikon välillä.
Leikkuri-imuruoppaaja (eng. cutter suction dredger)	Kaivumenetelmä, jossa pohjamateriaali irrotetaan mekaanisesti, imetään ylös ja pumpataan suunniteltuun paikkaan tai alukseen.
Majoitus- ja logistiikka-alusta (majoitusalue)	Tuulipuiston sisällä sijaitseva alusta, jossa on henkilökuntaa ja asuintiloja sekä varastointi- ja materiaalinkäsittelytiloja.
Konehuone	Tuulivoimalan tornissa sijaitseva pääkomponentti, jossa sijaitsevat mm. generaattori, vaihteisto ja ohjausjärjestelmä.
Metallinen paluukaapeli	Sähköjohdin, jota voidaan käyttää HVDC-kaapelijärjestelmissä.
Muunninasema (eng. converter station)	Offshore-sähköasema, jossa virta tasataan ennen kuin se toimitetaan maihin vientikaapeleita pitkin. Vaihtoehto sähköasemalle.
Reaktori	Teholähdeasema HVAC-järjestelmien pitkien kaapeleiden reaktiivisen tehon kompensointiin. Asennetaan yleensä kaapelireitin keskelle.

<b>Termi</b>	<b>Määritelmä</b>
Redundanssikaapeli	Sähköasemien, muuntamoasemien tai tuulipuiston majoitus- ja logistiikka alustan välinen liitänkäapeli, joka mahdollistaa redundantin sähkönsyötön.
Roottori	Tuulivoimalan pyörivät lavat, jotka keräävät energiaa tuulesta.
Liitoskuoppa	Maalla oleva kaivanto, jossa vientikaapelit ja maakaapelit liitetään yhteen.
Offshore sähköasema (OSS)	Maalla sijaitseva sähköasema, jossa kytkettyjen tuuliturbiinien tuottama teho muunnetaan tuotantoketjun alkupäässä ennen kuin se toimitetaan verkkoon maalla sijaitsevien vientikaapeleiden kautta.
Ufs - Ilmoitukset merenkulkijoille	Kaupalliselle ja vapaa-ajan merenkululle tarkoitetut tiedot, esim. ilmoitukset laivureille, joissa on karttakorjauksia, ilmoitukset laivureille, joissa on tilapäisiä ja väliaikaisia tietoja, ja muut tiedot, joilla voi olla merkitystä merenkulkijalle.
Sääpäivät	Huonot sääpäivät, jotka rajoittavat tai haittaavat toimintaa merellä.
Siirtymäkappale / siirtymäosa	Tuulivoimalan perustuksen ja tornin osan välinen rakenneos, joka yhdistää nämä kaksi osaa.

## Lyhenteet ja määritelmät

Lyhenne	Määritelmä
μT	Microtesla
A	Ampeeri
AC	Ilmastointi
AIS	Automaattinen tunnistusjärjestelmä
CBRA	Kaapelin hautaamiseen liittyvien riskien arviointi
CLV	Kaapelinlaskualus
CPT	Koneen tunkeutumistesti
CSD	Leikkuri-imuruoppaaja
CTV	Miehistön siirtoalus
EPR	Etyleenipropyleenikumi
EEZ	Talousvyöhyke (Ruotsin talousvyöhyke)
KIINTOLEVY	Vaakasuuntainen poraus
HLV	Raskas nostoalus
HVAC	Korkeajännitteinen vaihtovirta (AC)
HVDC	Korkeajännitteinen tasavirta (DC)
JUV	Jack-Up-alus
kV	Kilovoltit
LIDAR (F-LIDAR)	Valon havaitseminen ja etäisyysmittaus (Floating-LIDAR)
MFE	Massavirta Kaivinkone
PK-YRITYKSET	Ympäristövaikutusten arviointi
MW	megawattia
OSS	Offshore-ala-asema
RACON	Tutka-majakka
ROV	Kauko-ohjattava ajoneuvo
SCADA	Valvonnan ohjaus ja tiedonhankinta
SEL	Äänelle altistumisen taso
SOV	Huoltokäyttöön tarkoitettu alus
SODAR	Sonic Detection and Ranging
SPL	Äänenpaineen taso
SSCV	Puoliksi upotettava nosturialus
TSFS	Kansallisen liikenneviraston perussäännöt
TSHD	Peräimuruoppaajat
TWh	Terawattituntia
UXO	Räjähämättömät ammuksiset
W2W	Kävelystä kävelyyn
WCS	Pahin mahdollinen skenaario
WTIV	Tuulivoimaloiden asennusalue
XLPE/PEX	Ristisilloitettu polyeteeni



# 1 Johdanto

Tekninen kuvaus muodostaa perustan Polargrund Offshore merituulipuiston lupahakemukselle. Lupaharkinnan tekee Polargrund Offshore AB, joka on osa Skyborn Renewables AB (Skyborn) -yhtiötä. Tarkoituksena on kuvata suunnittelua ja toteutusta koskevat tekniset ehdot, joita sovelletaan tuulipuiston rakentamiseen, toimintaan ja käytöstä poistamiseen. Suunnittelun osalta tuulivoimapuiston tärkeimmät osat kuvataan tuulivoimaloina, verkkoasemina, perustuksina, logistiikka alustoina ja kaapeli-infrastruktuurina hankealueella. Lisäksi kuvataan lyhyesti hakemuksen ulkopuolelle jäävät liitännäistoiminnot, kuten maalle vietävät kaapelit ja niihin liittyvä infrastruktuuri. Lisäksi kuvataan menetelmät, joita voidaan käyttää rakentamisen ja käytön aikana sekä toiminnan lopettamisen aikana.

Polargrund Offshore -hankealue sijaitsee Pohjanlahden pohjoisosassa sekä Kalixin kunnan aluemerellä (alue A) että Ruotsin talousvyöhykkeellä (alue B). Hankealueen pinta-ala on 341 km<sup>2</sup>. Lyhin etäisyys hankealueelta Ruotsin mantereelle on noin 35 km. Etäisyys lähimpään saareen on noin 10 km. Hankealue rajoittuu Suomen talousvyöhykkeeseen. Syvyys hankealueella vaihtelee pääasiassa 20-60 metrin välillä, ja joitakin syvempiä laaksoja on jopa 120 metrin syvyydessä ja joitakin matalampia alueita jopa 12 metrin syvyydessä. Keskisyvyys hankealueella on 45 metriä. Hankealueen koon ja paikalliset olosuhteet huomioon ottavan optimoinnin perusteella tuulipuiston asennetun kokonaiskapasiteetin odotetaan olevan noin 3000 MW.

Tuulivoimaloiden tehon ja koon kehitys on ollut erittäin nopeaa viime vuosikymmeninä, ja sen odotetaan jatkuvan lähitulevaisuudessa. Tuulivoiman testaaminen aluemerellä ja talousvyöhykkeellä sekä liittäminen sähköverkkoon kestää useita vuosia. Näin ollen on perusteltua olettaa, että teknologinen kehitys on edennyt niin, että hankkeen toteutuksen lähestyessä on käytettävissä myös muita teknisiä ratkaisuja ja optimointeja. Sen vuoksi on tarpeen, että lupa suunnitellaan siten, että tuulipuiston yksityiskohtainen suunnittelu, kuten turbiinien koko, perustustyyppi ja turbiinien lukumäärä, voidaan määrittää lähempänä rakentamisen aloittamista eli yksityiskohtaisen suunnittelun aikana. Turbiinikoko määrää sekä yksittäisten tuulivoimaloiden sijainnin, kaapeleiden jännitteen, muuntamoiden koon, perustamisvaatimukset jne. Turbiinikoko määrää myös sen, kuinka monta tuulivoimalaa voidaan sijoittaa haetulle alueelle. Tässä teknisessä kuvauksessa oletetaan, että hankealueelle rakennetaan yhteensä 120 tuulivoimalaa, joiden kokonaiskorkeus on enintään 350 metriä. Merenpohjan syvyysvaihtelut ja muut olosuhteet Polargrund Offshore -hankealueella merkitsevät myös sitä, että voidaan joutua käyttämään erityyppisiä perustustekniikoita, jotka on mukautettu eri syvyyksiin ja merenpohjan olosuhteisiin.

Turbiinien tuottama sähkö voidaan joko

- 1) viedä sähköenergiana maakaapeleiden kautta tai
- 2) muuntaa vedyksi tuulipuistossa ja viedä merenpohjaan asennettujen putkien kautta.

Sähköntuotannossa tuuliturbiiniryhmät yhdistetään sisäisen kaapeliverkon kautta tuulipuiston sisällä oleviin muuntaja- tai muuntamoihin. Sisäisen kaapeliverkon jännitetaso voi olla jopa 170 kV. Muuntaja- ja muuntamot muuttavat jännitteen oikealle tasolle, jotta se voidaan siirtää rannikolle vientikaapeleiden kautta. Hankealueelle on suunniteltu asennettavaksi neljä offshore-muuntaja- tai muuntamoasemaa, jotka toimivat joko HVAC- (vaihtovirta) tai HVDC- (tasavirta) jännitteellä tai niiden yhdistelmällä. Toimitusvarmuuden lisäämiseksi tuulipuiston sähköasemat ja muuntoasemat voidaan yhdistää toisiinsa jopa 525 kV:n jännitteisillä redundanssikaapeleilla. Vientikaapelit liitetään maalla kansalliseen verkkoon tai muuhun vastaanottimeen, kuten teolliseen vedyntuotantolaitokseen.

Vedyn tuotantoa varten tuulivoimalat liitetään putkistoverkkoon joko suoraan vientiputkistoon tai offshore-kompressoriasemien kautta. Kompressoriasemia tarvitaan, jos vetyä tuottavat yksiköt tuottavat vetyä kaasunpaineessa, joka on alhaisempi kuin vientiputkille määritelty paine.

Vientiputkistot voidaan liittää tulevaan vetyverkostoon tai teollisuuteen. Vetyvaihtoehdon tekniset näkökohdat esitetään erillisessä asiakirjassa, ks. liite C.1 - Tekninen kuvaus hajautetusta vedystä.

Vaihtoehtojen yhdistelmä voi myös esiintyä. Vaihtoehtojen yhdistelmävaihtoehdossa, jossa sekä sähköenergiaa että vetyä tuotetaan puistossa ja viedään maalle, voidaan olettaa, että puiston eri maantieteelliset osat rakennetaan kumpaankin tarkoitukseen. Voi myös olla tarpeen rakentaa puisto eri vaiheissa riippuen muun muassa siitä, milloin yhteys vastaanottimiin voidaan toteuttaa. Sisäisen putkiverkoston pituuden ja leveyden oletetaan olevan sama riippumatta siitä, viedäänkö tuulivoimaloista sähköä vai vetyä. Sisäisen putkiverkon pituutta on lisätty marginaalilla, jotta voidaan ottaa huomioon myös sähkön ja vedyn tuotannon yhdistelmä tuulipuiston sisällä. Tässä teknisessä kuvauksessa esitetään esimerkkejä sisäisen verkon suunnittelusta sisäisen sähkökaapeliverkon osalta. Sama esimerkkipiirustus pätee siis myös mahdolliseen vedyn sisäiseen putkiverkkoon.

Koska vedyn ja sähkön vastaanottajaa ei ole määritetty tätä asiakirjaa laadittaessa, ei voida sulkea pois sitä mahdollisuutta, että puistosta rannikolle johtavia vientikaapeleita/-putkia voidaan käyttää useampaa kuin yhtä reittiä. Yhden reitin sisällä voi siis olla vain vientikaapeleita, putkistoja tai sekä vientikaapeleita että putkistoja.

## 2 Tuulipuiston suunnittelu

Tuulivoimaloiden, kaapeleiden, sähköasemien, muuntamoaseman ja logistiikka alustojen lopullinen sijainti sekä kokonaiskorkeus ja perustustekniikka määritetään yksityiskohtaisen suunnittelun yhteydessä ja ottaen huomioon teknologiavalinta, sijaintipaikan olosuhteet sekä luvan puitteet ja ehdot. Näin voidaan hankkia ja rakentaa sopivin käytettävissä oleva teknologia ja turbiinityyppi tuulipuiston rakentamisajankohtana.

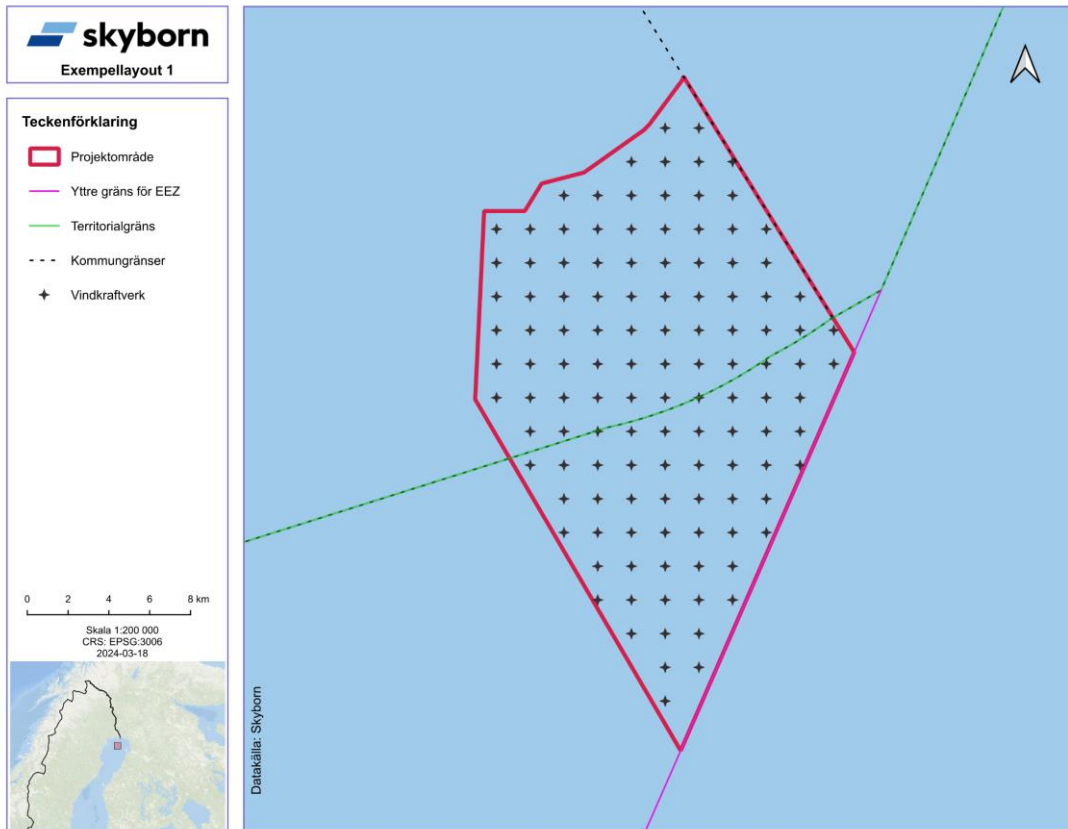
Koko hankealueelle rakennettavien tuulivoimaloiden enimmäismäärä on 120. Skyborn on kehittänyt hankealueen tuulivoimaloille kolme vaihtoehtoista sijoittelua, joihin YVA:n ympäristöarvioinnit ja tämä tekninen kuvaus perustuvat. Suunnitelmien tarkoituksena on esitellä ne vaihtoehdot, jotka näkökohdasta riippuen voivat aiheuttaa suurimmat ympäristövaikutukset. Kaikki kaavat perustuvat siihen, että hankealueelle rakennetaan enintään 120 tuulivoimalaa, joiden kokonaiskorkeus on enintään 350 metriä, mutta tiheys vaihtelee alumeren (Kalixin kunta) ja Ruotsin talousvyöhykkeen välillä, ks. esimerkkikaavat, Kuva 1, Kuva 2 ja Kuva 3.

Esimerkkikaavion 1 tuulivoimalat jakautuvat tasaisesti koko hankealueelle. Esimerkkikaavio 2 perustuu tuulivoimaloiden enimmäismäärään alumerellä eli 85 tuulivoimalaan, mikä tarkoittaa, että Ruotsin talousvyöhykkeelle rakennetaan 35 tuulivoimalaa. Vastaavasti esimerkkikaavio 3 perustuu Ruotsin talousvyöhykkeellä sijaitsevien tuulivoimaloiden enimmäismäärään eli 75 tuulivoimalaan, mikä tarkoittaa, että 45 tuulivoimalaa rakennetaan alumerelle.

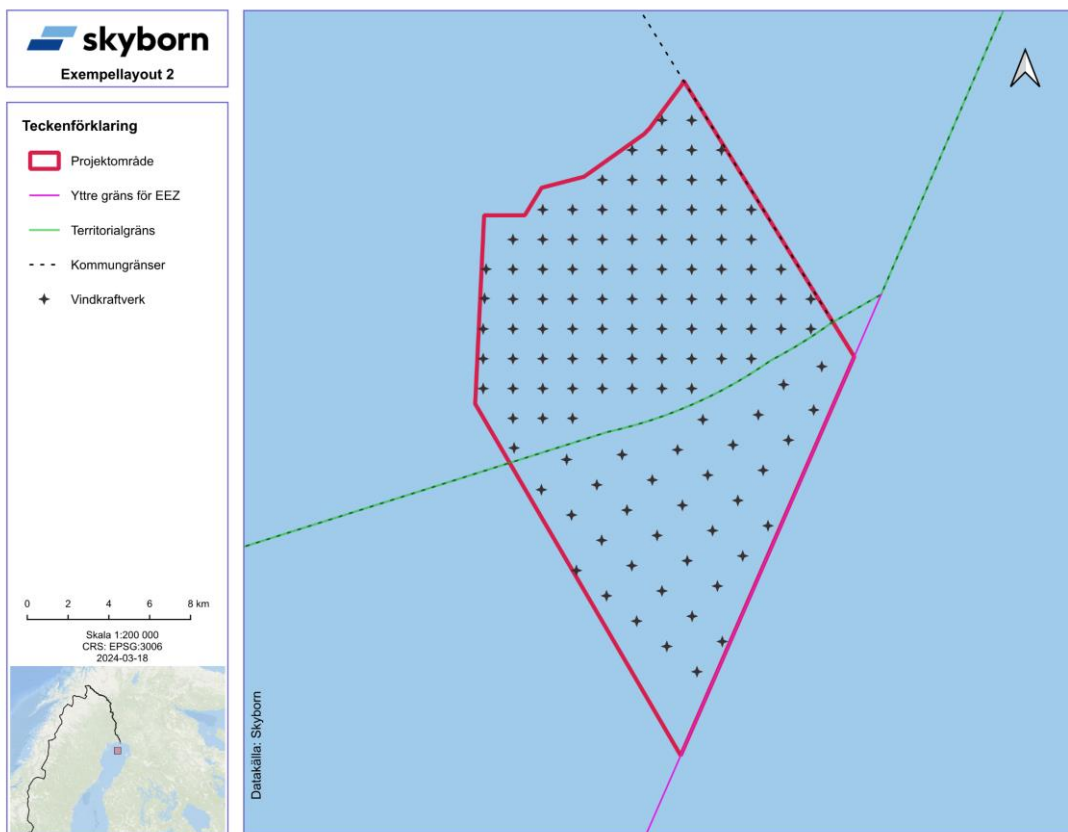
On tärkeää korostaa, että esimerkkien tarkoituksena on vain havainnollistaa, miltä kolme erilaista mallia voivat näyttää. Tuulipuistoon suunnitellaan 120 tuulivoimalaa, mutta näistä enintään 85 voimalaa asennetaan alumerelle ja enintään 75 voimalaa Ruotsin talousvyöhykkeelle. Tuulivoimaloiden enimmäiskorkeus on 350 metriä.

*Taulukko 1T tekniset parametrit - esimerkkimalli.*

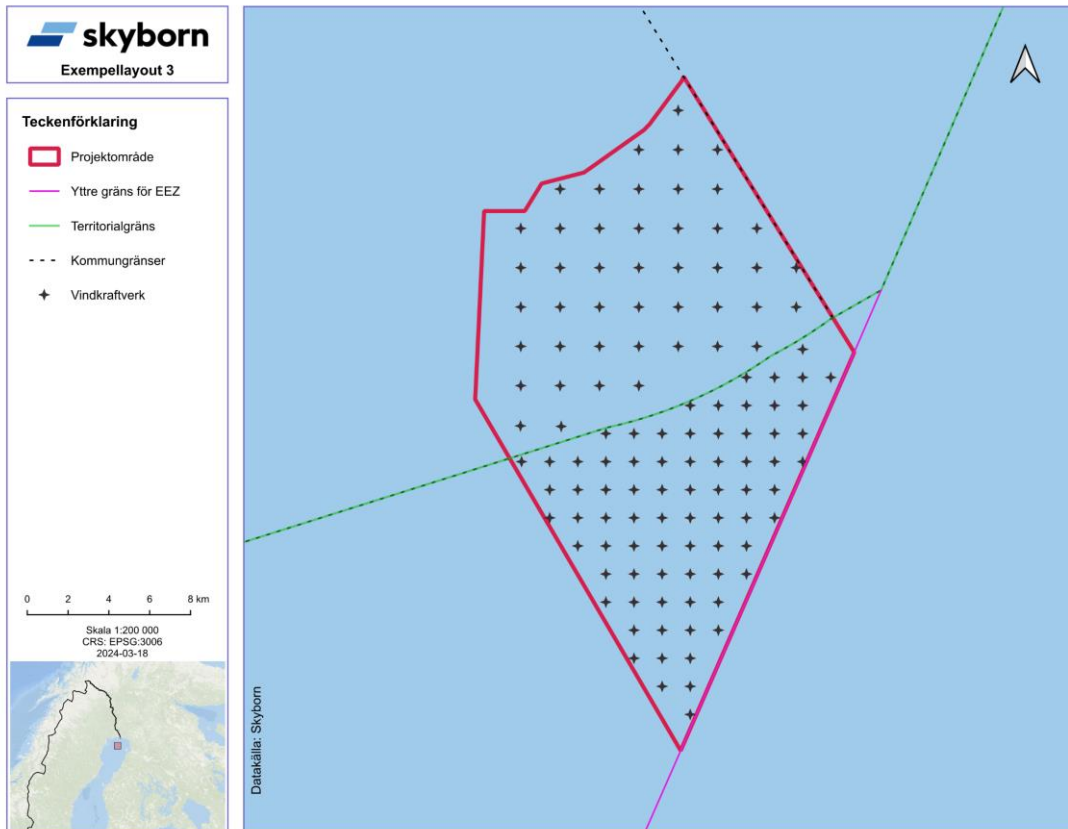
Parametri	Arvo
Suurin kokonaiskorkeus	350 m
Voimaloiden lukumäärä	120 kappaletta
Roottorin enimmäishalkaisija	Noin 330 metriä
Tuulivoimaloiden likimääräinen etäisyys toisistaan	Noin 1,0-3,5 km.
Arvioitu vuosituotanto	Noin 9-10 TWh
Tuulivoiman tuotantoon tarkoitettun hankealueen pinta-ala	341 km <sup>2</sup>
Pohjan syvyys hankealueella	12-120 m
Etäisyys mantereeseen	Noin 35 km
Arvioitu hankealueen pohjaan kohdistuva vaatimus, joka koostuu tuulivoimaloiden perustuksista ja alustoista.	Noin 0,4 %.
Enintään hankealueen pohjavaatimus, joka koostuu kaapeleista (mukaan lukien redundanssikaapelit), joilla on ulkoinen suojaus.	Noin 1,3 %.



Kuva 1 Esimerkkikaava 1, jossa on 120 tuulivoimalaa, joiden kokonaiskorkeus on 350 metriä.



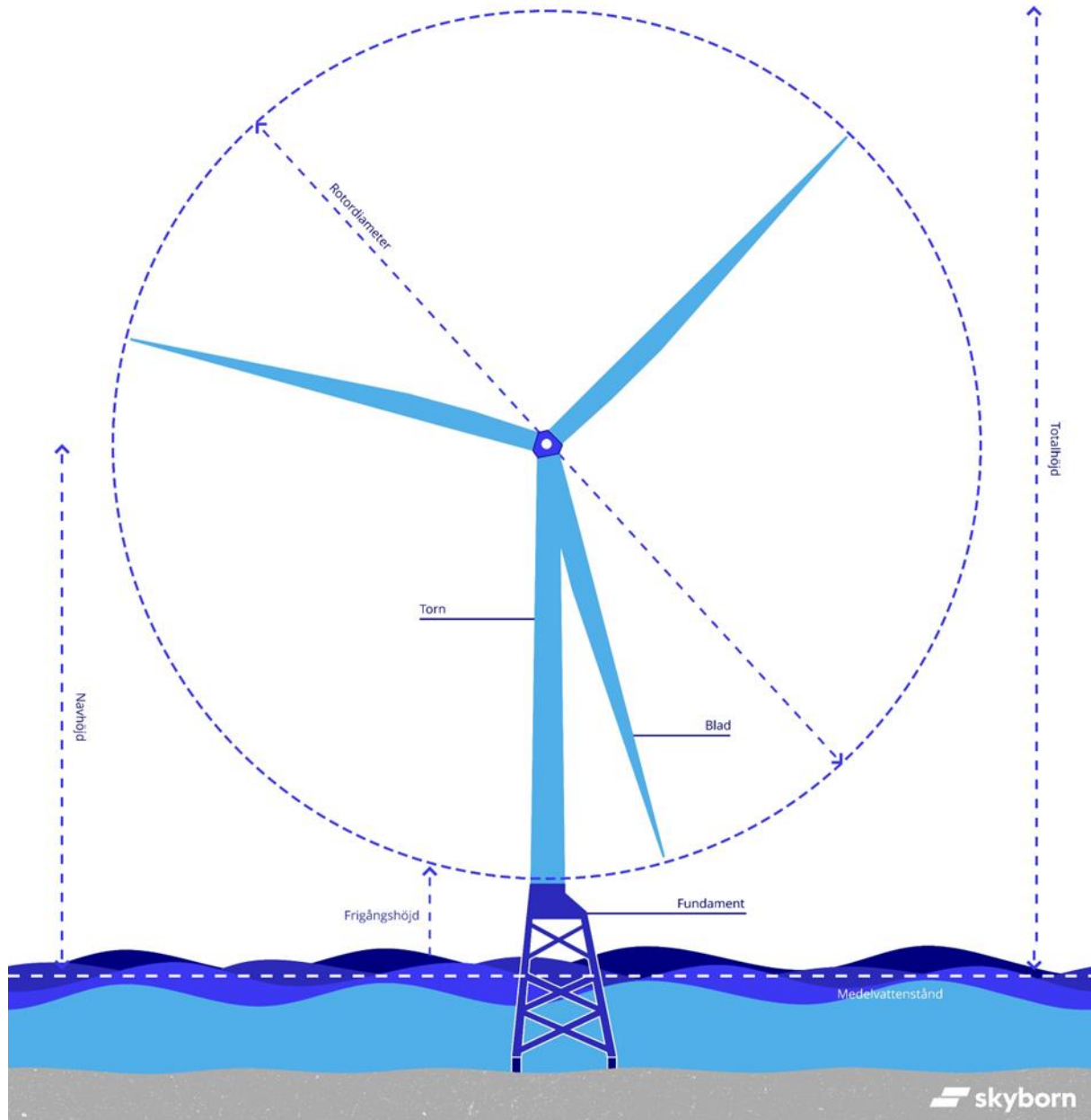
Kuva 2 Esimerkkikaava 2, jossa on 85 tuulivoimalaa, joiden kokonaiskorkeus on 350 metriä, Kalixin kunnassa.



Kuva 3 Esimerkkikaava 3, jossa on 85 tuulivoimalaa, joiden kokonaiskorkeus on 350 metriä, Ruotsin talousvyöhykkeellä.

### 3 Tuulivoimalat

Merituulivoimala tuottaa energiaa muuntamalla ilman liike-energia sähköksi roottorin ja siihen liitetyn sähkögeneraattorin avulla. Roottori koostuu navasta, johon useimmissa nykyaikaisissa tuulivoimaloissa on asennettu kolme roottorin lavaa. Roottori on puolestaan asennettu tuulivoimalan tornin yläosassa olevaan konekoteloon, jossa on sähkögeneraattorin lisäksi tuulivoimalan osakomponentit, järjestelmät ja tarvittaessa vaihteisto. Kuva 4 on esitetty kaaviokuva tuuliturbiinista.



Kuva 4 Kaaviokuva ristikkoperustalla olevasta tuuliturbiinista ©Skyborn Renewables ©Skyborn Renewables

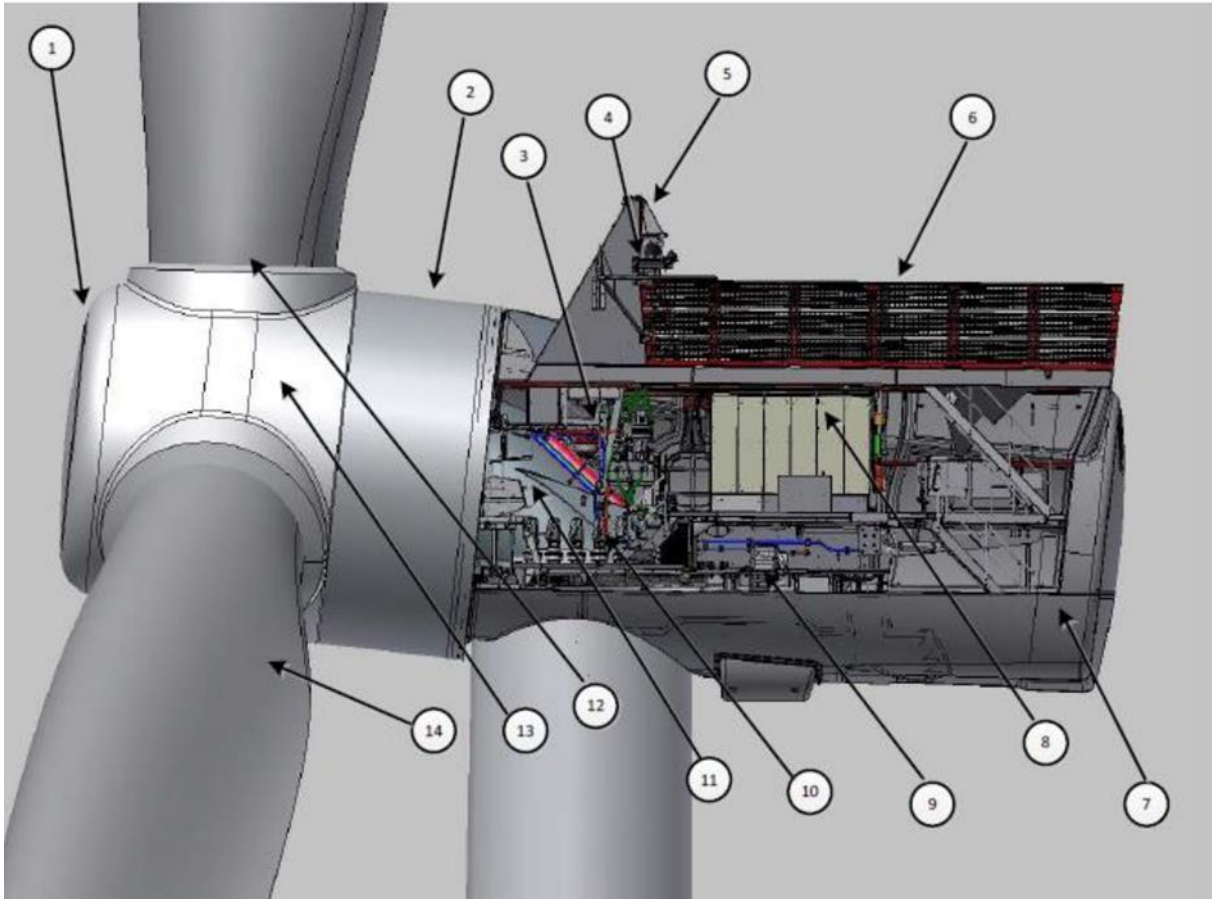
#### 3.1 Tornit

Tuulivoimalan torni on pitkä ja hoikka rakenneosa, joka on sijoitettu perusrakenteeseen ja joka kannattelee tuulivoimalan roottoria ja kuorta. Torni koostuu yleensä useista komposiittiputkista, jotka on liitetty toisiinsa ruuviliitoksilla. Tornin alaosassa on huoltohenkilöstöä varten tarkoitettu

miesluukku tai ovi. Tornin sisällä on yleensä hissi ja tikkaat henkilöstön ja laitteiden kuljettamiseksi konehuoneeseen. Myös kaapelit johdetaan konehuoneesta alas tornin läpi ja perustukseen.

### 3.2 Konehuone

Tuulivoimalan käyttövoimakomponentit sijaitsevat konekotelon sisällä. Kuva 5 esitetään esimerkkejä osatekijöistä, joita tuulivoimalaan voidaan sisällyttää. Kuvassa on tuuliturbiini ilman vaihdelaatikkoa. Markkinoilla on yleisesti myös vaihteistoa käyttäviä tuuliturbiinilaitteita. Koneen kotelo on tornin yhteydessä varustettu vaihteistolla, joka kääntää koko koteloa optimaalisessa kulmassa tuulen suuntaan nähden.



Kuva 5Y leiskatsaus tuulivoimalan komponentteihin .

Taulukko 2E simerkki tuulivoimalan komponenteista .

Pos.	Ohjelman kuvaus	Pos.	Ohjelman kuvaus
1	Spinner	8	Invertterit
2	Generaattori	9	Muuntaja
3	Hissi huoltoon varten	10	Vaihde
4	Anemometri	11	Koneen perusta
5	Passiivinen jäähdytys ja aktiivinen tuuletin	12	Roottorin siiven laakeri
6	Helipad	13	Keskus
7	Kuori	14	Roottorin lapa

### 3.3 Roottorin lapa

Roottorin lavat ovat onttoja, aerodynaamisesti optimoituja siipiprofiileja, jotka on suunniteltu keräämään mahdollisimman paljon energiaa ohi kulkevasta tuulesta. Lavat on yleensä valmistettu



hiili- ja/tai lasikuituvahvisteisista komposiittimateriaaleista optimaalisen painon ja lujuuden saavuttamiseksi. Roottorin lapojen kohtauskulmaa (nousukulmaa) säädetään dynaamisesti käytön aikana pyörimällä oman pitkittäisakselinsa ympäri. Kallistuskulmaa säädetään roottorin tehon ja nopeuden säätämiseksi siten, että järjestelmät keräävät energiaa aina optimaalisen tehokkaasti sallittujen toimintaparametrien puitteissa.

### 3.4 Generaattori

Tuulivoimaloissa käytetään yleensä kahdenlaisia generaattorijärjestelmiä: joko suoravetoisia generaattoreita, joissa generaattori ja roottori ovat suoraan kytkettyinä toisiinsa ja ylläpitävät samaa nopeutta, tai vaihteistolla varustettuja generaattoreita, joissa roottori ja generaattori ylläpitävät eri nopeuksia.

Molemmille tyypeille on yhteistä, että generaattorit on säädetty tuottamaan vakiojännite, mutta niiden teho vaihtelee tuulen nopeuden mukaan. Ennen kuin sähkö lähtee voimalasta, jännite säädetään, yleensä nostetaan (tai muunnetaan) sisäverkon jännitteen tasolle.

### 3.5 Muuntaja

Muuntaja on koneen kotelon sisällä sijaitseva sähkötekninen komponentti, jonka tehtävänä on nostaa generaattorin tuottamaa jännitettä. Jännite nostetaan pienjännitetasolta puiston sisäisen kaapeliverkon jännitetasolle, joka on nykyisin yleensä 66 kV. Tuulivoimaloiden kehittyminen merkitsee, että tuulipuiston toteuttamisessa voidaan käyttää jopa 170 kV:n jännitteitä.

### 3.6 Ohjaus- ja valvontajärjestelmät

Tuulipuisto on varustettu SCADA-järjestelmällä (Supervisory Control and Data Acquisition). Järjestelmä mahdollistaa tuulipuiston toimintatietojen etävalvonnan ja -lukemisen yleensä maalla sijaitsevasta operaatiokeskuksesta.

### 3.7 Pääsyjärjestelmä

Ohjaamoon pääsee tornissa olevan nousulaitteen kautta. Joissakin tapauksissa käytetään tikkaita, mutta useimmiten tuulivoimalat on varustettu hissillä, jota käytetään henkilöstön ja materiaalien kuljettamiseen.

### 3.8 Turbiinin lapojen jäätyminen hallinta

Hankealue sijaitsee paikassa, jossa turbiinien lavat ja rakenteet voivat jäätyä. Erilaisia jään esto- tai poistojärjestelmiä voidaan asentaa vähentämään jäätyminen vaikutusta turbiinin lapoihin. Turbiinin lapojen jäänpoistolla vähennetään aerodynaamisia häiriöitä ja turbulenssia turbiinin lapojen ympärillä, joita jäätyminen voi aiheuttaa, ja se auttaa ylläpitämään tehokasta sähköntuotantoa. Jäänpoisto vähentää myös jäätyminen aiheuttamaa lisärasitusta rakenteeseen ja lisää siten sen käyttöikä. Tällä hetkellä on olemassa useita järjestelmiä, joita voidaan käyttää jäätyminen havaitsemiseen:

- Mekatroninen järjestelmä - Ultraäänisignaalin vaimennuksen mittaaminen pinnalla tai resonanssitaajuuden muutos.
- Sähköjärjestelmät - Sähköisten parametrien muutosten mittaaminen, kuten lähtötehon poikkeama odotetusta tuotannosta.
- Optiset järjestelmät - Heijastuneen valon tai infrapunavalon absorption mittaaminen.
- Turbiinipohjaiset parametrit - Muutos aerodynaamisessa suorituskyvyssä.
- Äänimittaukset - Jään muodostuminen lisää äänipäästöjä.
- Pinnan termodynaaminen tila - Pinnan lämpötilan mittaaminen.



Kaikilla näillä menetelmillä on erilaiset ominaisuudet luotettavuuden, kestävyys ja huoltovaatimusten suhteen. Jäätymisen havaitsevien järjestelmien lisäksi on olemassa myös järjestelmiä, jotka estävät jäätymisen tai vähentävät jäätymisriskiä:

- Mekaaninen järjestelmä - Jään murtamiseksi teriin aiheutetaan tärinää.
- Lämpöjärjestelmä - Sähkölämmitys keloilla tai sisäänrakennettu kanavajärjestelmä, jossa kuumaa ilmaa kierrätetään.
- Passiivinen järjestelmä - Terissä käytetään hydrofobista ja/tai jäätä hylkivää pinnoitetta.

Polargrund Offshoreen harkitaan useita erilaisia järjestelmiä jään muodostumisen havaitsemiseksi ja jään muodostumisen hallitsemiseksi turbiinin lapoissa.

### 3.9 Kemikaalien käyttö tuuliturbiinissa

Sekä mekaanisissa että sähköisissä komponenteissa on kemikaaleja, kuten öljyjä ja muita nesteitä. Esimerkkejä kemikaaleista, joita voi esiintyä tuuliturbiinissa, ovat:

- Muuntajaöljy muuntajien eristämiseen ja jäähdyttämiseen.
- Liikkuvien osien kulumista vähentävä voiteluaine.
- Glykoli/vesi suljetuissa jäähdytysjärjestelmissä ja nestepoistimissa.
- Inertti kaasu ja typpi ovat esimerkkejä kemikaaleista, joita voidaan käyttää erilaisissa sammutusjärjestelmissä.
- Korkeajännitelaitteiden eristys- ja katkaisukaasu.

Esimerkkejä arvioituista kemikaalimääristä, joita tuulivoimaloissa voi esiintyä voimalan koosta riippuen, on esitetty Taulukko 3.

*Taulukko 3 Esimerkki tuulivoimalan öljyjen, voiteluaineiden ja muiden nesteiden määristä kahdessa eri turbiinikokoluokassa.*

<b>Kemikaali/aine (tuuliturbiinia varten)</b>	<b>Arvioitu määrä</b>
Muuntajaöljy, vaihteistoöljy ja hydraulikkaöljy	9-20 m <sup>3</sup>
Voiteluaineet	0,4-1,0 m <sup>3</sup>
Glykoli/vesi (jäähdytys-/vaimennusneste)	22-65 m <sup>3</sup>
Typpi/inertti kaasu	55-100 m <sup>3</sup> @1 bar abs
Eristys- ja katkaisukaasu	60-150 kg

Tuulivoimalat on suunniteltu niin, että niistä ei pääse kemikaaleja ympäristöön sekä normaalin toiminnan aikana että häiriötilanteessa.

Kaikki tuulipuiston kemikaaleja sisältävät järjestelmät on suunniteltu suljetuiksi järjestelmiksi. Lisäksi on olemassa passiivisia keräysjärjestelmiä, jotka voivat käsitellä ja kerätä kyseiset määrät, jos komponenttitasolla tapahtuu vuoto, sekä aktiivisia seurantajärjestelmiä, jotka ilmoittavat ja hälyttävät "valvomoon", jos jossakin voiteluaine- tai jäähdytysjärjestelmässä ilmenee ongelmia. Hälytyksiä laukaisevat esimerkiksi painehäviöt, komponenttien lämpötilamuutokset, voiteluaineen ja keräysjärjestelmien tasojen muutokset. Vian luonteesta riippuen kyseinen tuuliturbiini voidaan pysäyttää manuaalisesti tai automaattisesti.

Voiteluaineet vaihdetaan kunkin osan huoltosuunnitelmassa määritellyin väliajoin. Kunnossapitotöihin voi sisältyä kemikaalien siirto- ja täyttöoperaatioita.

## 4 Sähköasema ja muut alustat

Tuulipuistossa tuotettu sähkö jaetaan edelleen merikaapeleilla tuulipuistosta maalla sijaitsevaan siirtoverkkoon. Tuulipuiston yksittäiset tuuliturbiinit tuottavat sähköä sisäisessä kaapeliverkossa alhaisemmalla jännitetasolla kuin tuulipuistosta maalle vietävä jännitetaso. Jännitetason muutos tapahtuu yhdessä tai useammassa sähköasemassa, jotka sijaitsevat merellä hankealueella.

Sähköaseman pienjännitepuolen jännite voi tällä hetkellä olla noin 66 kV meritulipuiston osalta. Merituulivoimaloita varten on olemassa myös prototyyppisiä, joiden jännite on 132 kV. Tulevaisuudessa odotettavissa oleva jännite voi nousta 170 kV:iin.

Tuulivoimapuiston lopullisesta kokonaiskapasiteetista, tuotannosta, tuulivoimaloiden määrästä, vastaavien alustojen kapasiteetista ja ympäristötekijöistä riippuen suunnitellaan asennettavaksi neljä sähköasemaa tai muuntamoita. Taulukko 4 esitetään Polargrund Offshore -sisäkaapeliverkon tekniset eritelvät. Taulukossa esitetään suurimmat arvot kehitettyjen esimerkkikaavioiden mukaan, jotka vastaavat WCS-skenaariota (Worst Case Scenario).

Taulukko 4 Polargrund Offshoren sähkökomponenttien alustavat sähkötekniset eritelvät.

Parametrit	Alustavat arvot
Sähköasemien tai muuntamoiden lukumäärä	4 kappaletta
Sisäinen kaapeliverkko	Noin 370 km
Redundanssikaapeli	Noin 65 km
Sisäisen kaapeliverkon jännitetaso	66-170 kV
Jännitetaso redundantissa kaapelissa	100-525 kV

Sähkönsiirrossa siirtokapasiteetille on erilaisia fyysisiä rajoitteita siirtotekniikasta riippuen. Tässä tapauksessa tuulipuiston ja maalla sijaitsevan syöttöpisteen välinen etäisyys voi olla yksi tekijä, joka vaikuttaa tekniikan valintaan. Ensimmäinen valinta on yleensä suurjännitevaihtovirtatekniikka (HVAC), mutta jos siirtohäviöt katsotaan liian suuriksi, vaihtoehtona voi olla suurjännitevaihtovirtatekniikka (HVDC). HVDC-tekniikka voi olla erityisen edullinen, jos etäisyydet ovat suuria ja asennettava kokonaisteho suuri. HVDC-tekniikka edellyttää sähköasemien lisäksi muuntamoasemia, jotka tasasuuntaavat virran ennen sen vientiä. Joissakin tapauksissa sähköasema ja muuntamo yhdistetään yhdeksi yksiköksi.

Yleisesti ottaen HVDC-tekniikka vaatii enemmän tilaa kuin HVAC-tekniikka, mikä tarkoittaa, että niiden päällysrakenteet ja perustukset voivat olla suurempia. Tarvittavien sähköasemien tai muuntamoiden määrä riippuu valitusta tekniikasta ja tuulipuiston nimelliskapasiteetista.

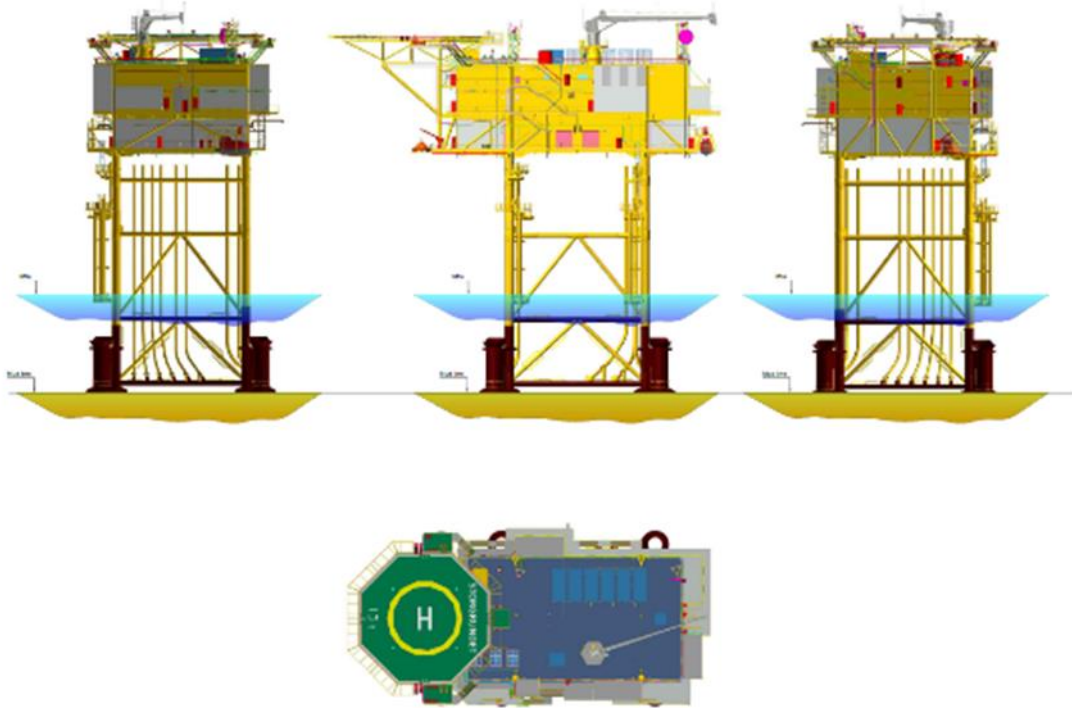
Taulukko 5 Erilaiset tekniset ratkaisut HVAC- ja HVDC-järjestelmiä varten.

Komponentti	HVAC	HVDC
Muuntaja-asema	Kyllä	Mahdollisesti
Invertteriasema	Ei ole.	Kyllä
Redundanssikaapeli	Mahdollisesti	Mahdollisesti

### 4.1 Rakenne sähköasemia ja muita alustoja varten

Offshore-sähköasema koostuu kahdesta pääosasta. Toinen osa on perustus, johon on saatavilla useita erilaisia ratkaisuja, ja perustuksen valinta voi olla, mutta sen ei tarvitse olla sama kuin tuulivoimaloissa. Toinen osa on päällysrakenne eli muuntamo ja oheislaitteet. Esimerkki

ristikkoperustalle rakennetusta sähköasemasta on esitetty Kuva 6 ja esimerkki pienemmästä monopile-perustalle rakennetusta sähköasemasta on esitetty Kuva 7.



*Kuva 6 Esimerkki ristikkoperustalla olevasta sähköasemasta ©Skyborn Renewables*

#### 4.2 Päälysrakenne

Päälysrakenne on yleensä suljettu teräsrakenne, joka on tuettu jonkinlaisella perustuksella. Rakenne on suunniteltu erityisesti suojaamaan koteloituja komponentteja, joita tarvitaan sisäisen kaapeliverkon jännitteen muuntamiseen ennen vientiä ja HVDC-muuntamon tapauksessa virran tasasuuntaamiseen.

Esimerkkejä pääkomponenteista, joita sähköasemalla voi olla:

- Muuntaja
- Sähköaseman ja tuulivoimaloiden ohjaus- ja valvontajärjestelmä
- Kytkaappi
- Palohälytyskeskus
- Sammutusainesäiliö
- Sammutusainepumput
- Öljynerotin
- Valmiusgeneraattorit
- Polttoainesäiliö varageneraattoria varten

Lisäksi herkat laitteet on sijoitettu valvottuun ympäristöön, jossa on lämmitys-, ilmanvaihto-, ilmastointi- ja palonsammutusjärjestelmät. Päälysrakenne voidaan varustaa helikopterikentällä. Ulkoiset laitteet, kuten nosturit, viestintä- ja mittauslaitteiden mastot ja ukkosjohtimet, voidaan asentaa päälysrakenteeseen, mikä lisää päälysrakenteen kokonaiskorkeutta.

Päälysrakenteen korkeus vedenpinnan yläpuolella riippuu suurimmasta aallonkorkeudesta ja paikallisista olosuhteista. Sähköaseman päälysrakenteen fyysiset mitat määräytyvät sen

kapasiteetin, eli tehon, ja siten myös sen käsittelemien tuulivoimaloiden määrän mukaan. Jos käytetään suurempia sähköasemia, tuulipuiston sisällä tarvitaan vähemmän sähköasemia. Tekniikan optimointi, kaapelointi ja taloudelliset olosuhteet vaikuttavat sähköaseman kokoon ja siten siihen, kuinka monta sähköasemaa on kannattavin ratkaisu.

Pienen sähköaseman päällysrakenteen ohjeelliset mitat esitetään seuraavassa taulukossa. Taulukko 6.

*Taulukko 6 Sähköaseman päällysrakenteen ohjeelliset mitat.*

<b>Muuntamo - Parametrit</b>	<b>Alustavat enimmäismitat</b>
Korkeus vedenpinnan yläpuolella	15-35 m
Päällysrakenteen mitat [L x S x K].	50 x 30 x 30 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus	65 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus ukkosenjohdatin mukaan luettuna	80 m

Suuren sähköaseman päällysrakenteen ohjeelliset mitat ovat seuraavat Taulukko 7.

*Taulukko 7 Suuren sähköaseman päällysrakenteen ohjeelliset mitat.*

<b>Suuri sähköasema - Parametrit</b>	<b>Alustavat enimmäismitat</b>
Korkeus vedenpinnan yläpuolella	15-35 m
Päällysrakenteen mitat [L x S x K].	80 x 60 x 30 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus	65 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus ukkosenjohdatin mukaan luettuna	80 m

Muuntamo on yleensä suurempi kuin sähköasema, koska siihen on lisätty tasasuuntauslaitteita. Ohjeelliset mitat näkyvät seuraavassa Taulukko 8.

*Taulukko 8 Muunninaseman päällysrakenteen ohjeelliset mitat.*

<b>Invertteriasema - Parametrit</b>	<b>Alustavat enimmäismitat</b>
Korkeus vedenpinnan yläpuolella	15-35 m
Päällysrakenteen mitat [L x S x K].	120 x 85 x 60 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus	95 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus ukkosenjohdatin mukaan luettuna	110 m

#### 4.3 Muuntamoiden perustukset

Sähköasemat rakennetaan yleensä ristikkoperustuksille. Myös muita perustustekniikoita käytetään. Ajan myötä sähköasemat kehittyvät siten, että jokainen sähköasemasukupolvi pystyy käsittelemään suurempaa tehoa kuin edellinen sukupolvi. Tämä tarkoittaa sitä, että Polargrund Offshore -hankkeen rakennusvaiheessa voi olla tarpeen käyttää vähemmän sähköasemia, joiden kapasiteetti ja mitat ovat kuitenkin suuremmat. Sähköasemien määrä riippuu lopullisesta suunnitteluvalinnasta, mutta niiden määrän ei odoteta ylittävän neljää.

Perustusten luona on venelaiturit, joita käytetään käyttö- ja huoltotöihin. Samassa perustuksessa voi olla useita venepaikkoja, jotka voivat sijaita perustuksen vastakkaisilla puolilla, koska tuulen suunta ja aallokko vaikuttavat siihen, kummalle puolelle pääsee parhaiten. Sähköasemalle pääsee ulkoisten tasanteiden ja tikkaiden kautta.

Pohjan pinta perustusten ympärillä voidaan päällystää eroosiosuojalla, jotta vältetään paikallinen eroosio, joka johtuu sedimentin liikkumisesta ja merenpohjan materiaalin siirtymisestä. Eroosiosuojauksen ensisijainen tarkoitus on varmistaa rakenteen vakaus ja lujuus.

4.4 Muuntamoasemien ja suurten sähköasemien perustukset  
Muuntamoaseman tasasuuntaukseen tarvittavien lisälaitteiden vuoksi päällysrakenne on yleensä suurempi kuin saman kapasiteetin sähköasemalla. Koska muuntamoasemien päällysrakenne on suurempi, perustusten on oltava suurempia kuin saman kapasiteetin sähköasemilla. Muuntamoasemien ja suurten sähköasemien eri perustusmallien mitat ilmoitetaan yhdessä tapauksissa, joissa muuntamoasemat vaikuttavat kokoon.

Pienempien sähköasemien ja erillisten muuntamoiden yhdistelmä voi olla edullinen tekninen ratkaisu.



*Kuva 7 Pieni alusta tuulipuistossa. Skyborn Renewables*

#### 4.5 Majoitus- ja logistiikka-alustat

Tuulivoimapuiston ja rannikon välinen suuri etäisyys edellyttää, että sähköasemilla tai muuntamoilla on oltava henkilökuntaa pidemmän aikaa. Alustat voidaan varustaa siten, että niihin voidaan sijoittaa henkilökuntaa pidemmäksi ajaksi. Toinen ratkaisu on erillisten majoitusasemien perustaminen hankealueelle.

Logistiikka-alustoilla käytetään samantyyppisiä perustuksia kuin sähköasemilla, mutta ne ovat yleensä kooltaan pienempiä kuin sähköasemat. Joskus majoitus- ja logistiikka-alustat voidaan rakentaa sähköasemien tai muuntamoiden läheisyyteen. Tällöin majoitus- ja logistiikka-alustat ja muut lähialueen asemat voidaan yhdistää jalankulkusillalla. Todennäköinen etäisyys eri alustojen ja asemien välillä on suunnittelusta riippuen noin 20-100 metriä. Majoitus- ja logistiikka-alustan päällysrakenteen ohjeelliset mitat on esitetty Taulukko 9.

Taulukko 9 Logistiikka-alustan ohjeelliset ulottuvuudet.

Logistiikka-alusta - Parametrit	Alustavat mitat
Numero	0-1
Korkeus vedenpinnan yläpuolella	15-35 m
Päällysrakenne [L x S x K]	40 x 20 x 15 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus	50 m
Päärakenteen kokonaiskorkeus ukkosenjohdatin mukaan luettuna	65 m

Majoitus- ja logistiikka-alustalla voidaan varastoida huoltotöissä tarvittavia nesteitä ja nesteitä.

4.6 Kemikaalien käyttö sähköasemilla ja muilla alustoilla  
Tuulivoimaloiden tapaan kemikaaleja on sähköasemien ja muuntamoiden sähköisissä ja mekaanisissa komponenteissa. Kaikki kemikaaleja (esim. öljyä tai dieseliä) sisältävät komponentit on suunniteltu mekaanisesti kestävämmään suurempia rasituksia. Suunnittelu on suljettu järjestelmä, joka kerää mahdolliset vuodot komponenttitasolla, joten ulkoisten vuotojen todennäköisyys normaalin käytön aikana on hyvin pieni.

Toiminnan aikana sähköasemilla ja muuntamoilla varastoidaan ja käytetään erilaisia kemikaaleja sähköisten ja mekaanisten komponenttien käsittelyyn. Laiturilla on koosta tai tekniikasta riippuen erilaisia aineita ja määriä. Esimerkkejä kemikaaleista, joita voi esiintyä sähköasemalla tai muuntamolla, ovat seuraavat:

- Muuntajaöljy muuntajia tai reaktoreita varten.
- Dieselöljy varageneraattoreita varten.
- Glykolivesi suljettuihin jäähdytysjärjestelmiin.
- Inertti kaasu tai vaahtopohja ovat esimerkkejä, joita voidaan käyttää erilaisissa sammutusjärjestelmissä.
- Korkeajännitelaitteiden eristys- ja katkaisukaasu.

#### 4.6.1 Kemikaalit muuntamoiden ja muiden alustojen ympärillä

Taulukko 10 esitetään pienen sähköaseman käytön aikana varastoitavien kemikaalien ohjeelliset määrät.

*Taulukko 10 Kemikaalien ohjeelliset määrät sähköasemalla.*

<b>Kemialliset tuotteet</b>	<b>Määrä (arvioitu)</b>
Muuntajaöljy muuntajia ja reaktoreita varten	350 m <sup>3</sup>
Dieselöljy	20 m <sup>3</sup>
Glykolivesi	10 m <sup>3</sup>
Inertti kaasu	800 m <sup>3</sup>
Vahtomuovipohja	0,2 m <sup>3</sup>
Eristys- ja katkaisijakaasu	4-6 tonnia

Taulukko 11 esitetään yhteenveto kemikaalien ohjeellisista määristä, joita voidaan varastoida suuren sähköaseman käytön aikana.

*Taulukko 11 Kemikaalien ohjeelliset määrät suurella sähköasemalla.*

<b>Kemialliset tuotteet</b>	<b>Määrä (arvioitu)</b>
Muuntajaöljy muuntajia ja reaktoreita varten	800 m <sup>3</sup>
Dieselöljy	40 m <sup>3</sup>
Glykolivesi	20 m <sup>3</sup>
Inertti kaasu	1 000 m <sup>3</sup>
Vahtomuovipohja	0,3 m <sup>3</sup>
Eristys- ja katkaisijakaasu	10 tonnia

#### 4.6.2 Muuntamoasemien kemikaalit

Muuntamoasemilla käytetään eri tekniikoita kuin sähköasemilla, ja näin ollen voidaan käyttää erilaisia kemikaaleja ja määriä. Esimerkkejä muuntamossa mahdollisesti esiintyvistä kemikaaleista ja niiden ohjeellisista määristä on esitetty Taulukko 12.

*Taulukko 12 Kemikaalien ohjeelliset määrät vaihtosuuntaaja-aseamalla.*

<b>Kemialliset tuotteet</b>	<b>Määrä (arvioitu)</b>
Muuntajaöljy muuntajia ja reaktoreita varten	800 m <sup>3</sup>
Dieselöljy	70 m <sup>3</sup>
Glykolivesi	48 m <sup>3</sup>
Inertti kaasu	2 400 m <sup>3</sup>
Vahtomuovipohja	0,6 m <sup>3</sup>
Eristys- ja katkaisijakaasu	45 tonnia

#### 4.6.3 Vuodonestotekniikat komponenttitasolla

Käytettävissä on valvontajärjestelmiä ja teknisiä ratkaisuja, joilla estetään öljyn tai muiden nesteiden vuotaminen meriympäristöön käytön ja huollon aikana. Jäljempänä olevissa jaksoissa kuvataan näitä järjestelmiä komponentti- ja rakennetasolla.

Jos rakenteen sisällä olevista komponenteista vuotaa nestettä, neste voidaan joko kerätä sähköasemalla/muuntamolla lokeroiden tai vuotosäiliöiden avulla (jotka on suunniteltu mahdollisten

öljyvuojojen todellisiin määriin) tai viemäröintijärjestelmän avulla, johon on yhdistetty öljynerottimet kunkin öljyä sisältävän komponentin kohdalla.

Uusien tekniikoiden kehittyminen saattaa mahdollistaa vaihtoehtoisten tai kokonaan pois suljettavien kemikaalien käytön joissakin sähköasemien ja muuntamoiden sähköisissä ja mekaanisissa komponenteissa. Esimerkiksi suurjännitekatkaisijoiden suunnittelua ja materiaaleja ollaan muuttamassa siten, että eristys- ja katkaisijakaasujen käyttö voidaan korvata ja osittain tai kokonaan poistaa.

Suunnittelun komponenttitasolle asennetaan erilaisia ennaltaehkäiseviä suojauksia turvallisuuden lisäämiseksi ja vuotojen estämiseksi. Esimerkkejä komponenttitaso suojauksista, jotka voidaan toteuttaa, ovat seuraavat:

- Esimerkiksi dieselsäiliöiden vuotosuojaus.
- Vuotoanturit, hälytyslaitteet ja muut turvajärjestelmät, jos ne vahingoittuvat tai vuotavat toimintahäiriön tai muun vian vuoksi.
- Pumppujen, venttiilien ja muiden järjestelmien automaattinen sammutus tulipalon tai muun vaaran sattuessa.

#### 4.6.4 Vuodonestotekniikat päällysrakenteessa

Päällysrakenteet voidaan suunnitella ja varustaa erilaisilla järjestelmillä ulkoisten vuotojen estämiseksi. Esimerkkejä päällysrakenteessa toteutettavista suojausjärjestelmistä ovat seuraavat:

- Passiiviset keräysjärjestelmät, kuten vuotosuppilot ja öljynerotuskaukalot mekaanisten osien ja nesteitä sisältävien säiliöiden alla. Joko kaukalon tilavuus voidaan suunnitella siten, että se vastaa nesteen kokonaismäärää, tai voidaan liittää keskitetty öljynpoistojärjestelmä, jossa on erilliset vuotosäiliöt, suurempien määrien käsittelemiseksi.
- Öljynerotin, jossa öljypitoisuus erotetaan kerätystä öljysäiliöstä tai pintavedestä.

#### 4.7 Muuntamoasemien jäähdytysjärjestelmät

Muunnettaessa vaihtovirtaa tasavirraksi muuntamoissa syntyy ylimääräistä lämpöä, joka vaatii jäähdytystä. Jäähdytys tapahtuu yleensä ilmalla tai ympäröivällä merivedellä. Vesijäähdytyksessä käytetään ensisijaista suljettua jäähdytysjärjestelmää yhdessä toissijaisen järjestelmän kanssa. Ensisijainen järjestelmä on yleensä suljettu järjestelmä, jossa jäähdytysaine kiertää jäähdytettävän komponentin ja lämmönvaihtimen välillä. Lämmönvaihtimen puolestaan jäähdytetään toissijaisella järjestelmällä, jossa käytetään merivettä. Merivesi otetaan yhden tai useamman vedenottoaukon kautta ja suodatetaan hiekasta ja muista hiukkasista. Lämmönvaihtimessa kiertämisen jälkeen lämmitetty merivesi palautetaan mereen. Poistetun veden lämpötila on arviolta 10-20 celsiusastetta korkeampi kuin imemänsä meriveden lämpötila. Koko tuulipuiston jäähdytysveden ohjeellinen enimmäismäärä on noin 1-2 m<sup>3</sup> /s riippuen asennetusta kapasiteetista, purkamislämpötilasta ja jäähdytysjärjestelmän valinnasta. Jäähdytysveden määrä jakautuu tuulipuiston asennettujen muuntamoiden lukumäärän mukaan.

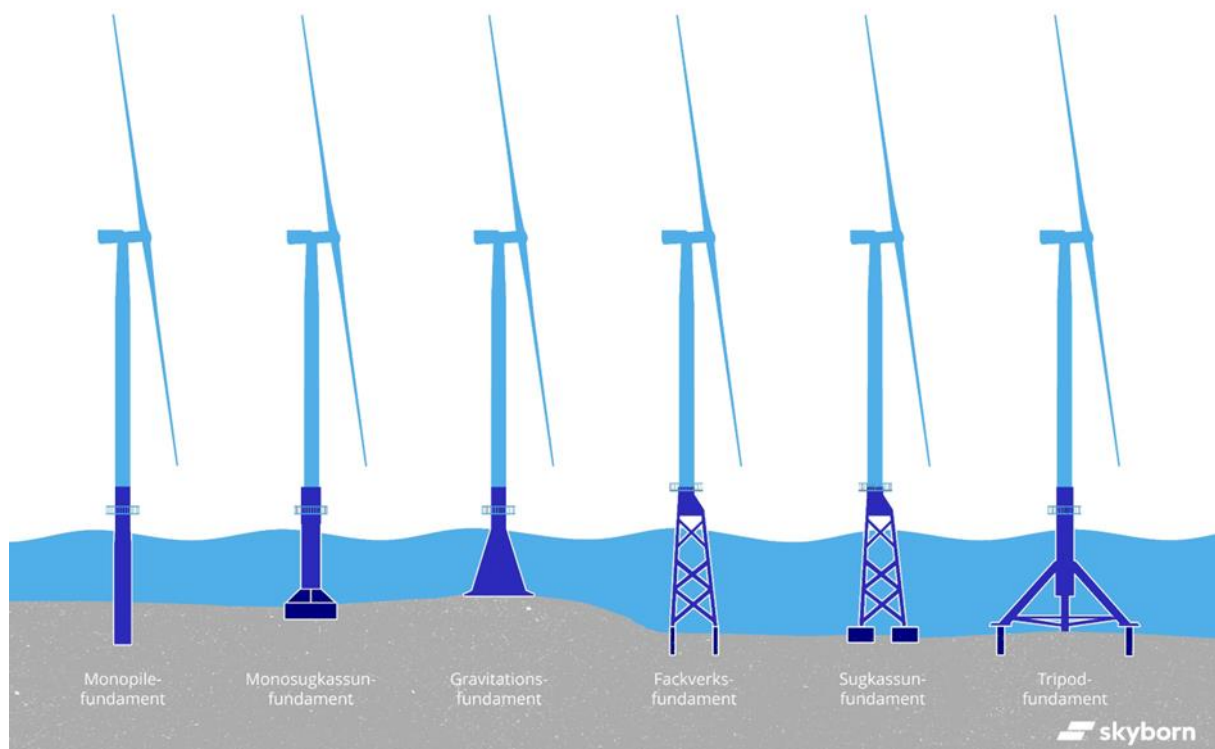


## 5 Perustus

Kun rakennetaan merituulipuistoja, perustuksen valinta on olennainen tekijä hankkeen rakennuskustannusten, suunnittelun ja merenpohjan vaatimusten kannalta. Tämä johtuu siitä, että eri perustustyypit vaativat erilaista tilaa kestääkseen samat kuormat ja soveltuvat eri syvyyksiin ja geologiaan. Puiston eri osat rakennetaan merenpohjaan ankkuroiduille perustuksille, joista kukin vie osan merenpohjan alueesta. Itse perustukset sijoitetaan hankealueella syvyyksiin, jotka soveltuvat parhaiten valitulle perustustyypille.

Polargrund Offshore -hankkeessa tarkastellaan useita erilaisia perustamisratkaisuja, jotka voivat eri olosuhteissa olla paras mahdollinen tekniikka. Lopullinen perustustyypin valinta Polargrundiin perustuu tuulivoimalan eritelmiin, paikkakohtaisiin olosuhteisiin, kuten geologiaan, batymetriaan, aaltojen ja vedenpinnan korkeuden vaihteluihin sekä markkinaolosuhteisiin. Ihannetapauksessa käytetään yhtä perustustyyppeä, mutta yhdistelmää voidaan harkita, jos se katsotaan edulliseksi yksityiskohtaisen suunnittelun aikana. Tämänhetkisen tietämyksen perusteella todennäköisimmät perustustyypit ovat ristikkoperustukset tai painovoimaperustukset.

Perustuksen suunnittelu ja mitoitus on sidoksissa tuulivoimalan eritelmiin, veden syvyyteen, aaltoolosuhteisiin, jääkuormiin ja geologisiin olosuhteisiin. Kuva 8 esitetään esimerkkejä erilaisista perustustyypeistä, joita hankkeessa tarkasteltiin.



Kuva 8 Esimerkkejä perustuksista, jotka voivat olla merkityksellisiä Polargrund Offshore -hankkeessa. Skyborn Renewables

### 5.1 Monopile-perustus

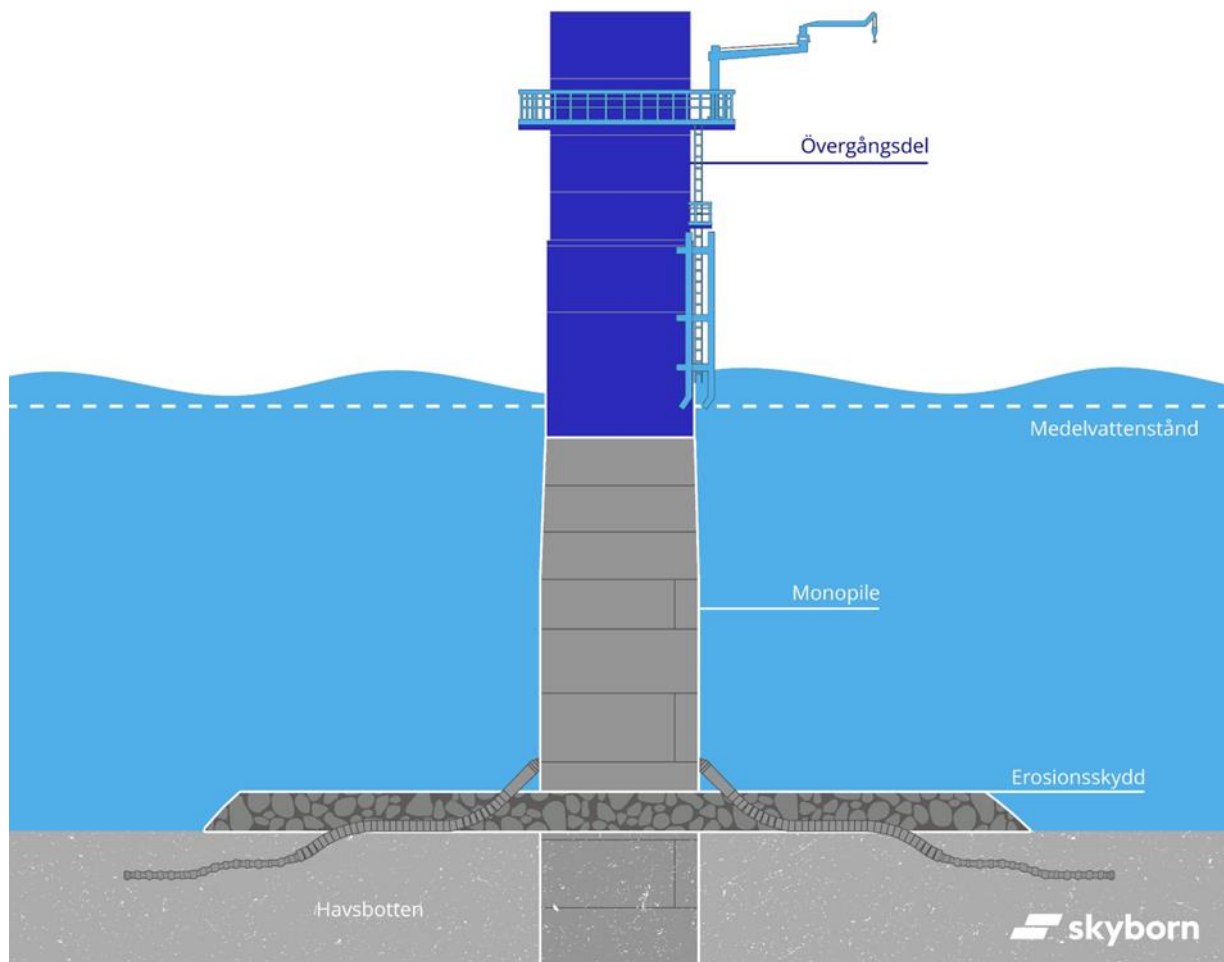
Monopile-perustukset ovat yleisin perustustyypin merituulivoiman alalla. Perustukset koostuvat sylinteristä, joka upotetaan merenpohjaan ennalta määrättyyn syvyyteen ajamalla, täryttämällä tai poraamalla. Monopile-perustuksen päälle asennetaan siirtymäosa, johon itse tuuliturbiini asennetaan. Siirtymäkappale sisältää veneen laskeutumislaitteen, tikkaat, nosturin ja muut

täydentävät osat. Siirtokappale on yleensä viimeistelty keltaiseksi ja merkitty sovellettavien turvallisuusvaatimusten mukaisesti.

Monopaaluperustukset ja siirtymäosa valmistetaan yleensä teräksestä, mutta osat tai osa niistä voidaan valmistaa myös muista materiaaleista. Esimerkkejä muista materiaaleista ovat teräsbetoni, alumiini ja komposiittimateriaalit.

Perustus ankkuroi tuulivoimalan painon sylinterin seinämien ja ympäröivän merenpohjan materiaalin välisen kitkan avulla, mutta myös paalun vaippaa vasten kohdistuvan maanpaineen ja itse pohjamateriaalin kitkan avulla. Monopile-perustuksessa hyödynnetään ympäröivää geologiaa tuulen, merivirtojen ja merijään aiheuttamien vaakasuuntaisten dynaamisten kuormitusten torjumiseksi.

Perustuksen asettumissyvyys, halkaisija ja paksuus riippuvat tuulivoimalan koosta ja tehosta, meren syvyydestä, merenkulkuolosuhteista ja geoteknisistä olosuhteista. Kuva 9 esitetään monopile-perustuksen periaatepiirros.



Kuva 9 Periaatepiirros, monopile-perustus ©Skyborn Renewables

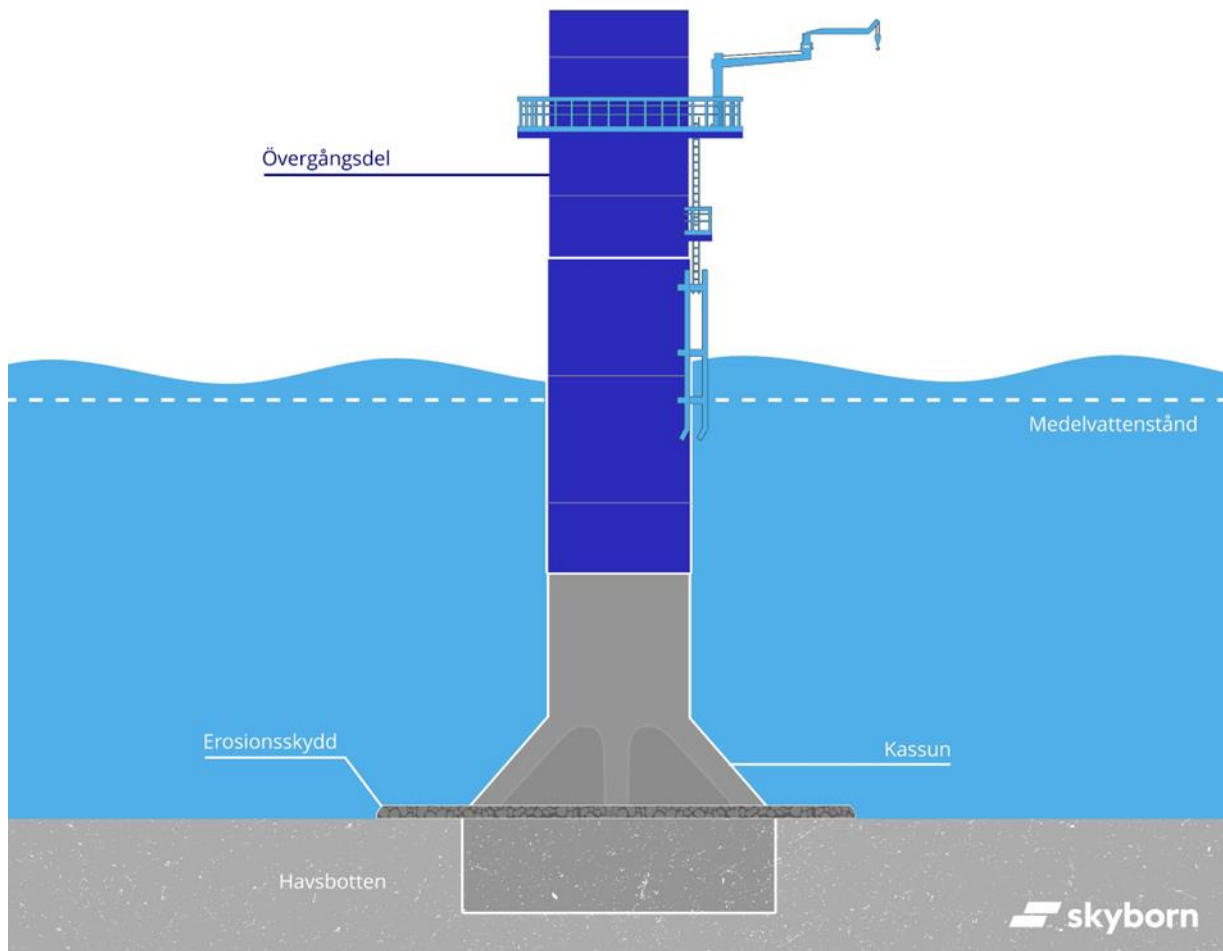
Polargrund Offshore -yhtiön monopile-perustuksen ohjeelliset mitat on esitetty Taulukko 13. Arviot perustuvat suurimpaan mahdolliseen turbiinikokoon ja alustan arvioituun kokoon.

*Taulukko 13 Esimerkkien ohjeelliset mitat monopile-perustuksilla eri päällysrakenteiden osalta.*

Monopile-perustus - Parametrit	Tuulivoimat [120 kpl]	Muuntaja-asema/ majoitus- ja logistiikkalaituri.
Monopaalin halkaisija	15 m	13 m
Eroosiosuojauksen halkaisija	90 m	65 m
Upotussyvyys/pohjan syvyys	60 m	50 m
Pohjavaatimus perustusta kohti	180 m <sup>2</sup>	135 m <sup>2</sup>
Pohjavaatimus perustusta kohti, eroosiosuojaus mukaan luettuna	6 400 m <sup>2</sup>	3 300 m <sup>2</sup>
Kaikkien monopile-perustusten osuus hankealueen kokonaispinta-alasta, eroosiosuojaus mukaan luettuna.	0,23 %	0,005 %

## 5.2 Kammioperustus

Vaihtoehtoinen ankkurointivaihtoehto monopile-perustukselle on Kammioperustus. Niissä monopile-perustuksen paalu, joka muuten tunkeutuu merenpohjaan suhteellisen syvälle, korvataan matalammalla imukairalla, jonka halkaisija on suhteellisen suuri ja pohja avoin. Asennusprosessin aikana kammio laskeutuu merenpohjan materiaaliin osittain passiivisesti painovoiman vaikutuksesta ja osittain aktiivisesti veden pumppaamisen aiheuttaman alipaineen vaikutuksesta kammioon. Paineero kammion ulkopuolen ja sisätilan välillä sekä kammion seinämien ja pohjamateriaalin välinen kitka ankkuroivat perustuksen pohjaan. Imusäiliön vakauttamiseksi voidaan imusäiliön sisälle ruiskuttaa betonia tai muuta materiaalia merenpohjan ja imusäiliön yläosan väliin. Joissakin tapauksissa tämä ratkaisu edellyttää pohjan valmistelutyötä, kuten kaivamista. Kuva 10 esitetään kaaviokuva kammioperustuksesta.



Kuva 10 Kaaviokuva, kammioperustus ©Skyborn Renewables

Polargrund Offshoreen erilaisten päällysrakenteiden kammioperustuksen ohjeelliset mitat on esitetty Taulukko 14. Arviot perustuvat suurimpaan mahdolliseen turbiinikokoon ja alustan arvioituun kokoon.

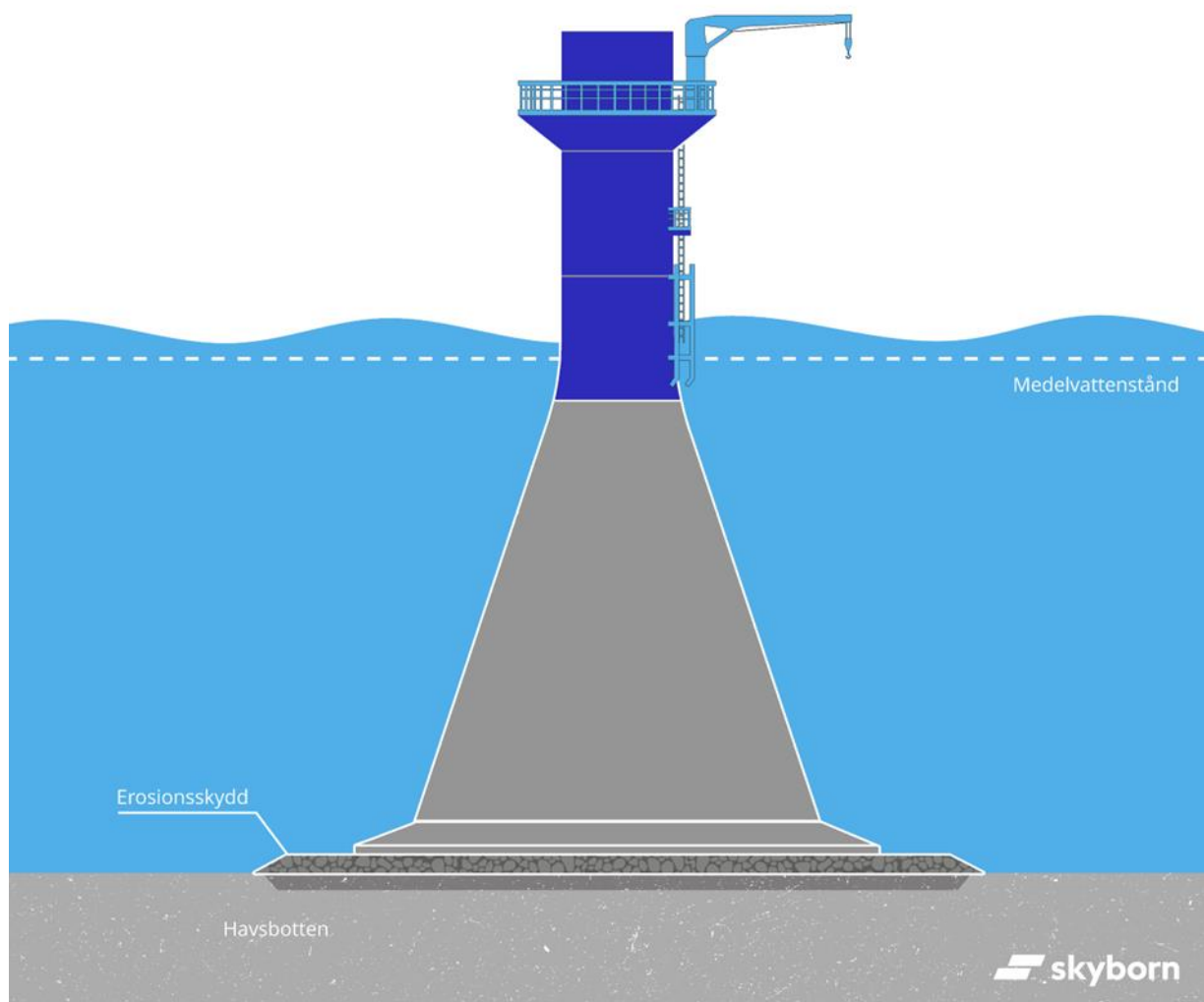
Taulukko 14 Esimerkkien ohjeelliset mitat kammioperustuksen eri päällysrakenteita varten.

Kammioperustukset - Parametrit	Tuulivoimalat [120 kpl]	Muuntaja-asema/ majoitus- ja logistiikkalaituri.
Halkaisija kammio	50 m	33 m
Eroosiosuojauksen halkaisija	70 m	50 m
Upotussyvyys/pohjan syvyys	30 m	25 m
Pohjavaatimus perustusta kohti	2000 m <sup>2</sup>	900 m <sup>2</sup>
Pohjavaatimus perustusta kohti, eroosiosuojaus mukaan luettuna	3 900 m <sup>2</sup>	2 000 m <sup>2</sup>
Prosenttiosuus hankealueen kokonaispinta-alasta, joka on kaikkien Kammioperustusten, mukaan lukien eroosiosuojaus, käytössä.	0,14 %	0,003 %

### 5.3 Painovoimaperusta

Painovoimaperustus on pohjaan kiinnitetty perustamisratkaisu, jolla on suuri omapaino, joka riittää pitämään rakenteen paikallaan. Omapaino yhdessä pohjaa vasten olevan kitkan kanssa vakauttaa perustuksen ja riittää vastustamaan rakenteeseen kohdistuvia kuormia. Perustukset rakennetaan yleensä teräsbetonista tai teräksestä valmistettuna säiliönä tai kuorena, joka täytetään asennuksen aikana kivi-, betoni- tai muulla suuritiheyksisellä materiaalilla, jotta saavutetaan rakenteellinen paino ja vakaus. Riippumatta perustuksen rakenteesta, pohja on aina leveämpi alhaalta vaaditun vakauden aikaansaamiseksi. Kuva 11 esitetään painovoimaisen perustuksen kaaviokuva. Painovoimaiset perustukset saattavat vaatia asennuksen aikana pohjan valmistelutyötä, kuten kaivamista.

Osakomponenteissa voidaan käyttää muita materiaaleja, kuten komposiittimateriaaleja, alumiinia ja kiviaineksia.



Kuva 11 Kaaviokuva painovoimaperustuksesta . ©Skyborn Renewables .

Painovoimaperustusten koko vaihtelee sen mukaan, minkälaiseen päällysrakenteeseen niitä käytetään. Polargrund Offshoressa käytettävien painovoimaperustusten ohjeelliset mitat on esitetty seuraavassa taulukossa Taulukko 15. Arviot perustuvat suurimpaan mahdolliseen turbiinikokoon ja alustojen arvioituun kokoon.

*Taulukko 15E simerkkien ohjeelliset mitat painovoimaisilla perustuksilla eri päällysrakenteiden osalta.*

Painovoimaperustukset - Parametrit	Tuulivoimat [120 kpl]	Muuntamo/ Majoitus- ja logistiikkalaituri	Muuntamo/ Suuri sähköasema
Painopisteen halkaisija	53 m	38 m	53 m
Eroosiosuojauksen halkaisija	120 m	85 m	120 m
Upotussyvyys/pohjan syvyys	1-5 m	1-5 m	1-5 m
Pohjavaatimus perustusta kohti	2 200 m <sup>2</sup>	1 150 m <sup>2</sup>	2 200 m <sup>2</sup>
Pohjavaatimus perustusta ja eroosiosuojausta kohti	11 300 m <sup>2</sup>	5 700 m <sup>2</sup>	11 300 m <sup>2</sup>
Prosenttiosuus hankealueen kokonaispinta-alasta, jonka kaikki painovoimaiset perustukset, eroosiosuojaus mukaan luettuna, vievät.	0,40 %	0,009 %	0,004 %

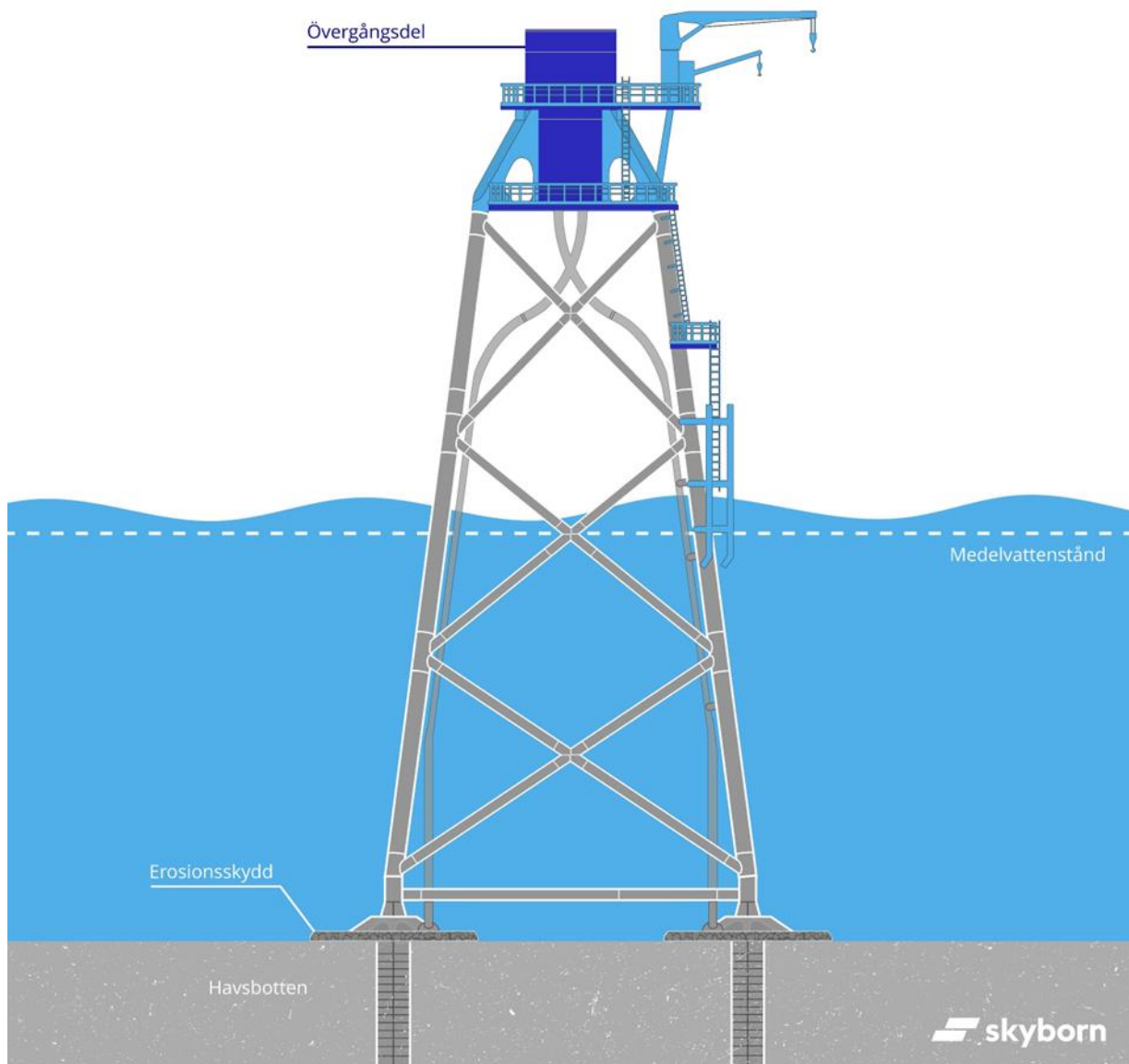
#### 5.4 Ristikoperustukset

Ristikoperustuksille on ominaista kolmiulotteinen ristikko- tai runkorakenne, jossa on kolme tai neljä symmetrisesti sijoitettua jalkaa. Perustukset ankkuroidaan merenpohjaan yleensä paaluilla, jotka porataan tai lyödään tarvittavaan syvyyteen. Jokaiseen tukijalkaan voidaan tarvita yksi tai useampi paalu. Sähköasemien, muuntamoasemien tai logistiikkalavojen, jotka ovat usein raskaampia ja tilavuudeltaan suurempia kuin turbiinit, ristikoperustukset voivat vaatia niiden koosta riippuen kuudesta kahdeksaan jalkaa.

Ristikoperustukset ovat vaihtoehto kovilla pohjilla tai silloin, kun veden syvyys on suurempi, koska ristikkorakenne mahdollistaa sellaisenaan jäykemmän rakenteen suunnittelun, joka jakaa tehokkaasti käytetyt staattiset ja dynaamiset voimat.

Suunnittelu soveltuu siksi hyvin tuulivoimaloihin, joiden kokonaiskorkeus ja roottorin halkaisija ovat suuret. Ristikoperustukset valmistetaan tavallisesti teräksestä, mutta osatekijöissä voidaan käyttää myös muita materiaaleja, kuten teräsbetonia, komposiittimateriaaleja ja alumiinia.

Kuva 12 esitetään periaatekuva ristikoperustuksesta. Siirtymäosalla on turvaetäisyys vedenpintaan, joka on sidoksissa vedenkorkeuden vaihteluihin ja aallonmuodostukseen kohteessa.



Kuva 12 Kaaviokuva, ristikkoperustus © Skyborn Renewables.

Polargrund Offshore -yhtiön eri päällysrakenteiden ristikkoperustusten ohjeelliset mitat esitetään seuraavassa taulukossa. Taulukko 16. Arviot perustuvat suurimpaan mahdolliseen turbiinikokoon ja alustan arvioituun kokoon.

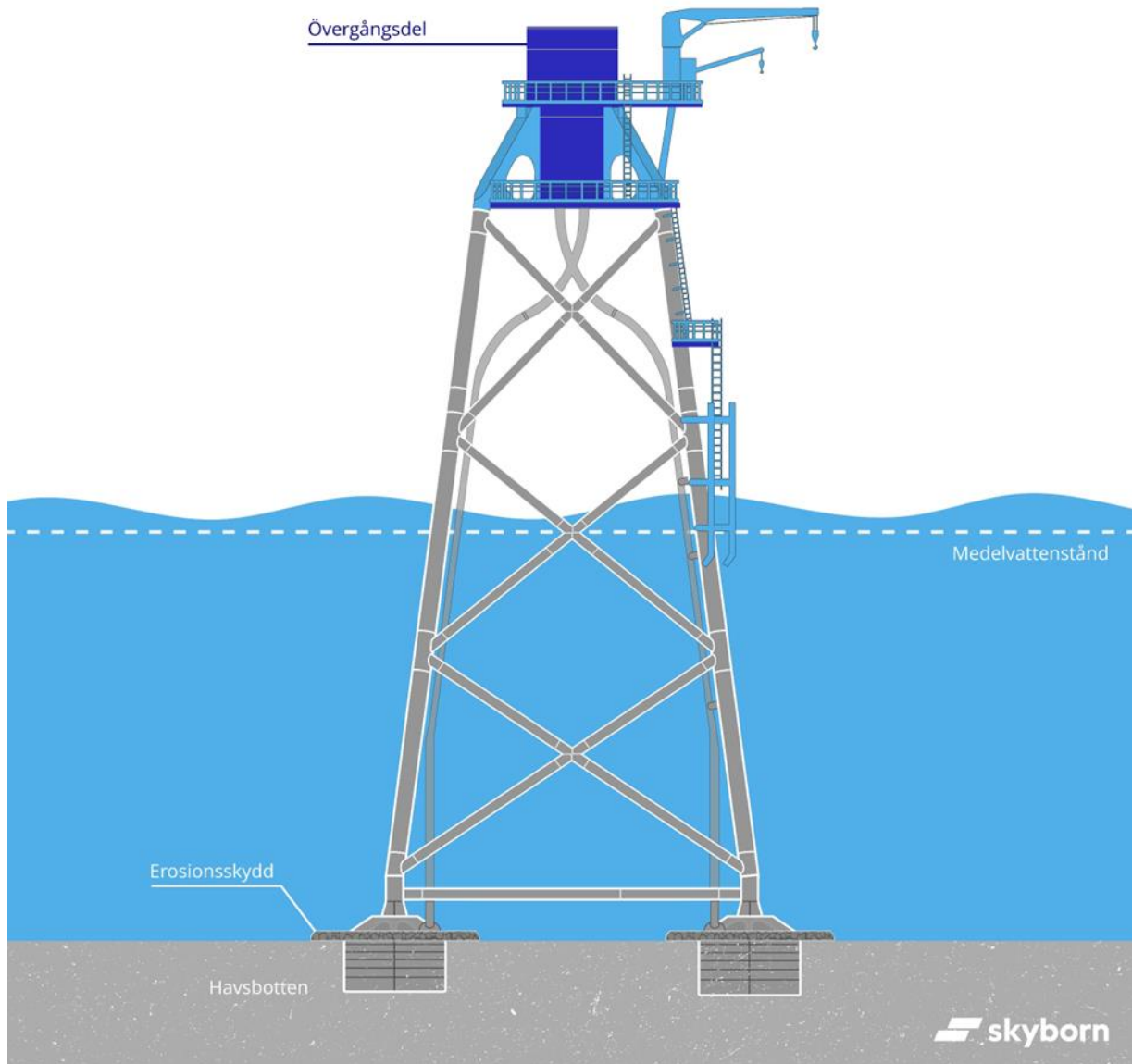
Taulukko 16E simerkkien ohjeelliset mitat ristikkoperustuksilla eri päällysrakenteiden osalta.

Ristikkoperustukset - Parametrit	Tuulivoimat [120 kpl]	Muuntamo/ Majoitus- ja logistiikkalaituri	Muuntamo/suuri sähköasema
Jalkojen lukumäärä	3-4 kpl	4-6 kpl	4-8 kpl
Jalan halkaisija	6 m	6 m	6 m
Paalujen lukumäärä jalkaa kohti	1-4 kpl	1-4 kpl	1-4 kpl
Etäisyys jalat	60 x 60 metriä	90 x 70 metriä	140 x 110 metriä
Upotussyvyys/pohjan syvyys	70 m	70 m	70 m
Eroosiosuojauksen halkaisija	3-4 x 34 m	4-6 x 34 m	4-8 x 34 m
Pohjavaatimus perustusta kohti	90-120 m <sup>2</sup>	120-170 m <sup>2</sup>	120-230 m <sup>2</sup>
Pohjavaatimus perustusta ja eroosiosuojausta kohti	3 700 m <sup>2</sup>	5 500 m <sup>2</sup>	7 300 m <sup>2</sup>
Prosenttiosuus hankealueen kokonaispinta-alasta, joka on kaikkien ristikoiden perustusten, mukaan lukien eroosiosuojaus, käytössä kunkin pohjapiirroksen osalta.	0,13 %	0,008 %	0,002 %

#### 5.4.1 Ristikkotyypiset imukammioerustukset

Vaihtoehto paalutukselle runkotyyppisissä perustuksissa on ankkuroida rakenne merenpohjaan paalujen sijasta imulaatikoilla. Tämä perustustyyppi koostuu useista ja pienemmistä imukairoista kuin yksi kammioperustus. Asennusprosessin aikana imulaatikot lasketaan merenpohjan materiaaliin osittain passiivisesti painovoiman vaikutuksesta ja osittain aktiivisesti imulaatikoihin kohdistuvan alipaineen vaikutuksesta, joka syntyy veden pumppaamisesta. Paine-ero kunkin kammion ulkopuolen ja sisätilan välillä sekä kammion seinämien ja pohjamateriaalin välinen kitka ankkuroivat perustuksen pohjaan. Imusäiliön vakauttamiseksi voidaan merenpohjan ja imusäiliöiden yläosien väliin ruiskuttaa betonia tai muuta materiaalia. Joissakin tapauksissa ratkaisut edellyttävät pohjan valmistelutyötä, kuten kaivamista. Kuva 13 on esitetty kaavamainen luonnos imukammioerustuksesta.





Kuva 13 Kaaviokuva imukammioerustuksesta ©Skyborn Renewables

Polargrund Offshore -yhtiön erityyppisten päällysrakenteiden imukammioerustusten ohjeelliset mitat löytyvät Taulukko 17. Arviot perustuvat suurimpaan mahdolliseen turbiinikokoon ja alustojen arvioituun kokoon.

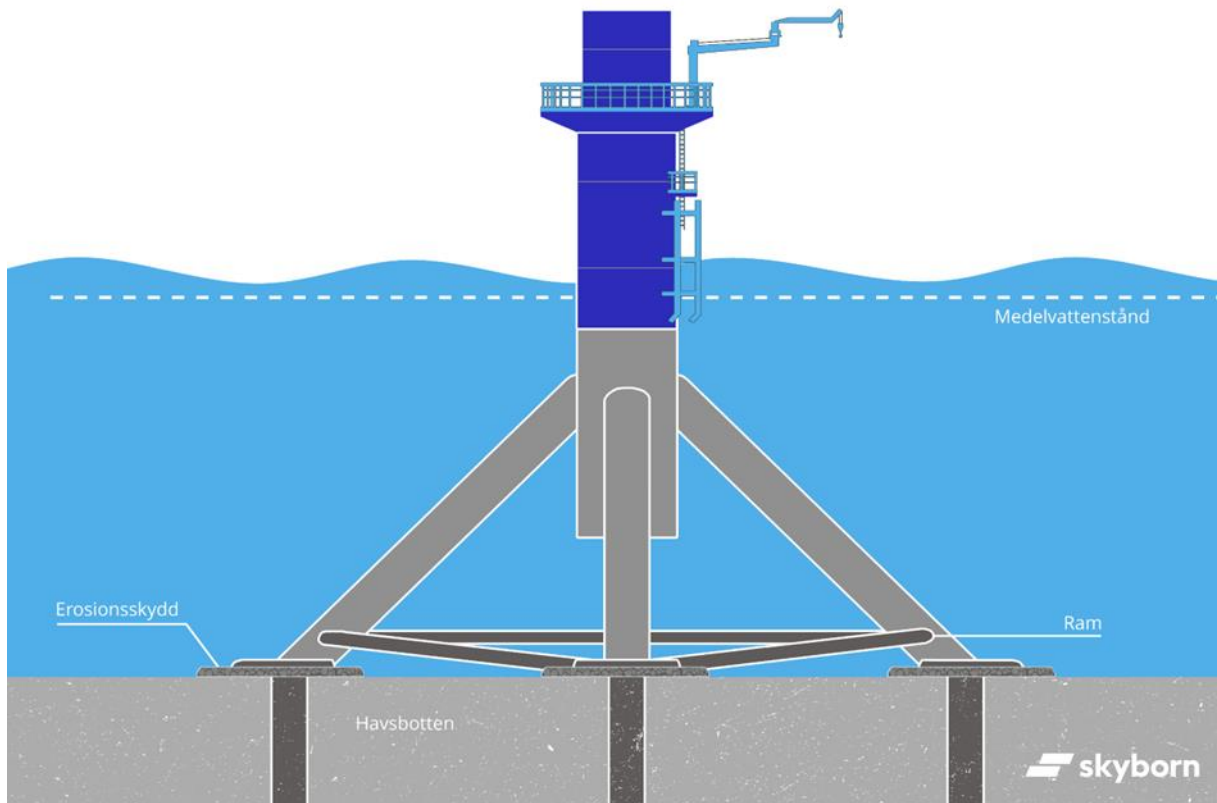
Taulukko 17 Esimerkkien suuntaa-antavat mitat eri päällysrakenteiden imukammioperustuksilla varustetuille perustuksille.

Imukammioperustukset - Parametrit	Tuulivoimalat [120 kpl]	Muuntaja- asema/Logistiikka- ja logistiikka-alusta	Muuntamo/suurmuuntamo
Jalkojen lukumäärä	3-4 kpl	4-6 kpl	4-8 kpl
Jalan halkaisija	25 m	30 m	36 m
Etäisyys jalat	60 x 60 metriä	85 x 65 metriä	140 x 110 metriä
Upotussyvyys/pohjan syvyys	30 m	30 m	30 m
Eroosiosuojauksen halkaisija	3-4 x 55 m	4-6 x 65 m	4-8 x 80 m
Pohjavaatimus perustusta kohti	1 500-2 000 m <sup>2</sup>	2 900-4 300 m <sup>2</sup>	4 000-8 200 m <sup>2</sup>
Pohjavaatimus perustusta ja eroosiosuojausta kohti	7 200-9 500 m <sup>2</sup>	14 000-20 000 m <sup>2</sup>	20 000-20 000 m <sup>2</sup>
Prosenttiosuus hankealueen kokonaispinta-alasta, joka on kaikkien imukammioperustusten, mukaan lukien eroosiosuojaus, käytössä kunkin pohjapiirroksen osalta.	0,34 %	0,029 %	0,012 %

## 5.5 Kolmijalkainen perusta

Kolmijalkainen perustus on perustamisratkaisu, jossa ylä- ja keskiosa koostuu teräspylvästä samaan tapaan kuin monopile-perustuksessa. Rakenteen alaosa siirtyy kolmijalkaiseen perustukseen tai täydentyy kolmijalkaisella ratkaisulla, joka koostuu kolmionmuotoisesta perusrungosta, jonka diagonaalijalat tukevat keskipylvästä.

Kolmijalkainen rakenne ankkuroidaan merenpohjaan paaluilla, jotka ovat halkaisijaltaan pienempiä kuin kantava teräspylväs. Perustusten ankkurointi merenpohjaan tehdään tavallisesti paaluilla, jotka porataan tai lyötään haluttuun syvyyteen, jolloin merenpohjaa ei tarvitse kaivaa. Rakenne on vakaa, monipuolinen ja soveltuu suuremmille syvyyksille. Kuva 14 on esitetty kolmijalkaisen perustuksen kaaviokuva.



Kuva 14 Kaavio, kolmijalkainen perustus ©Skyborn Renewables

Polargrundin offshore-alueella sijaitsevien eri rakenteiden kolmijalkaisten perustusten ohjeelliset mitat löytyvät Taulukko 18. Arviot perustuvat suurimpaan mahdolliseen turbiinikokoon ja alustan arvioituun kokoon.

Taulukko 18 Ohjeelliset mitat kolmijalkaisilla perustuksilla varustettujen esimerkkien osalta.

Kolmijalan perusta - Parametrit	Tuulivoimalat [120 kpl]	Muuntaja- asema/Logistiikka- ja logistiikka-alusta
Jalkojen lukumäärä	3 kpl	3 kpl
Jalan halkaisija	6 m	6 m
Paalujen lukumäärä jalkaa kohti	1-4 kpl	1-4 kpl
Etäisyys jalat	60 x 60 metriä	60 x 60 metriä
Upotussyvyys/pohjan syvyys	70 m	70 m
Erosiosuojauksen halkaisija	3 x 34 metriä	3 x 34 metriä
Alin väite per säätio	85 m <sup>2</sup>	85 m <sup>2</sup>
Pohjavaatimus perustusta ja erosiosuojausta kohti	2 800 m <sup>2</sup>	2 800 m <sup>2</sup>
Kolmijalkaisten perustusten enimmäismäärän osuus hankealueen kokonaispinta-alasta, mukaan lukien erosiosuoja- ja valmistelualue kunkin pohjapiirroksen osalta.	0,096 %	0,004 %

## 5.6 Perustusten kehittäminen

Perustusten kehittäminen etenee jatkuvasti, ja parhaillaan tutkitaan erilaisia aiemmin kuvattujen perustusten yhdistelmiä, joista osa voi olla hankkeen kannalta merkityksellisiä. Yksi esimerkki kehitteillä olevasta uudesta tekniikasta on painovoima- ja ristikkoperustusten yhdistelmä, jossa ristikkoperustuksen paaluperustus korvataan raskaalla betoniperuslaatalla. Tämän tyyppisen perustuksen perustamisvaatimusten oletetaan olevan samat tai pienemmät kuin mitat, jotka on esitetty Taulukko 15.

Kehitteillä on painovoimaperustusten ja imukammiooperustusten yhdistelmiä, joissa perustuksen omapainoa tuetaan imukammiooperustuksen ankkurointiominaisuuksilla, jotka on kuvattu kohdassa 5.2.

Kolmas kehitteillä oleva perustamisratkaisu on raudoitettu monopaalipaalu, jossa paalun vakaus saavutetaan kokonaan tai osittain jännitetyillä vetotangoilla, jotka yhdistävät paalun yläosan merenpohjaan kolmessa suunnassa.

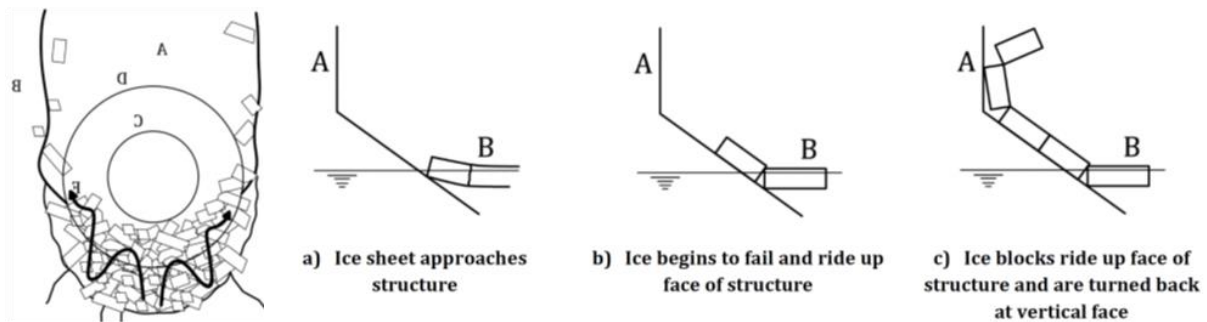
## 5.7 Hylätyt perustusvaihtoehdot

Tässä hankkeessa ei käytetä kelluvia perustuksia osittain siksi, että suurin osa hankealueen syvyyksistä on liian matalia tähän tekniikkaan.

## 5.8 Sopeutuminen arktisiin olosuhteisiin

SMHI:n ja FMI:n digitaalisten jääkarttojen mukaan merijäätä esiintyy hankealueella kausittain noin 115-132 päivänä vuodessa. Useimmiten kyseessä on liikkuva jää, jota kutsutaan ajojääksi. Vähemmässä määrin esiintyy myös paikallaan olevaa, niin sanottua kiinteää jäätä. 50 vuoden arvo jään paksuudelle on noin 83 cm. Hankealueella oletetaan suunnittelua varten, että jäävallit voivat muodostua 28 metrin korkuisiksi ja että ajojää voi muodostaa 1,3 metrin vahvuisia jään kerrostumia. Lisäksi on olemassa ilmakehän jään riski, joka voi aiheuttaa jään muodostumista tuulivoimaloiden osiin, kuten torneihin, roottorin lapoihin, konehuoneisiin ja veneiden laskeutumisaikoihin jne.

Tuulipuiston komponenttien, kuten erilaisten alustojen ja tuuliturbiinien, suunnittelussa ja mitoituksessa otetaan huomioon erilaisista jäätyypeistä johtuvat kuormitukset, joita odotetaan esiintyvän. Jään paksuutta ja liikettä sekä merivirtoja voidaan myös mitata lisätietojen saamiseksi. Erityisten suunnitteluperusteiden lisäksi käytetään tekniikoita, joiden avulla voidaan mukauttaa ja vähentää perustuksiin ja tuulivoimaloihin kohdistuvaa jään ja muiden ympäristökuormitusten aiheuttamaa kuormitusta. Yleinen ratkaisu on lisätä niin sanottu "jääkartio" siihen perustuksen osaan (osiin), joka sijaitsee liukuvyöhykkeellä. Jääkartio on suunniteltu rikkomaan hallitusti rakenneosien ohi ajautuva jää, mikä vähentää sekä suuria kuormituksen vaihteluita että rakenneosiin kertynyttä väsymystä.



Kuva 15 Jääkartion toiminta.

Lisäksi erityyppisiä anturijärjestelmiä, jotka mittaavat ja valvovat rakenteiden värähtelyjä, kiihtyvyyksiä ja voimia, voidaan käyttää varmistamaan, että tuulivoimalat toimivat asetettujen toimintaedellytysten mukaisesti, ja pysäyttämään voimalan toiminta, jos kuormitukset ovat toimintaedellytysten ulkopuolella.

## 5.9 Eroosion torjunta

Perustusten ympärille rakennetaan eroosiosuojaus, jolla varmistetaan pohjamateriaalin vakaustamällä paikallisia hydrografisia muutoksia vaikuttamasta ja kuljettamasta sedimenttiä rakenteiden ympärille. Yleisin eroosiosuojaus offshore-rakenteille on kalliomateriaali eri fraktioissa, kalliosäkit ja betonipatjat, mutta myös vaihtoehtoiset eroosiosuojatyypit, kuten geotekstiilit, voivat olla merkityksellisiä. Eroosiosuojaus tarkistetaan ja sitä säädetään tai täydennetään tarvittaessa käyttövaiheen aikana.

Tietyissä olosuhteissa ja tietyntyyppisten perustusten osalta eroosiosuojaus ei ole tarpeen tai sen laajuus on rajoitetumpi. Eroosiosuojauksen korkeus merenpohjan yläpuolella on arviolta noin 1-2 metriä. Lisäksi eroosiosuojaukseen ja kaapeleiden tukemiseen saatetaan tarvita lisämassoja noin 2 metrin korkeudelta, jos kaapelit viedään perustuksiin.

Kunkin perustusvaihtoehdon yhteydessä esitetään alustavat mitat eroosiosuojausta varten.

## 5.10 Korroosiosuojaus

Kun tuulivoimaloiden ja muiden laitosten perustukset tai osa niistä on valmistettu teräsmateriaaleista, käytetään erilaisia menetelmiä korroosiovaikutusten hallitsemiseksi. Tyypillisesti käytetään erilaisia pinnoitteita ja värijärjestelmiä suojaamaan terästä korroosioprosessilta.

Vedenpinnan alapuolella katodista suojausta voidaan käyttää pintakäsittelyjen ja maalausjärjestelmien täydentäjänä mutta myös ainoana korroosiosuojana. Katodinen suojaus voidaan toteuttaa passiivisesti ja aktiivisesti, jolloin passiivisessa järjestelmässä käytetään epäjaloista metalleista, yleensä alumiinista, magnesiumista tai sinkistä, valmistettuja niin sanottuja "uhrausanodeja". Uhrausanodit kuluvat, ja ne on vaihdettava tietyin väliajoin rakenteen elinkaaren aikana. Aktiivista katodijärjestelmää käytettäessä virta sen sijaan ohjataan veteen galvanisen suojan aikaansaamiseksi samalla tavalla kuin passiivista järjestelmää käytettäessä.

## 6 Sähkökaapeliverkko

Tuulipuiston tuottama sähkö voidaan jakaa edelleen maalla sijaitsevaan siirtoverkkoon vientikaapeleiden kautta. Vielä ei ole päätetty, missä Polargrundin alueen tuulipuisto voi liittyä siirtoverkkoon. Vientikaapeleille haetaan lupaa erikseen, mutta sitä kuvataan lyhyesti tässä jaksossa.

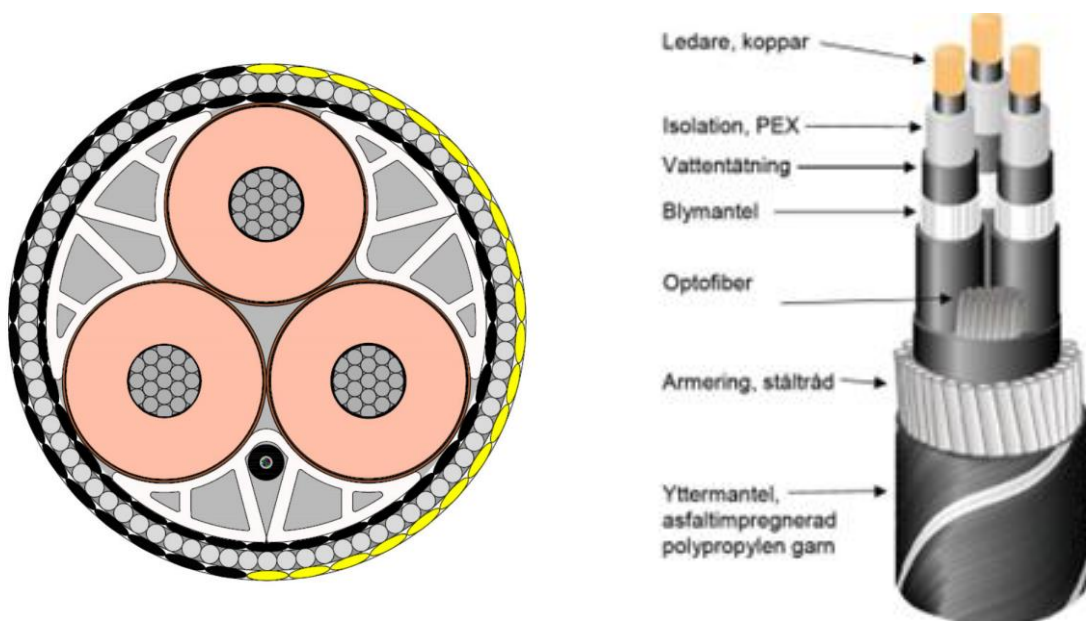
Tuulipuiston sisällä on kolme erityyppistä kaapelia.

- Tuulipuiston sisäinen kaapeliverkko, joka yhdistää tuulivoimalat yhteen tai useampaan sähköasemaan tai muuntoasemaan.
- Vaihtoehtoisesti voidaan käyttää redundantteja kaapeleita sähköasemien, muuntamoasemien ja logistiikkalavojen yhdistämiseen. Redundanttien kaapeleiden jännite riippuu tekniikan valinnasta.
- Puiston sisällä voidaan asentaa erilliset viestintäkaapelit sähköasemien ja muuntamoiden välille.

### 6.1 Sisäinen kaapeliverkko

Sisäinen kaapeliverkko yhdistää kunkin tuulivoimalan joko suoraan muuntaja- tai muuntoasemalle tai epäsuorasti useiden muiden tuulivoimaloiden kautta, yleensä 5-7 tuulivoimalaa niin sanotussa "ketjussa", mutta ketjuja, joissa on useampia tuulivoimaloita, voi olla useampia. Se, miten nämä kytketään toisiinsa, riippuu useista tekijöistä. Johtoketjut on puolestaan kytketty joko sähköasemaan tai muuntoasemaan, jotka sitten kytkeytyvät vientikaapeleiksi rannikolle. Kaapelit johdetaan kuhunkin rakenteeseen vaakasuurasta asennosta merenpohjassa perustuksiin integroitujen erityisten kanavien kautta, jotka taivuttavat kaapelit asteittain pystysuoraan asentoon eli niin sanottuun J-putkeen.

Sisäverkon kaapelit valmistetaan yleensä kupari- tai alumiinijohtimilla, jotka on suljettu erilaisten polymeerien eristysmateriaaleihin ja jotka on mekaanisesti suojattu ulkoisella teräsvahvistuksella. Esimerkki kaapelin ja sen eri osien poikkileikkauksesta on esitetty Kuva 16. Kaapeleiden ulkohalkaisija voi olla noin 300 mm. Kaapelin ytimen johtimen poikkipinta-ala voi olla noin 240-1400 mm<sup>2</sup> jännitetasosta, virrasta ja liitettyjen tuulivoimaloiden lukumäärästä riippuen. Sisäverkon jännitetaso vaikuttaa siihen, minkä tyyppistä ja kokoista kaapelia kussakin osassa tarvitaan.



Kuva 16 Kaapelin ja sen eri osien poikkileikkaus.

Uusi tekniikka, joka voi olla merkityksellinen tulevaisuuden rakentamisen kannalta, on tasasähkön käyttö sisäisessä sähköverkossa käyttämällä turbiinien avulla, jotka tuottavat tasasähköä nykyisen vaihtovirran sijasta. Tasavirran käyttö vaikuttaa kaapeliverkon suunnitteluun ja edellyttää erilaisia jännitetasoja ja kaapeleiden eritelmiä.

Kaapelinlasku tehdään joko syväälle merenpohjaan tai suoraan merenpohjaan joko ulkoisella kaapelisuojaalla tai ilman ulkoista kaapelisuojausta vaatimusten ja olosuhteiden mukaan. Kaapelin suojaukseen voidaan oletettavasti käyttää kalliomateriaalia eri fraktioissa, kalliosäkkejä, suojaaputkia ja betonipatjoja.

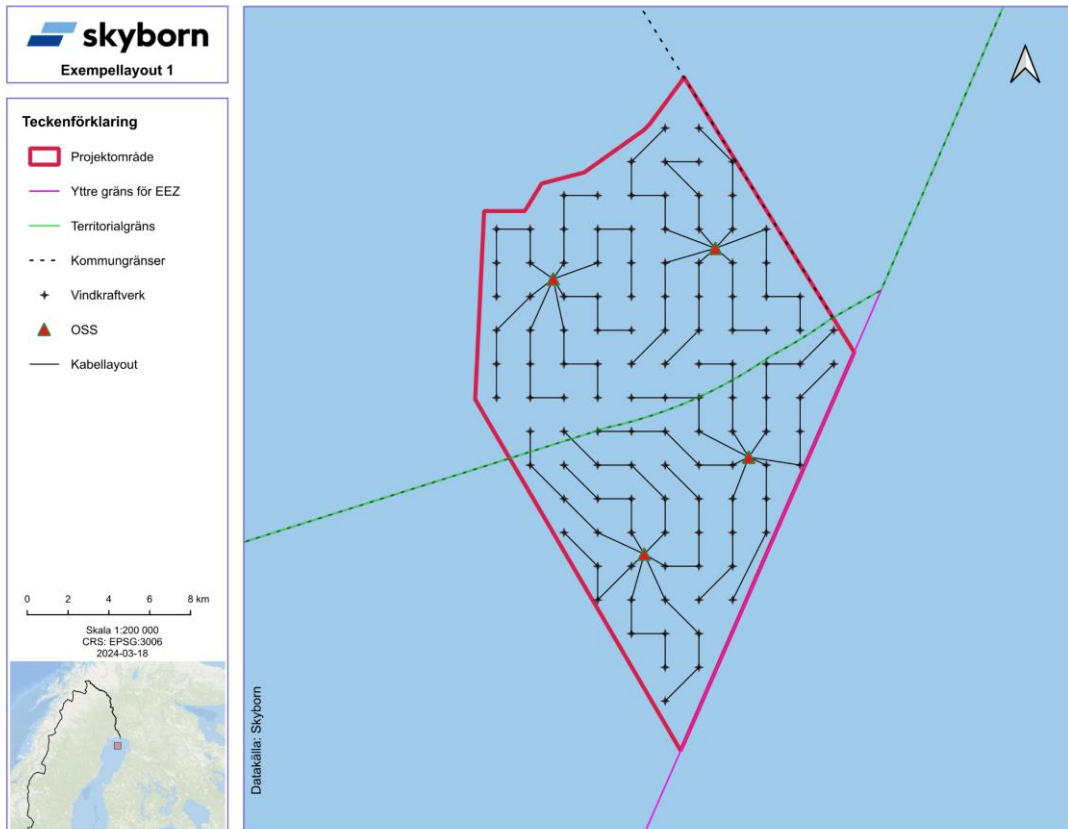
Sisäistä johdinsarjaa ja sen kaapelisuojausta koskevat ohjeelliset eritelvät, jos koko sisäinen johdinsarja on suojattu, esitetään seuraavassa asiakirjassa. Taulukko 19. Sisäisen johdinsarjan arvioitu kaapelin pituus riippuu tuulivoimaloiden lukumäärästä ja sähköinfrastruktuurin rakenteesta.

*Taulukko 19 Sisäisen johdinsarjan alustavat tekniset tiedot.*

<b>Komponentti</b>	<b>Kaapelitiedot (alustavat)</b>
Kaapeliversio	PEX/XLPE/EPR
Sisäisen kaapeliverkon arvioitu pituus	Noin 370 km
Hautausvyvyys	0-3 m
Kaivannon leveys	Noin 0,5-3 m
Ulkoisen suojan arvioitu leveys maakaapeleiden osalta	Noin 1-10 m
Ulkopuolisen suojan arvioitu korkeus maakaapeleiden osalta	Noin 1-2 m
Ulkoista suojausta koskevan pohjan väitteen arvioitu pinta-ala	Noin 4 km <sup>2</sup>
Sisäisen kaapeliverkon osuus hankealueen kokonaispinta- alasta, joka on pitkällä aikavälillä sisäisen kaapeliverkon käytössä, kun käytetään ulkoista suojausta.	Noin 1,1 %.

Kaapeleiden jännitetaso, tuuliturbiinien teho ja sähköasemien/muuntamoiden kapasiteetti vaikuttavat sisäisen johdinsarjan suunnitteluun. Esimerkkejä sisäisen kaapeliverkon rakenteesta on esitetty Kuva 17.





Kuva 17 Esimerkki sisäisen kaapeliverkon suunnittelusta esimerkkikaava 1 mukaisesti, 120 tuulivoimalaa tasaisesti jakautuneena koko hankealueelle.

## 6.2 Redundanssikaapeli

Jotta puiston sähkönsyötön luotettavuutta voitaisiin lisätä yksittäisen muuntajan tai muuntamon rikkoutuessa, asemat voidaan yhdistää toisiinsa suurjännitekaapeleilla, joita kutsutaan redundanssikaapeleiksi.

Redundanssikaapeleiden jännitetaso on yleensä sama kuin vientikaapeleissa, jotka saattavat ylittää sisäverkon jännitteen ja vaativat siten eri eritelmillä varustettuja kaapeleita. Redundanssikaapeleissa voidaan käyttää HVAC- tai HVDC-tekniikkaa riippuen vientikaapeleiden tekniikan valinnasta, mikä vaikuttaa jännitetasoon. Muuntamoita käytettäessä voidaan käyttää useita erityyppisiä HVDC-kaapeleita valitusta tekniikasta riippuen. Esimerkki tekniikasta, jota voidaan käyttää HVDC:tä käytettäessä, on kaapelipari, jossa on negatiivinen napa ja positiivinen napa. Yleensä kaapelit asennetaan yhdessä, mutta ne voidaan asentaa myös erikseen. Tähän pariin voidaan niputtaa erillinen viestintäkaapeli ja metallinen paluukaapeli, jonka jännite on pienempi. Kaapeleiden kehittyminen tarkoittaa, että uudet tekniikat voivat olla merkityksellisiä rakentamisen kannalta. Redundanssikaapelin ohjeelliset kaapelimäärittelyt ovat esitetty Taulukko 20.

Taulukko 20 Redundanssikaapelien alustavat tekniset eritelmät.

Komponentti	Kaapelitiedot (alustavat)
Arvioitu pituus	Noin 65 km
Jännitetaso	100-525 kV
Kaapelityyppi	Vaihtovirta tai tasavirta
Ylimääräisen kaapelin suurin kokonaishalkaisija	300-600 mm
Mitat kaapelin ydin (+ navat ja metallinen paluukaapeli)	Enintään 3 x 1 x 1 800 mm <sup>2</sup>
Kaivannon leveys	Noin 0,5-3 m
Hautausvyvyys	0-3 m
Ulkoisen suojan arvioitu leveys maakaapeleiden osalta	Noin 1-10 m
Ulkopuolisen suojan arvioitu korkeus maakaapeleiden osalta	Noin 0,5-2 m
Ulkoista suojaa koskevan pohjan väitteen arvioitu pinta-ala	Noin 0,7 km <sup>2</sup>
Prosenttiosuus hankealueen kokonaispinta-alasta, joka on varakaapelin käytössä, kun käytetään ulkoista suojausta.	Noin 0,2 %.

## 6.3 Tietoliikennekaapeli

Puiston sisällä sähköasemien/muuntamoasemien sekä majoitus- ja logistiikkalaitureiden välillä on tietoliikennekaapeleita. Yleisesti käytetään valokuitukaapeleita.

Joissakin kolmivaiheisissa LVAC-johtimissa viestintävalokuitujohtimet voidaan integroida samaan kaapeliin, ks.. Kuva 16. Muissa tapauksissa käytetään erillisiä viestintäkaapeleita.

HVDC-tekniikassa käytetään erillisiä positiivisia ja negatiivisia napakaapeleita, jotka niputetaan yhteen kaapelipariksi, jolloin viestintäkaapelit voidaan liittää tasavirtakaapeleihin kaapelin asentamisen yksinkertaistamiseksi.

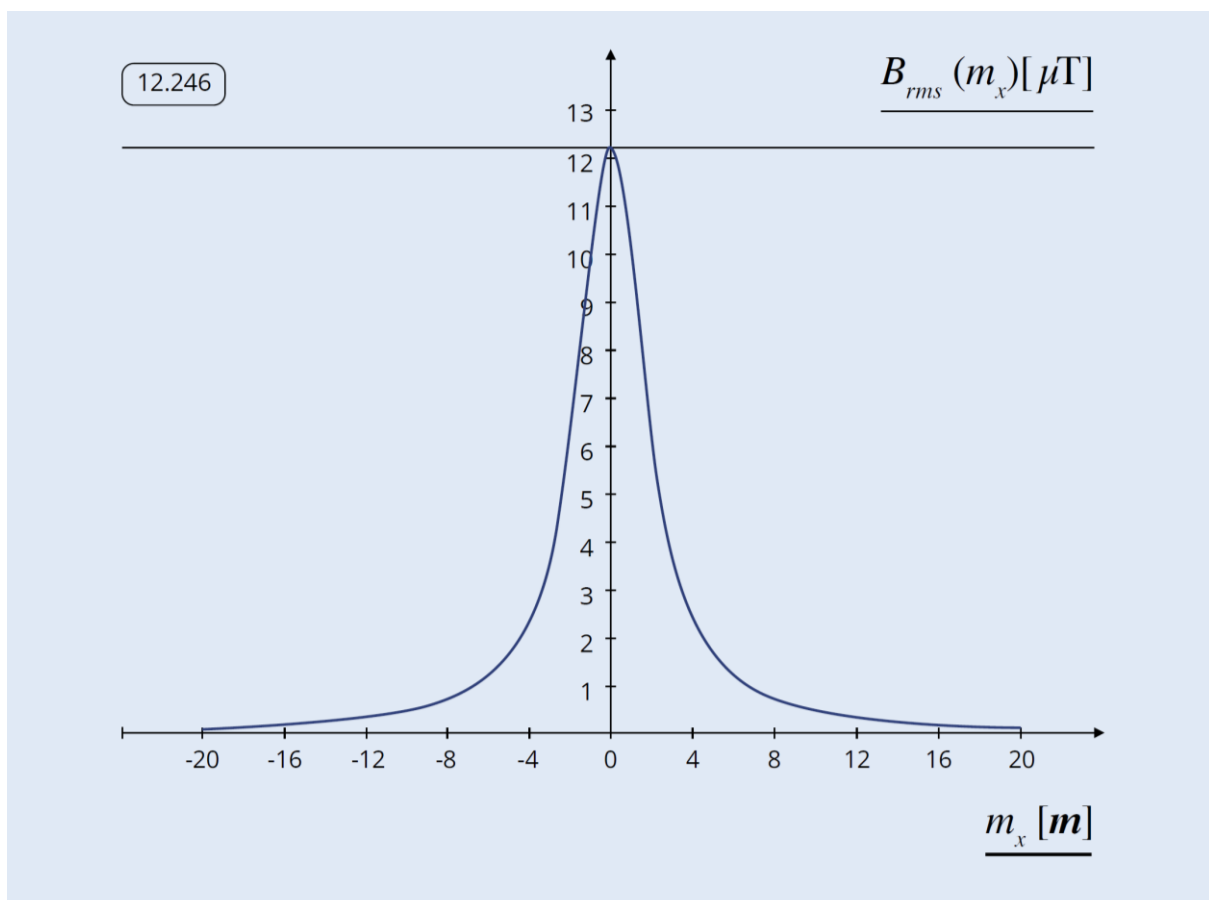
## 6.4 Sähkömagneettiset kentät

Johtimen läpi kulkeva virta muodostaa sähkömagneettisen kentän. Sähkömagneettinen kenttä koostuu kahdesta osasta, sähkökentästä ja magneettikentästä. Kaapelin ympärillä olevan sähkömagneettisen kentän voimakkuus riippuu virran voimakkuudesta, joka on suurimmillaan maksimitehon tuotannossa. Johtimen ympärillä olevan kentän voimakkuus pienenee nopeasti etäisyyden kasvaessa johtimesta, ja sitä pidetään muutaman metrin jälkeen merkityksettömänä. Johtimien ympärillä olevien kenttien luonne on erilainen riippuen siitä, käytetäänkö 1- vai 3-vaiheisia

kaapeleita, koska viereisten vaiheiden kentät häiritsevät toisiaan. 1-vaiheiset kaapelit asennetaan kolminkertaisina, ja niitä käytetään tyypillisesti korkeilla jännitetasoilla, joilla 3-vaiheisia kaapeleita ei ole saatavilla. Virran voimakkuus ja siten sähkömagneettisen kentän voimakkuus riippuu kaapelin jännitetasosta, kun sama sähköteho on sama.

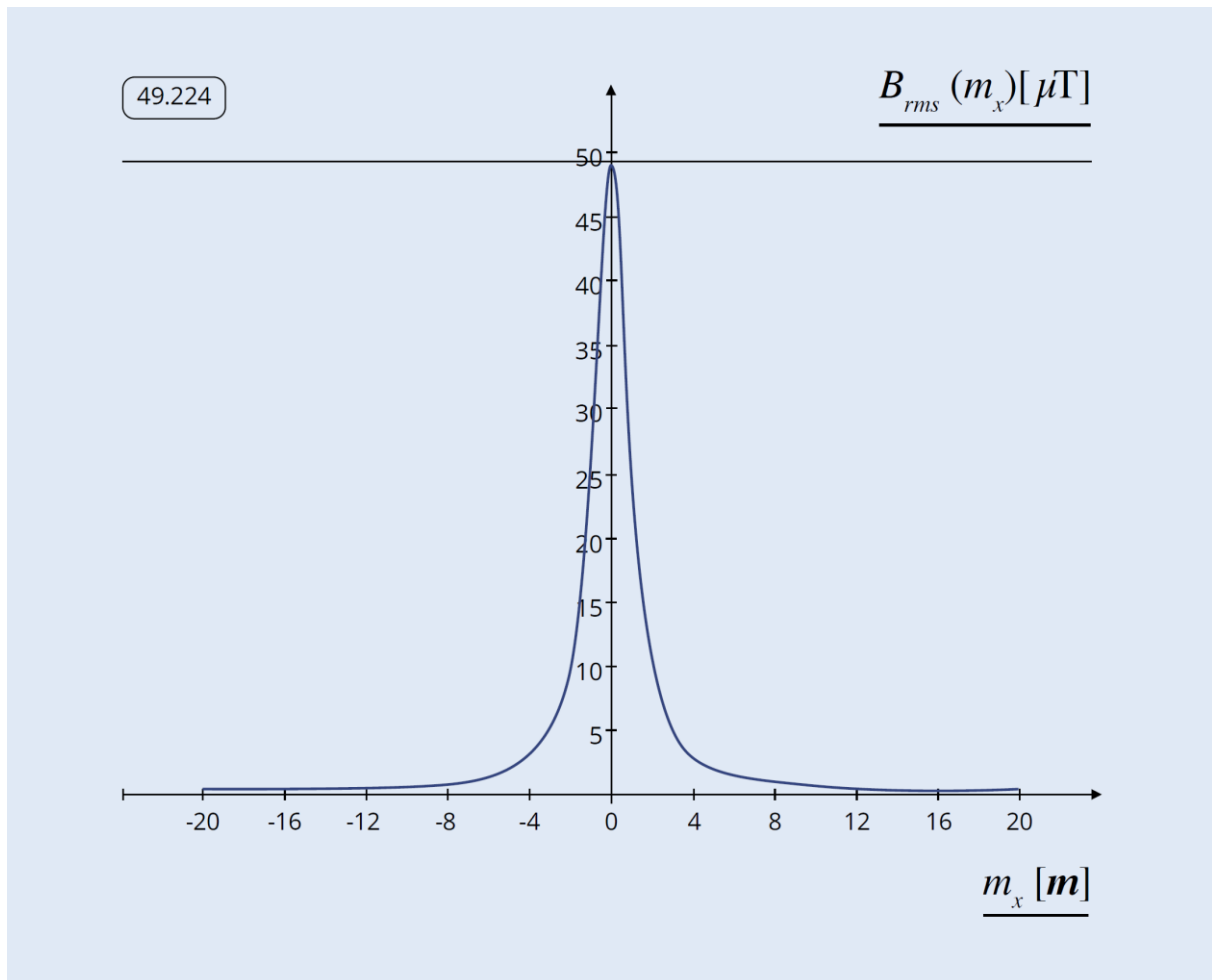
Sähkökentän eteneminen johtimesta voidaan suurelta osin estää suojausmateriaalilla kaapelin johtimen ympärillä itse kaapelin sisällä. Magneettikenttää ei kuitenkaan voida estää yhtä tehokkaasti. Johtimen ympärillä oleva magneettikenttä kuitenkin pienenee etäisyyden kasvaessa ja laskee nopeasti tasolle, joka on häviävän pieni suhteessa maan omaan staattiseen magneettikenttään, joka on noin  $50 \mu\text{T}$ . Sitä vastoin vaihtovirtajohtimen ympärillä oleva magneettikenttä vaihtelee virran taajuuden mukaan, mikä poikkeaa maan staattisesta magneettikentästä. Kaapeleiden hautaaminen tai ulkoisten suojien käyttäminen kasvattaa johtimien ja merieläinten välistä etäisyyttä. Sisäisen kaapeliverkon eri osien virran voimakkuus riippuu siitä, miten tuulivoimalan kaapelit on liitetty. Sisäisen kaapeliverkon kaapeleiden ympärillä olevan magneettikentän ohjeellinen voimakkuus ja redundanssikaapeleiden magneettikentän voimakkuus on esitetty mahdollisilla virranvoimakkuuksilla ja kaapelikokoonpanoilla seuraavissa kuvissa.

Kaaviossa esitetään magneettikentän voimakkuus,  $B_{rms(m_x)}$ , yksikköinä  $\mu\text{T}$  kaapelin yläpuolella suhteessa kasvavaan etäisyyteen kaapelista,  $m$ , kaapelimetriä kohti merenpohjaa pitkin. Tuloksena oleva magneettikenttä riippuu merenpohjan materiaalin magneettisista ominaisuuksista, siitä, onko kaapeli kolmivaiheinen vai yksivaiheinen, kaapelin suojauksesta, etäisyydestä ja muista tekijöistä. Kuva 18 osoittaa, miten magneettikentän arvioitu voimakkuus pienenee etäisyyden kasvaessa kaapelista. Kun HVAC-kaapelin suojaus on 2 metrin päässä, arvioitu magneettikenttä on noin  $12,5 \mu\text{T}$  ja laskee alle  $1 \mu\text{T}$ :iin 8 metrin päässä.



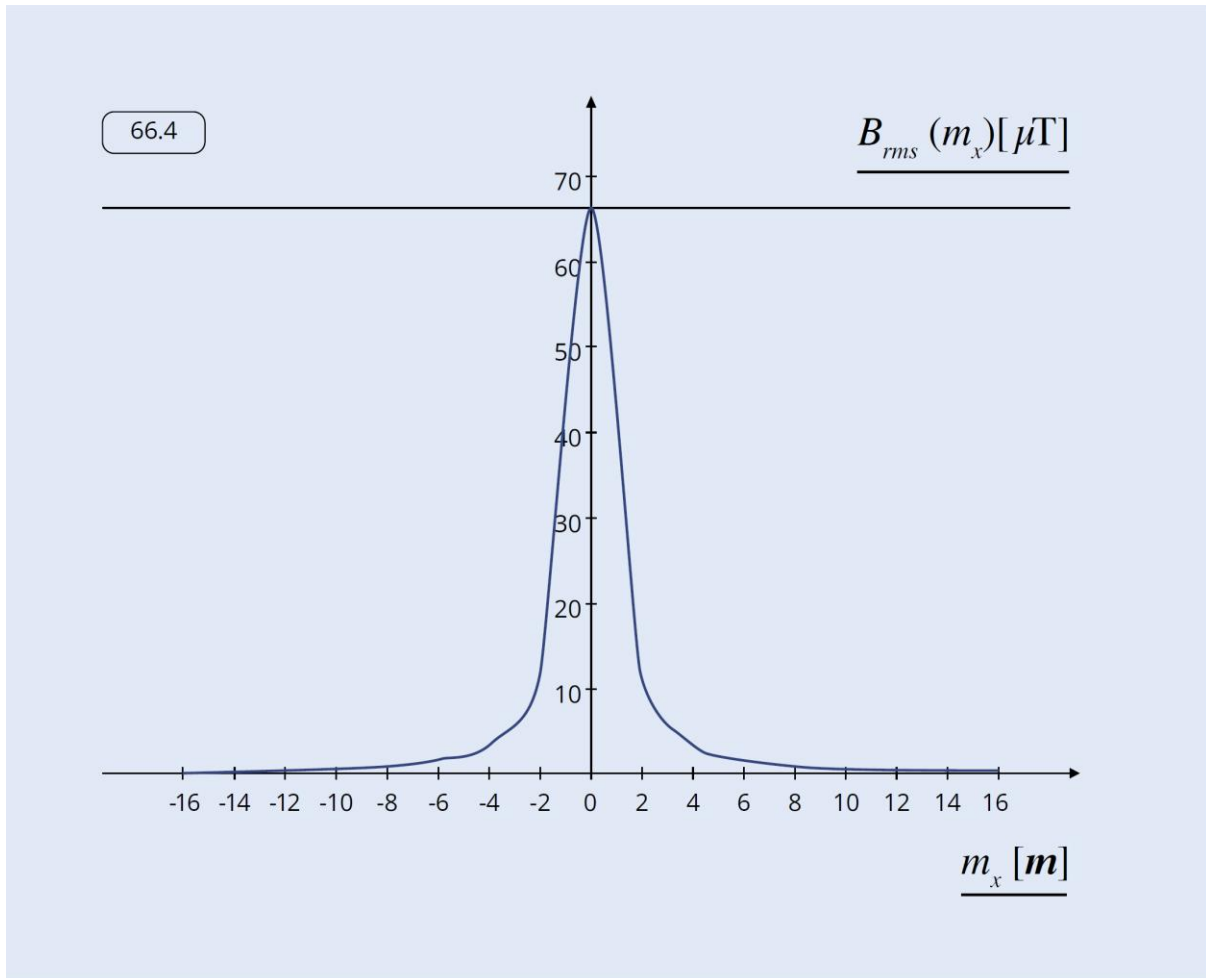
*Kuva 18 Magneettikentän ohjeellinen enimmäisvoimakkuus [ $\mu\text{T}$ ] 2 metriä merenpohjan alapuolelle haudatun LVI-kaapelin kohdalla suurimmalla teholla ja 1 000 A:n virralla. Lähde: Rambøll (12.246).*

Yhden metrin syvyydessä arvioitu magneettikenttä on noin 50  $\mu\text{T}$  ja laskee noin 1  $\mu\text{T}$ :iin 8 metrin jälkeen.



Kuva 19 Ohjeellinen magneettikentän enimmäisvoimakkuus [ $\mu\text{T}$ ] 1 metrin syvyyteen merenpohjaan upotetussa LVI-kaapelissa, kun tuotanto on maksimissaan ja virta noin 1 000 A. Lähde: Rambøll (49.224).

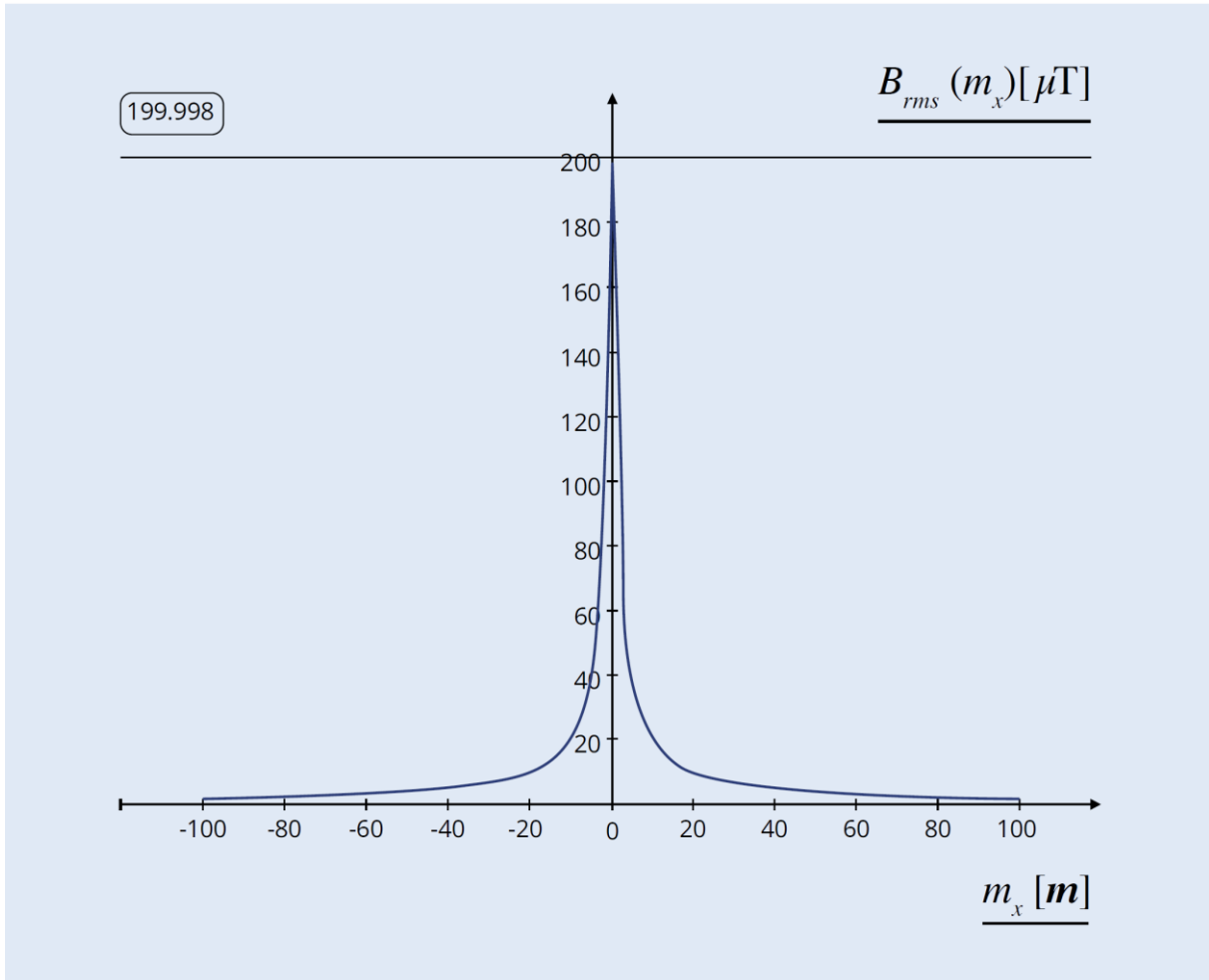
Kun HVDC-kaapeleita käytetään redundanssikaapeleissa, kaapeleiden ympärille syntyy magneettikenttä, joka on erilainen kuin vaihtovirtakaapeleiden ympärille syntyvä magneettikenttä. Tasavirtakaapeleiden ympärillä, joissa navat ovat vierekkäin, magneettikentän ohjeellinen suuruus on arviolta  $65 \mu\text{T}$ , ja se pienenee noin  $1 \mu\text{T}$ :iin 8 metrin matkan jälkeen, kuten seuraavasta taulukosta käy ilmi. Kuva 20 ilman maan magneettikentän vaikutusta. Kaapelin paikallisesta suuntauksesta riippuen kaapelin ympärillä oleva kokonaismagneettikenttä on vuorovaikutuksessa maan magneettikentän kanssa tai sitä pienentää maan magneettikenttä. Kun käytetään tasavirtakaapeleita, joissa on eri navat, magneettikentän suuruus riippuu napojen välisestä etäisyydestä. Kun kaapeleita asennetaan pareittain eri napaisuudella, kunkin johtimen magneettikenttä kumoaa jossain määrin toisensa.



Kuva 20 Ohjeellinen magneettikentän enimmäisvoimakkuus [ $\mu\text{T}$ ] 1 metrin syvyyteen merenpohjaan upotetun HVDC-kaapeliparin yli, kun sähköntuotanto on maksimissaan ja virta on 1 000 A. Lähde: Skyborn Renewables (66.4).

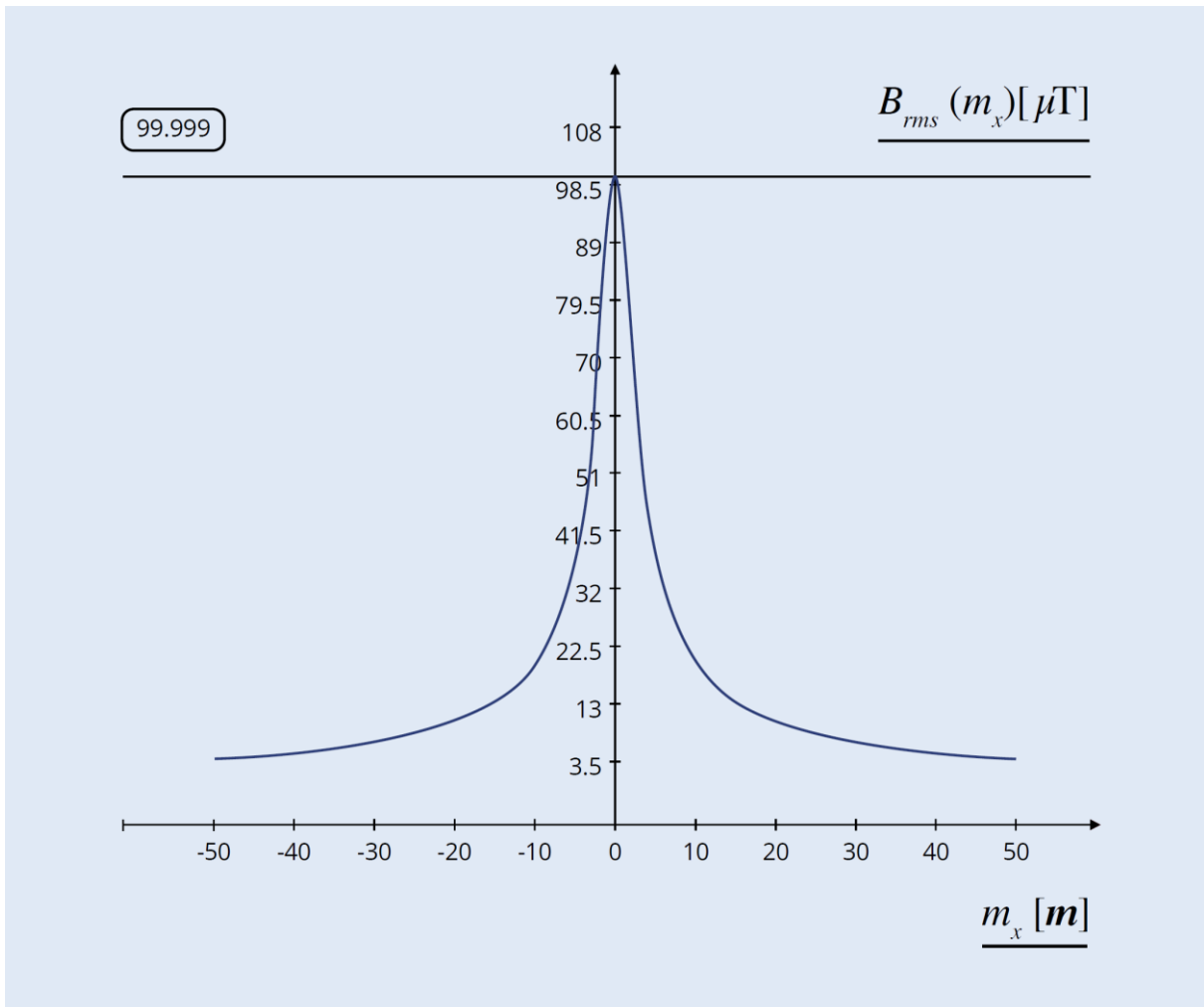
Jos tasavirtakaapelit asennetaan erikseen ja napojen välinen etäisyys on suurempi, viereisten kaapeleiden magneettikenttää heikentävä vaikutus pienenee, jolloin magneettikentän voimakkuus kasvaa. Magneettikentän suuntaa-antavat suuruudet erillisten tasavirtakaapeleiden ympärillä eri päällystekerroksissa on esitetty seuraavissa taulukoissa. Kuva 21 ja Kuva 22.

Yhden metrin syvyydessä magneettikentän arvioitu maksimiarvo erillisen HVDC-kaapelin ympärillä on  $200 \mu\text{T}$ , ja se laskee alle  $20 \mu\text{T}$ :iin 10 metrin syvyydessä, kuten seuraavassa taulukossa esitetään. Kuva 21.



Kuva 21 Ohjeellinen magneettikentän enimmäisvoimakkuus [ $\mu\text{T}$ ] erillisessä HVDC-kaapelissa, joka on haudattu 1 metrin syvyyteen merenpohjan alapuolelle, kun sähköntuotanto on maksimissaan ja virta on 1 000 A. Lähde: Rambøll (199.908).

Kahden metrin syvyydessä magneettikentän arvioitu maksimiarvo erillisen HVDC-kaapelin ympärillä on 100  $\mu\text{T}$ , ja se laskee nopeasti noin 15  $\mu\text{T}$ :iin 20 metrin syvyydessä, kuten on esitetty seuraavassa taulukossa Kuva 22.



Kuva 22 Ohjeellinen magneettikentän enimmäisvoimakkuus [ $\mu\text{T}$ ] erillisen, 2 metriä merenpohjan alapuolelle upotetun HVDC-kaapelin kohdalla, kun sähköntuotanto on maksimissaan ja virta on 1 000 A. Lähde: Rambøll (99.999).

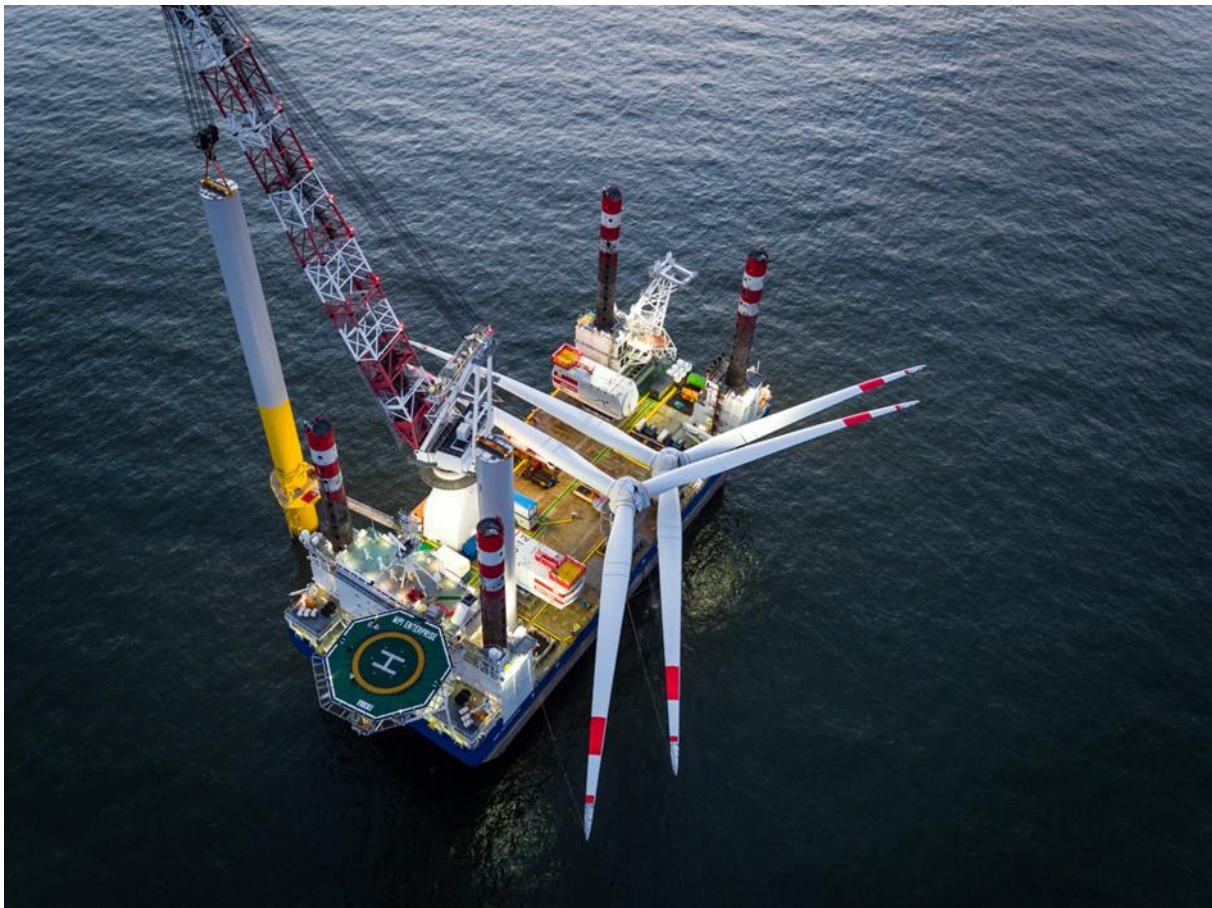


## 7 Laivat ja muu infrastruktuuri

### 7.1 Asennusalukset

Merituulipuistoa rakennettaessa käytetään erilaisia aluksia komponenttien asennukseen ja kuljetukseen. Asennusprosessin vaiheesta ja käsiteltävästä rakenneosasta tai komponentista riippuen voidaan käyttää erityisiä asennusaluksia. Aluksilla on erilaisia ominaisuuksia kantaman, nostokyvyn, nopeuden ja kuljetuskapasiteetin suhteen, mikä vaikuttaa niiden soveltuvuuteen. Nosturilla nostamista tarvitaan esimerkiksi perustusten, turbiinien, muuntamoiden, muuntamoiden sekä majoitus- ja logistiikkalavojen asennuksessa.

Erittäin suurten, vähintään 10 000 tonnin painoisten komponenttien nostamiseen käytetään raskaita nostoaluksia (HLV) tai puoliksi uppoavia nosturaluksia (SSCV). Tarkempien komponenttien kokoonpanoon käytetään usein nostolaivoja (Jack-up-aluksia, JUV), jotka seisovat jaloillaan merenpohjan päällä. On olemassa monia erilaisia nostoaluksia, joista osa voi olla suunniteltu hyvin erityiseen tarkoitukseen asennusprosessissa, esimerkiksi tuuliturbiinien asennusalus (WTIV). Kuva 23 kuvaa tuuliturbiinin asennusta.



*Kuva 23 Tuulivoimaloiden asennus. Skyborn Renewables*

Merikaapeleiden asennus tapahtuu pääasiassa kaapelinlaskualuksilla (CLV). Nämä alukset on erityisesti varustettu merikaapeleiden laskemiseen pitkien matkojen päähän, ja niissä voidaan käyttää asennusmenetelmiä, kuten kauko-ohjattavia ajoneuvoja (ROV) ja aurauslaitteita, joita kuvataan jäljempänä.

Hankeessa käytettävien eri kiviainesjakeiden määriä varten voidaan käyttää erityisesti erityyppisiin kiviaineksen sijoittamistoimiin suunniteltuja astioita. Kaksi yleistä tyyppiä ovat sivukivien läjitysastiat

ja putoamisputkiastiat, joista jälkimmäisellä suoritetaan kiviaineksen laskeminen suuremmalla tarkkuudella.



*Kuva 24 Nacellien kuljetus pienemmillä aluksilla ©Skyborn Renewables*

Edellä kuvattujen alusten lisäksi voidaan joutua käyttämään muuntotyypisiä veneitä ja aluksia asennuksen muissa osissa, mutta myös käyttö- ja käytöstäpoistovaiheessa. Tähän sisältyy suurempien alusten avustaminen ja huoltotyöt.

## 7.2 Satamat

Suuri osa merituulipuiston valmisteluun, rakentamiseen ja ylläpitoon liittyvästä logistiikasta tapahtuu yhdessä tai useammassa asennus- ja huoltosatamassa. Satamia käytetään tuulivoimaloiden komponenttien varastointiin ennen asennusta, esiasennustyöhön, valmistukseen sekä alusten lastaamiseen ja purkamiseen. Jotta satamaa voitaisiin teknisesti kehittää, sitä voidaan joutua laajentamaan, vahvistamaan laitureita ja satamakaavoja, asentamaan hankekohtaisia laitteita ja tekemään muita valmisteluja. Sataman etäisyys hankealueesta, mutta myös tehtaista, joissa tuulivoimalan eri komponentit valmistetaan, on tärkeä tekijä satamaa valittaessa. Sataman varustetaso ja etäisyys hankealueesta vaikuttavat siihen, mitä aluksia voidaan käyttää, asennusaikoihin ja kustannuksiin. Kuva 25 on esimerkki sataman pohjapiirroksesta merituulipuiston asentamista varten. Sopivassa satamassa olisi nykyisin tai kunnostuksen jälkeen oltava seuraavat edellytykset:

- Riittävä veden syvyys ja tila väylällä, satama-altaassa ja laiturissa.
- Pieni osuus tarkkuusnavigoinnista väylillä ja lyhyillä puheluilla.
- Laiturit ja varastointialueet, joilla on riittävä kantavuus.
- Riittävät varastotilat ja varastot.
- Sopiva alue ja tilat perustusten käsittelyä varten.



*Kuva 25 Esimerkki sataman pohjapiirroksesta. Skyborn Renewables*

### 7.3 Mittausmasto meteorologisia laitteita varten

Jotta saataisiin paikkakohtaisia tietoja tuuliolosuhteista, joiden resoluutio on korkeampi kuin virallisesti saatavilla olevien tietojen, saatetaan tarvita niin sanottua tuulimittauskampanjaa. Tällainen mittauskampanja toteutetaan usein 2-4 vuoden aikana, ja siinä asennetaan hankealueelle mittausmastoja, joissa on erilaisia meteorologisia mittalaitteita tuulen nopeuden, tuulen suunnan ja muiden meteorologisten suureiden mittaamiseksi. Mastot voidaan varustaa myös muunlaisten tutkimusten suorittamista varten. Yksi esimerkki on eri lintu- ja eläinlajien populaatioiden mittaaminen alueella. Maston kokonaiskorkeus voi olla noin 195 metriä. Samantyyppisiä perustuksia, joita käytetään tuuliturbiinien ja alustojen perustuksissa, voidaan käyttää myös mittarimastojen perustuksissa, ks.. Kuva 26.





*Kuva 26 Vaihtoehtoisia perustustyyppiä metamastoille. Lähde: Oh, Nam, et.al, 2018.*

Vaihtoehtoinen tekniikka, joka on tällä hetkellä käytössä mittaustornien perustamisessa, on perustukset, joissa käytetään nostojalkaa. Rakenne koostuu kelluvasta teräs- tai betonirungosta, joka hinataan paikalle. Paikalle päästyään alusta nostetaan kolmelle tai neljälle jalalle, jotka tukeutuvat merenpohjaan. Paikallaan ollessaan painolastivettä pumpataan rungossa oleviin säiliöihin alustan vakauttamiseksi.

Erilaisia tutkatekniikoita voidaan käyttää myös metrologisten olosuhteiden mittaamiseen/validoinnissa. Tähän tarkoitukseen voidaan käyttää SODAR/LIDAR-tekniikkaa (ääni- ja lasertutka).

Kun käytetään LIDAR-tekniikkaa, laite voidaan asentaa pohjaan kiinnitettyyn alustaan tai kelluvaan poijuun (ns. F-LIDAR).

Mittaustornit voidaan asentaa myös tuulipuiston toiminnan aikaista seuranta varten.

## 8 Rakennusvaihe

### 8.1 Tutkimukset

#### 8.1.1 Valmistelevat tutkimukset

Osana rakennustöitä tehdään lisää merenpohjatutkimuksia, jotta turbiinien, alustojen ja kaapeleiden tarkka sijainti saadaan määritettyä. Esimerkiksi varmistetaan, että valittu sijainti on oikea merenpohjan olosuhteiden, geoteknisten olosuhteiden, geomorfologian, kulttuuriympäristön ja räjähtämättömien taisteluvälineiden (UXO) riskin kannalta. Tutkimuksia varten haetaan tarvittaessa tutkimuslupa. Esimerkkejä mahdollisesti tehtävistä tutkimuksista:

Geofysikaaliset tutkimukset:

- Monikeilakaikuluotain, joka on jo suoritettu.
- Luotainmittaus sivukuvausluotaimella (side-scan sonar).
- Magneettikenttätutkimus magnetometrillä.
- Sedimenttitutkimus pohjaan tunkeutuvalla kaikuluotaimella (ns. "sub-bottom profiling").

Geotekniset tutkimukset:

- Geotekninen koeporaus.
- Cone Penetration-testi (CPT).
- Sedimenttinäytteenotto (ns. "vibrocore-testi").

Valmistelevat tutkimukset alkavat perustusten ja suunnitellun kaapelinlaskun yksityiskohtaisilla geoteknisillä tutkimuksilla. ROV-laitteilla tai sukeltajilla tarkistetaan, että merenpohjassa ei ole mitään meriarkeologista, jota tutkimuksissa ei ole löydetty ja joka on vaarassa vahingoittua. Tutkimukset muodostavat perustan perustusten ja muun infrastruktuurin suunnittelulle ja mitoitukselle.

#### 8.1.2 Muut tutkimukset

Valmistelevien tutkimusten lisäksi voidaan tehdä useita muita tutkimuksia.

Ympäristötutkimukset:

- Pohjan videokuvaus, niin sanottu tippuvideotutkimus.
- Merenpohjan näytteenotto pohjanruoppauksen avulla.

#### 8.1.3 Rakentamista ja käytöstäpoistoa edeltävät tutkimukset

Sisältää pitkälti samantyyppisiä tutkimuksia kuin valmistelevat tutkimukset, mutta niiden soveltamisala on erilainen.

Geofysikaaliset tutkimukset:

- Luotainmittaus monikeilakaikuluotaimella ja sivukaikuluotaimella.
- Magneettikenttätutkimus magnetometrillä.
- Sedimenttitutkimus, jossa on mukana pohjaa läpäisevä kaikuluotain (ns. "pohjanalainen profilointi").

Geotekniset tutkimukset:

- Yksityiskohtaiset geotekniset tutkimukset (porakaivot, painekokeet, sedimenttinäytteenotto, kaapelinlaskutestit).

Visuaaliset tutkimukset:

- Kauko-ohjattava vedenalainen ajoneuvo (ROV).
- Työskentelevien sukeltajien tekemä tutkimus.

## 8.2 Perustusten asentaminen

Perustukset valmistetaan yleensä maalla, mutta myös kelluvissa tuotantolaitoksissa tai rannan läheisyydessä. Tämän jälkeen perustukset asennetaan hankealueella erityyppisillä asennusaluksilla. Kunkin perustuksen kohdalle voidaan lisäksi rakentaa eroosiosuojaus kallion muodossa. Tässä jaksossa kuvattuja perustustyyppien asennusmenetelmiä sovelletaan riippumatta siitä, onko perustuksen tarkoitus tukea tuulivoimalaa, sähköasemaa, muuntamoasemaa vai logistiikkalaituria. Perustuksen mitat ja rakenne voivat poiketa toisistaan.

### 8.2.1 Monopile-perustusten asennus

Monopile-perustuksia asennettaessa käytetään yleensä useita asennusastioita asennusprosessin tehostamiseksi. Tämä koskee myös monopile-perustusten ja siirtokappaleen kuljetusta.

Kun monopile-perustus asennetaan, perustus nostetaan nosturilla pystysuoraan ja asetetaan merenpohjaan. Hydraulinen vasara työntää perustuksen haluttuun syvyyteen merenpohjan alapuolelle. Asennusaika riippuu geoteknisistä olosuhteista, perustuksen halkaisijasta ja upotussyvyydestä sekä vasaran energiasta, joka on vasarasta monopileen jokaisessa pulssissa siirtyvä työ, jolla monopile työnnetään merenpohjaan. Jos pohja koostuu kovasta materiaalista, porausta voidaan tarvita.

Kun perustus on asennettu merenpohjaan, siirtymäosa liitetään monopile-perustukseen. Siirtymäosa asennetaan yleensä heti paalutuksen jälkeen samalla aluksella, joka asensi perustuksen. Kun perustus on paikoillaan, kaapelit johdetaan J-putkeksi kutsutun kanavan kautta, joka poistuu lähellä perustuksen pohjaa ja johdetaan ylös liitettävää rakennetta pitkin.

Seuraavassa kuvataan monopile-perustuksen asennuksen yleinen prosessi.

1. Ennen asennuksen aloittamista tehdään paikkakohtainen analyysi pohjaolosuhteiden selvittämiseksi.
2. Jos tutkimus osoittaa, että merenpohjaa on työstettävä, saatetaan tarvita valmistelevia töitä. Näihin kuuluu suurten kivien poistaminen ja perustuksen ympärillä olevan alueen tasoittaminen soralla ja pikkukivillä.
3. Jos eroosiosuojaus on tarpeen, se voidaan asentaa ennen tai jälkeen perustuksen asentamisen.
4. Tämän jälkeen asennusalukset ja mahdolliset tukialukset saapuvat paikalle.
5. Monopile-perustus nostetaan nosturilla ja lasketaan sitten pohjaan.
6. Perustus asetetaan merenpohjaan pystyyn ja paalutus suoritetaan (jos paalujen poraaminen on tarpeen, se tehdään yleensä asennusaluksesta käsin).
7. Asennuksen viimeinen vaihe on siirtymäosan kiinnittäminen monopile-perustukseen.



*Kuva 27M onopile-perustuksen asennus ©Skyborn Renewables*

### 8.2.2 Painovoimaisten perustusten asentaminen

Painovoimaiset perustukset kuljetetaan hankealueelle joko kuivana, proomuun tai laivaan lastattuna tai nosturista ripustettuna. Vaihtoehtoisesti perustukset voidaan suunnitella kelluviksi ennen asennusta ja hinata työmaalle.

Perustus edellyttää sileää pohjaa, mikä tarkoittaa, että perustuksen sijoituspaikalla voidaan joutua tekemään valmistelevia töitä.

Painovoimaisen perustuksen asennus tapahtuu seuraavissa vaiheissa:

1. Ennen asennuksen aloittamista suoritetaan paikkakohtainen tutkimus maaperäolosuhteiden tarkistamiseksi.
2. Tutkimus osoittaa, missä määrin valmistelutyötä tarvitaan. Painovoimaperustusten sijoittaminen edellyttää yleensä lujaa ja tasaista pohjaa, mikä tarkoittaa, että pohjamateriaalia voidaan joutua kaivamaan tai täyttämään, jotta varmistetaan oikeat pohjaolosuhteet perustukselle. Merenpohjaa kaivetaan ja lohkaraita poistetaan. Kun pinta on valmisteltu, se tasoitetaan murskeella, jotta se saataisiin määrättyjen toleranssirajojen mukaiseksi.
3. Tämän jälkeen painovoimaiset perustukset kuljetetaan työmaalle laivalla. Kuljetustavasta riippuen tarvitaan erityyppisiä asennusaluksia.
4. Painovoimaiset perustukset lasketaan pohjaan ja lisätään painolastia.
5. Lopuksi kaapelit johdetaan perustuksessa olevien kanavien kautta.

Painovoimaperustukset ovat perustustyyppi, joka tuottaa suurimman määrän kaivumaata tai ruoppausmassoja. Painovoimaisia perustuksia varten kaivettaessa ruopattavan materiaalin ohjeellinen enimmäismäärä on esitetty seuraavassa taulukossa. Taulukko 21. Kaivutarve on kunkin paikan kohdalla yksilöllinen ja vaikuttaa kaivumääriin. Kaikki paikat eivät välttämättä vaadi kaivamista. Esimerkkejä tällä alueella käytettävistä laitteista ja kaivumenetelmistä ovat kaivuri- tai kauharuoppaajat, kutteri-imuruoppaajat (Cutter Suction Dredgers, CSD) ja peräkärryn imuruoppaajat (Trailing Suction Hopper Dredgers, TSHD), jotka kaikki soveltuvat erilaisiin syvyyksiin, pohjaolosuhteisiin ja pohjamateriaaleihin ja täydentävät siten toisiaan. Kaivun aikana materiaalia voidaan siirtää paikallisesti merenpohjassa lähellä perustuksen sijaintia tai vaihtoehtoisesti se voidaan tuoda ylös proomulla tai laivalla. Materiaalia voidaan joko käyttää hankkeessa, esimerkiksi kaapeleiden tai putkien asennuksessa, tai se voi olla osa eroosiosuojausta. Jos materiaalia ei voida käyttää hankkeessa, se voidaan upottaa mereen, ks. myös jakso. 13.6 tai se voidaan ottaa maihin, jossa se voidaan hyödyntää tai mahdollisuuksien mukaan hävittää.

*Taulukko 21 Ruopattavan materiaalin ohjeellinen enimmäismäärä painovoimaisen perustuksen asennuksen valmistelevien töiden aikana.*

Säätiö	Ruopattavan aineksen arvioitu enimmäismäärä (1 perusta)
Tuulivoimaloiden painovoimaperustukset,	9 200 m <sup>3</sup>
Painovoimainen sähköasema	6 900 m <sup>3</sup>
Painovoimainen perustus suuri sähköasema/ Invertteriasema	9 200 m <sup>3</sup>

### 8.2.3 Ristikoiden perustusten asentaminen

Kun ristikkoperusta asennetaan, se kuljetetaan asennusalueksen avulla rakennuspaikalle. Nosturilla, nostureilla tai muilla nostolaitteilla perustus lasketaan pohjaan. Perustuspaalujen asennuksessa on kaksi päämenettelyä. Ensimmäisessä vaihtoehdossa paalutetaan ennen itse perustuksen asentamista. Toisessa vaihtoehdossa paalutus suoritetaan perustuksen merenpohjaan asettamisen yhteydessä tai sen jälkeen. Valmistelevia töitä, kuten lujitusmattojen asettaminen merenpohjaan perustuksen väliaikaisen vakauden aikaansaamiseksi ennen paalutus- tai poraustöiden aloittamista, voidaan tehdä.

Seuraavassa kuvataan yleisesti ristikkoperustuksen asennusjärjestys, kun paalutus tehdään ennen perustuksen asentamista.

1. Ennen asennuksen aloittamista tehdään paikkakohtainen analyysi pohjaolosuhteiden selvittämiseksi.
2. Jos tutkimus osoittaa, että merenpohjaa on työstettävä, saatetaan tarvita valmistelevia töitä. Näihin kuuluu suurten kivien poistaminen tai perustuksen ympärillä olevan alueen tasoittaminen soralla ja pikkukivillä.
3. Jos eroosiosuojaus on tarpeen, se voidaan asentaa ennen tai jälkeen perustuksen asentamisen.
4. Tämän jälkeen asennusaluekset ja mahdolliset tukialukset saapuvat paikalle.
5. Pohjalle asetetaan paalutusmalli. Sen jälkeen paalut lyödään tai porataan haluttuun syvyyteen.
6. Ristikkoperustus siirretään kuljetusaluksesta tai proomusta, lasketaan pohjaan nostolaitteilla ja asetetaan paaluperustuksen päälle.
7. Perustuksen liitos paaluihin on varmistettu.



Seuraavassa on yleinen kuvaus ristikoiden perustusten asennusjärjestyksestä, kun paalutus tehdään perustuksen rakentamisen yhteydessä tai sen jälkeen.

1. Ennen asennuksen aloittamista tehdään paikkakohtainen analyysi pohjaolosuhteiden selvittämiseksi.
2. Jos tutkimus osoittaa, että merenpohjaa on työstettävä, saatetaan tarvita valmistelevia töitä. Tähän kuuluu suurempien kivien poistaminen tai perustuksen ympärillä olevan alueen tasoittaminen hienommalla materiaalilla.
3. Jos eroosiosuojaus on tarpeen, se voidaan asentaa ennen tai jälkeen perustuksen asentamisen.
4. Tämän jälkeen asennusalukset ja mahdolliset tukialukset saapuvat paikalle.
5. Ristikkoperustus siirretään kuljetusaluksesta tai proomusta ja lasketaan pohjaan nostolaitteilla ja sijoitetaan aiottuun paikkaan.
6. Paalut lyödään tai porataan haluttuun syvyyteen perustuksen pohjassa olevien erityisten syvennyksien kautta.
7. Ristikkoperustuksen ja paalujen välinen liitos on varmistettu.

#### 8.2.4 Imukammiooperustusten ja kammio-perustusten asentaminen.

Imukammiooperustuksissa tai kammio-perustuksissa käytetään imusäiliöitä, joissa on sisäinen alipaine yhdistettynä ulkoiseen vedenpaineeseen perustuksen ankkuroimiseksi merenpohjaan. Ennen näiden perustusten asennuksen aloittamista tehdään paikkakohtainen analyysi merenpohjan olosuhteiden tutkimiseksi.

1. Jos tutkimus osoittaa, että merenpohjaa on työstettävä, saatetaan tarvita valmistelevia töitä. Imukammiooperustukset edellyttävät sileää merenpohjaa, joka on suhteellisen homogeeninen ja luja. Tämä voi tarkoittaa, että on kaivettava ja että pohjamateriaalia on ehkä vaihdettava, jotta saadaan aikaan tilavuus, jolla on oikeat geotekniset ominaisuudet.
2. Tämän jälkeen perustus kuljetetaan työmaalle laivalla tai proomulla.
3. Perusta nostetaan kuljetuslaitteella, lasketaan ja asetetaan merenpohjaan.
4. Itse perustuksen paino antaa imukammioille alkupään upotuksen pohjamateriaaliin.
5. Perustuksen uppoaminen pohjamateriaaliin pakotetaan pumppaamalla vettä ulos perustuksesta, kunnes ulkoinen paine on painanut perustuksen mitoitussyvyyteen.
6. Lopuksi betonia tai muuta materiaalia voidaan ruiskuttaa merenpohjan ja imusäiliöiden yläosan väliseen tyhjiöön.

Jos kaivaminen on tarpeen, ruoppausmäärien oletetaan olevan enintään yhtä suuria kuin painovoimaisten perustusten määrät, jotka on esitetty asiakirjassa Taulukko 21.

#### 8.2.5 Kolmijalka-perustusten asentaminen

Kolmijalkaisten perustusten asennusmenetelmä on samanlainen kuin ristikkoperustusten asennuksessa käytetty menetelmä, joka on kuvattu kohdassa 8.2.3. Kolmijalkaiset perustukset kuljetetaan työmaalle laivalla tai proomulla, ja nosturilla perustukset lasketaan merenpohjaan. Sen jälkeen paalut ankkuroidaan merenpohjaan. Kuten kohdassa 8.2.3 paalut voidaan joko asentaa valmiiksi ennen perustuksen asentamista tai ne voidaan asentaa sen jälkeen, kun perustus on laskettu paikalleen.

#### 8.2.6 Rakennustyöt - Paalutus ja äänen leviäminen

Tuulipuiston rakentamisen aikana tietyt asennustyöt aiheuttavat alueella vedenalaista melua. Eniten melua aiheuttava toiminto on paalutus, joka suoritetaan tietyn tyyppisten perustusten asennuksen yhteydessä. Monopaaluperustukset voidaan asentaa käyttämällä iskupaalutusta, jonka oletetaan

olevan menetelmä, joka aiheuttaa suurimman melun leviämisen asennuksen aikana.

Ristikkoperustuksissa tai kolmijalka-perustuksissa voidaan käyttää myös pienempiä paalumittoja sisältäviä lyöntipaalutuksia. Tällöin asennus vaatii vähemmän energiaa ja aiheuttaa siten vähemmän äänen etenemistä.

Paalut voidaan lyödä, täryttää tai porata. Paalutus on nopea menetelmä, joka toimii suurissa syvyyksissä. Syntyvän äänen määrä riippuu paalun koosta ja siten paalun pohjaan ajamiseen tarvittavasta paalutusenergiasta. Lisäämällä lyöntitaajuutta ja vähentämällä paalun lyöntienergiaa voidaan sama työ tehdä vähemmällä äänen leviämällä. Lyöntitiheyttä voidaan nostaa 40 iskusta minuutissa, joka on normaali lyöntitiheys, 90 iskuun minuutissa, mutta pienemmällä lyöntienergialla. Kunkin lyönnin lyöntienergiaa voidaan myös lisätä asteittain tietyn ajan kuluessa, mikä voi vähentää syntyvän melun vaikutusta. On myös olemassa paalutustekniikoita, joissa yksittäisten lyöntien energia jaetaan pidemmälle ajalle, mikä voi vähentää paalun rakenteellista rasitusta ja vähentää melupäästöjä veteen.



Kuva 28 Esimerkki paalun asennuksesta. Lähde IQIP

Vaihtoehtona iskupaalutukselle on tärypaalutus, jossa käytetään iskuvasaran tuottamaa värinää ja vähennetään siten paalun ja maaperän välistä kitkaa. Lisäksi paalun kärjessä voidaan käyttää suihkuja, jotka nesteyttävät pohjamateriaalin paalun pinnan ympärillä paalun ajamisen helpottamiseksi. Liuennut pohjamateriaali vähentää kitkaa ja mahdollistaa paalun lyönnin merenpohjaan värinävasaran aiheuttaman pienemmän eksentrisen momentin avulla.

Äänitaso tietyllä etäisyydellä äänilähteestä riippuu äänilähteen voimakkuudesta ja äänen etenemisestä. Äänen etenemiseen vaikuttavat muun muassa veden syvyys, suolapitoisuus, tiheys, pohjasedimentin tyyppi ja kallioperä. Perustuksen ja paalutusmenetelmän valinnan lisäksi äänen etenemistä voidaan vähentää erilaisilla ennaltaehkäisevillä menetelmillä. Esimerkiksi paalutuksen aikana kuplaverhojen, pulssipaalutuksen, energiaa vaimentavalla materiaalilla varustettujen suoja-putkien tai sulkupatojen käyttö voi vähentää äänen etenemistä. Uusia äänenvaimennustekniikoita kehitetään parhaillaan, ja muita vaihtoehtoja, jotka vähentävät ääntä paremmin, saatetaan kaupallistaa ja asentaa. Asennustöiden yhteydessä tapahtuvan äänen leviämisen arvioitu määrä ilmoitetaan hakemuksen liitteessä X olevassa ympäristövaikutusten arvioinnissa.

### 8.2.7 Poraaminen perustusten asentamista varten

Kovassa pohjamateriaalissa tai kalliossa porausta saatetaan tarvita ristikko- ja kolmijalkaisten perustusten sekä monopile-perustusten asentamiseksi. Poraus voidaan yhdistää paalutukseen, jolloin osa asennustoimenpiteestä tehdään esiporaamalla ennen paalutuksen aloittamista vasaralla, tai sitä voidaan käyttää silloin, kun paalutuksella ei enää saavuteta haluttua vaikutusta.

Poraaminen voi tapahtua joko paikalle asennetun perustuspaalun sisällä tai käyttämällä vaippaa, jolla estetään poratun kuilun sortuminen mutta myös mahdollistetaan porauslietteiden kerääminen ja käsittely. Suojaputki tai pohjapaalu pidetään yleensä paikallaan kiinnityslaitteella, joka on yleensä asennettu käytettävään alukseen tai proomuun.

Porausajan aikana tuotettua porauslietettä voidaan kuljettaa vaippaa ylöspäin porausajan aikana syötettävän ja kierrätettävän veden tai muun väliaineen avulla. Kun poraus on päättynyt, perustus asennetaan ja paalun ja viereisen materiaalin välinen tila tiivistetään. Porausajan aikana syntyvää pilaantunutta ainesta voidaan käsitellä eri tavoin, ks. kohta 13.

Taulukko 22 esitetään yhteenveto porauslietteen määrästä, joka voidaan tuottaa poraamalla Polargrund Offshore -alueella.

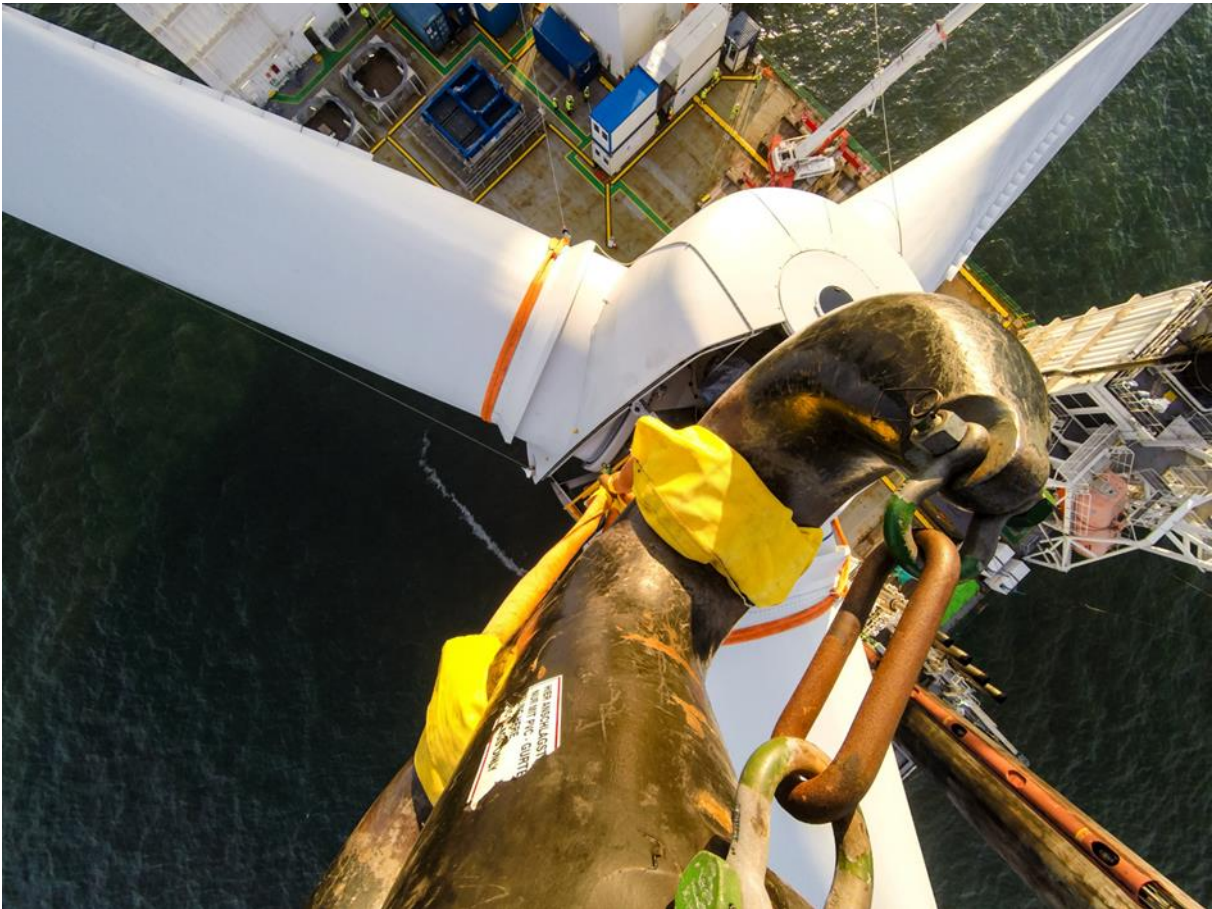
*Taulukko 22 Polargrund Offshore -porauksessa syntyvän pilaantuneen aineksen arvioitu enimmäismäärä.*

Säätiö	Porauslietteen arvioitu enimmäismäärä (1 säätiö)
Monopile, tuulivoimala - Koko esimerkkikuvioiden mukaan [120 kpl]	11 000 m <sup>3</sup>
Ristikkoperustukset, tuulivoimalat - Koko esimerkkikuvioiden mukaan [120 kpl]	8 000 m <sup>3</sup>
Kolmijalkaiset perustukset, tuulivoimalat Koko esimerkkikuvioiden mukaan [120 kpl]	6 000 m <sup>3</sup>
Ristikkoperustus, muuntamo	12 000 m <sup>3</sup>
Ristikkoperustus, muuntamo/suuri sähköasema	16 000 m <sup>3</sup>

### 8.3 Tuulivoimaloiden asennus

Itse tuulivoimalat asennetaan jo rakennetuille perustuksille. Offshore-asennustyöhön liittyy haasteita, jotka täydentävät maatuulivoimaan liittyviä haasteita. Työn helpottamiseksi esiasennus tehdään yleensä mahdollisimman paljon hankesatamissa. Jo valmiiksi koottu rakenne aiheuttaa kuitenkin suurempia haasteita kuljetuksen kannalta. Koska tuulipuistossa käytettäviksi odotetut turbiinin lavat ovat nykyistä suurempia, niiden kuljettamiseen tarvitaan nykyistä suurempia aluksia. Tornin suurempi korkeus johtaa myös siihen, että tarvitaan suurempia nostureita, joiden kapasiteetti on suurempi.

Offshore-rakentamisessa on erilaisia asennusmenetelmiä. Asennusmenetelmä riippuu siitä, kuinka monta tuulivoimalan komponenttia on jo koottu. Nykyään torni on yleensä valmiiksi koottu kahdessa tai kolmessa osassa. Tornin kokonaiskorkeus määrää usein sen, kuinka monesta osasta se koostuu. Joskus kaksi tai kolme roottorin lavaa on valmiiksi koottu napaan, mistä voi olla joitakin etuja ja haittoja kuljetuksen ja asennuksen aikana. Lavat voidaan asentaa myös erikseen, mikä vaatii vähemmän tilaa maalla. Toisaalta yksittäisten lapojen asentaminen merellä on haasteellisempaa, koska nostaminen voi olla monimutkaisempaa. Tämä menetelmä on herkempi huonolle säälle. On myös esimerkkejä hankkeista, joissa koko torni, mukaan lukien napa ja roottorin lavat, kootaan valmiiksi maalla ja asennetaan sitten hissillä.



*Kuva 29 Turbiinin lapojen asennus. Skyborn Renewables*

Merituulivoimaloissa on tavallista, että turbiinin osien kuljetus ja varsinainen asennus asennussatamasta tapahtuvat samalla aluksella. Voidaan käyttää myös erillisiä asennus- ja kuljetusaluksia, mutta tämä edellyttää useampia vaiheita. Kuljetus voidaan suorittaa joko yhdellä aluksella, joka kuljettaa vain yhtä tiettyä komponenttia, tai yhdellä aluksella, joka kuljettaa kaikki tuulivoimalan komponentit. Sataman koko, kustannukset ja aikarajoitukset ovat tekijöitä, jotka määräävät kuljetustavan valinnan. Alukset on usein varustettu laitteilla, jotka helpottavat tuulivoimalan komponenttien käsittelyä kuljetuksen aikana.

Työskentely korkealla tarkoittaa lisääntyneitä altistumista suurille tuulenopeuksille, minkä vuoksi voi olla suotavaa tehdä työt sellaisina vuodenaikoina, jolloin sääolosuhteet ovat vakaat ja tuulenopeudet alhaisemmat. Asennusprosessiin kuuluvien hissien määrä on tärkeä tekijä, sillä jokainen hissi vie aikaa ja lisää riskiä hankkeeseen. Asennusajankohdan sääennuste on tärkeä apuväline asennusprosessin ohjaamisessa. Huonot sääolosuhteet voivat tehdä asennustyön ja kuljetuksen työmaalle mahdottomaksi hankealueella.

Koska edellä mainitut asennusmenetelmät liittyvät suurelta osin nykyiseen tekniikkaan, on perusteltua olettaa, että Polargrundin toteutuessa on käytettävissä uusia menetelmiä, välineitä ja alustyyppisiä, jotka muuttavat merituulivoiman asennusolosuhteita.

#### 8.4 Sähköaseman ja muiden alustojen asennus

Kun asennetaan sähköasemia tai muita alustoja, asennus jaetaan perustuksen ja päällysrakenteen osalta. Perustusten asennuksessa noudatetaan pääosin samanlaista menettelyä kuin



tuulivoimaloiden asennuksessa. Päälysrakenteen osalta koko ja paino määräävät, mitä asennusmenetelmää käytetään. Yleensä se tehdään nostamalla yksi tai useampi nosturi, jolloin asennetaan yksi tai useampi eri moduuli. Kun käytetään suuria sähköasemia tai muuntamoasemia, niin sanottu "float over installation" voi olla edullinen. Tämä tarkoittaa, että päälysrakenne kuljetetaan nostolaivalla tai proomuilla perustuksen viereen, minkä jälkeen päälysrakenne lasketaan paikalleen perustuksen päälle ja kiinnitetään. Kun perustus ja päälysrakenne ovat paikoillaan, suoritetaan laitoksen käyttöönottoon liittyvät työt.

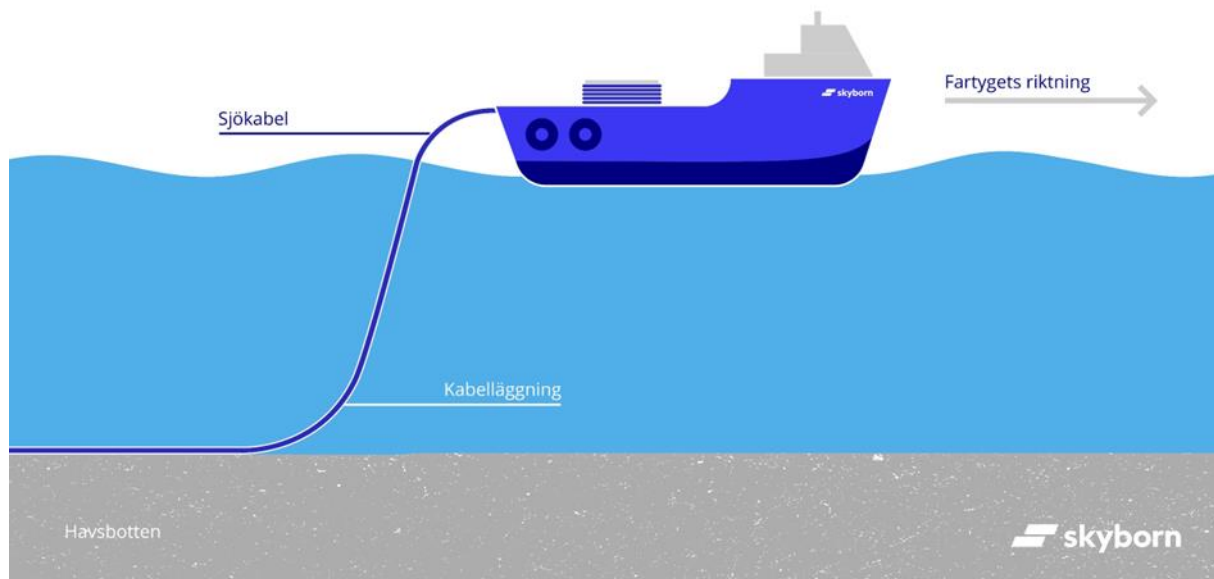


*Kuva 30E simerkki asennusaluksesta. ©Skyborn Renewables*

Kun käytetään painovoimaperustuksia eri alustoilla, alustoille voidaan käyttää samantyyppistä asennusmenetelmää, joka on kuvattu kohdassa 8.2.2, ja kun käytetään imukammioperustuksia, voidaan käyttää samantyyppistä asennusmenetelmää, joka on kuvattu kohdassa 8.2.4.

#### 8.5 Sisäisen kaapeliverkon ja redundanssikaapeleiden asennus.

Ennen kaapelin asennuksen aloittamista suunnitellun kaapelireitin varrella tehdään valmistelevia töitä. Tämä tarkoittaa muun muassa sitä, että lohkat saadaan joutua siirtämään tai halkaisemaan erikoiskoneilla. Yleensä kivien raivaamiseen käytetään aurausta ja suunnitellun kaapelireitin varrella olevien esineiden poistamiseksi lakaistaan työkalujen avulla. Esimerkkejä merenpohjan merikaapeleiden laskemisesta merenpohjaan on esitetty Kuva 31.



Kuva 31 Merikaapeleiden asentaminen kaapelin asennusaluksella ©Skyborn Renewables

Merikaapeleiden asennusmenetelmiä on useita, eikä kaikkiin kaapeleihin välttämättä käytetä yhtä ainoaa menetelmää, vaan kaapeleiden osat voidaan asentaa eri menetelmiä käyttäen. Sopiva asennusmenetelmä määritetään kaapelin hautautumisriskin arviointimenetelmällä (CBRA). Asennus voi olla erilainen sisäisen kaapeliverkon kaapeleille ja vientikaapeleille. Koska sisäisen verkon kaapelit ovat erikokoisia, kuljetukseen ja asennukseen voidaan käyttää eri aluksia. Vientikaapeleita kuvataan yksityiskohtaisemmin liitännäistoiminnoissa, mutta jotkin tässä jaksossa esitetyt asennusmenetelmät koskevat myös vientikaapeleita.

Kaapelin asennukseen kuluva aika riippuu asennettavan kaapelin tyypistä ja valitusta menetelmästä. Kaapelin asentamiseen voivat vaikuttaa alusten pääsy, sääolosuhteet, geologia ja muut tekijät. Kun asennus on valmis, vedenalaisten kaapeleiden koordinaatit ilmoitetaan Ruotsin merenkululaitokselle. Tässä jaksossa kuvattujen asennusmenetelmien lisäksi on perusteltua olettaa, että uudet menetelmät, työkalut ja alustyyppit, jotka muuttavat kaapelinlaskun olosuhteita Polargrund Offshore -alueella, tehostavat itse toimintaa ja vähentävät ympäristövaikutuksia.



Kuva 32 Kaapelin kuljetus kaapelin asennusaluksella @Skyborn Renewables

Kaapelin hautaaminen voidaan jakaa alueisiin, joissa kaapeli asennetaan tiettyyn syvyyteen merenpohjan alapuolelle, ja alueisiin, joissa kaapeli asennetaan merenpohjan päälle ja peitetään sitten. Kaapelin hautaamisessa tehdään hautaamisen arviointitutkimus (BAS), jossa merenpohjan olosuhteet tutkitaan perusteellisesti kaapelin peittämistarpeen määrittämiseksi. Sitä, mihin kaapelit on haudattava, ei määritetä tällä hetkellä, vaan se tehdään valmistelevien tutkimusten ja CBRA:n jälkeen. Hautaamisen tarve riippuu seuraavista tekijöistä:

- Laivojen tai kalastuksen aiheuttama vahinkoriski
- Alue, jolla on syviä jääpenkereitä
- Etäisyys maasta
- Paikalliset virtausolosuhteet
- Vaara, että kaapeli roikkuu kahden korkeuden välissä.
- Merenpohjan geologinen pohjamateriaali
- Muiden kaapeleiden läsnäolo
- Veden syvyys

#### 8.5.1 Kaapeleiden upotus

Merikaapelit upotetaan yleensä auraamalla/värähtelemällä, kaivamalla/suihkuttamalla, massavirtauskaivinkoneella (MFE) tai kaivamalla. Paikalliset olosuhteet määräävät optimaalisen kaivutekniikan. Hankealueella merenpohjan materiaali on suhteellisen kovaa, joten huuhtelematon tekniikka, kuten kaivaminen tai auraaminen, on todennäköistä.

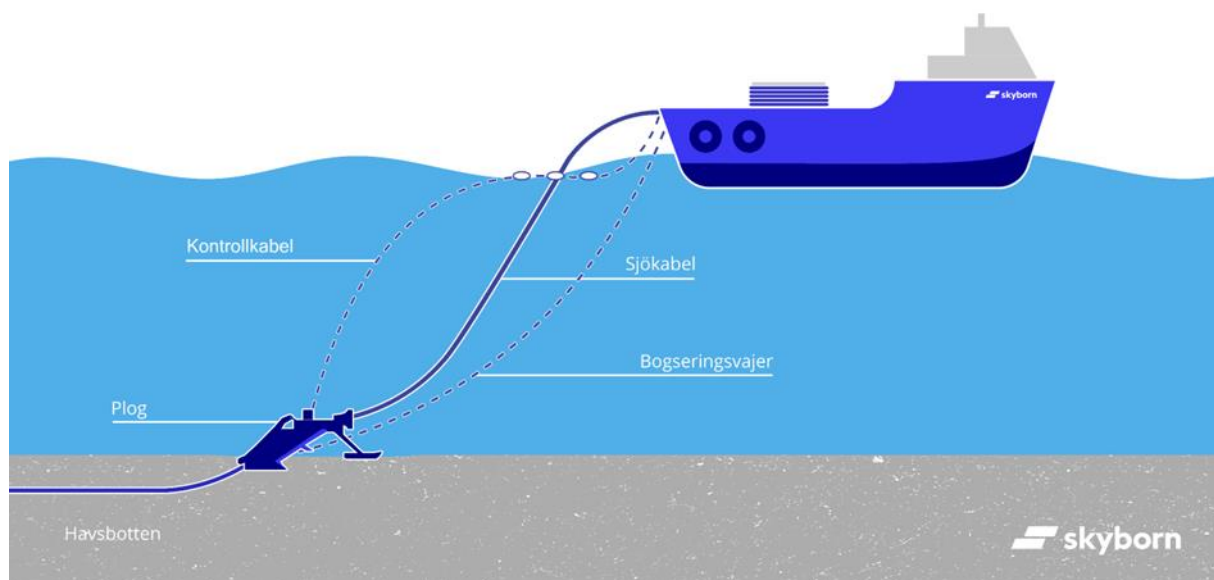
Kun kaapelit upotetaan, kaivannon syvyys on 0,5-3 metriä paikallisista olosuhteista ja suojaustarpeista riippuen. Kaapeliauraa voidaan käyttää kaapeleiden asentamiseen kaivantoihin, ja



auran leveys voi olla noin 8-15 metriä. Auralla luodaan sopivan syvyinen kaivanto ja kaapeli asennetaan suoraan kaivantoon, minkä jälkeen kaivanto täytetään pohjamateriaalilla. Merikaapeli syötetään kaivantoon aurasta aluksen vetämänä. Vaihtoehtoisesti kaapelit voidaan asentaa jo kaivettuihin tai aurattuihin kaivantoihin ja peittää ne sen jälkeen maaperällä, soralla, hiekalla, betonilla tai muulla suojaavalla materiaalilla. Tämä menetelmä soveltuu paremmin asennettavaksi suurempiin syvyyksiin. Jos kaapelit vaurioituvat, on olemassa erilaisia tekniikoita vaurioituneiden kaapelin osien korjaamiseksi.

Seuraavassa on esimerkkejä asennusmenetelmistä:

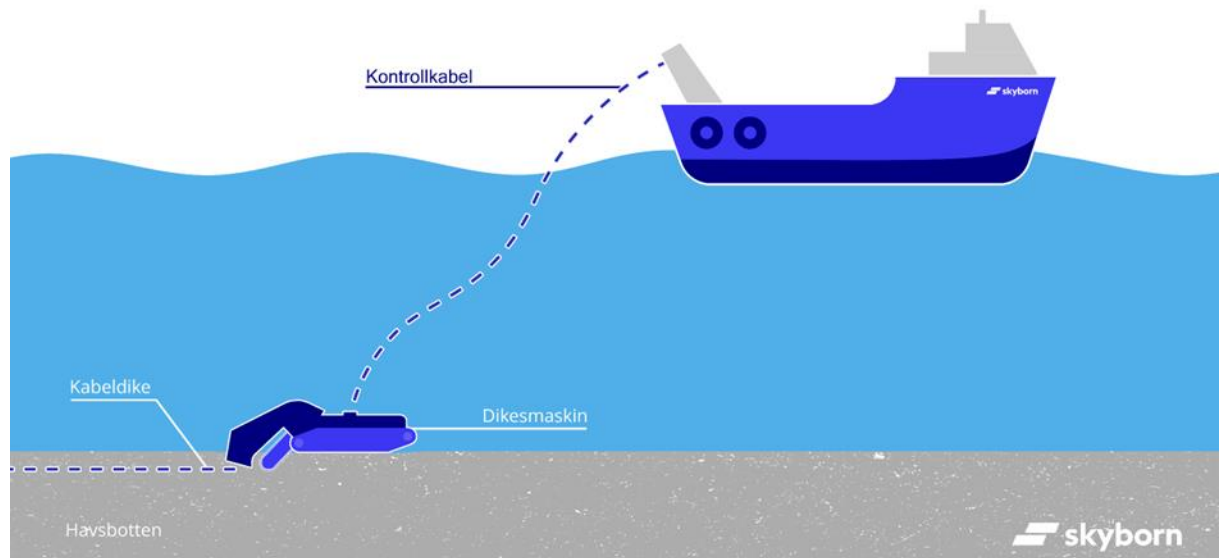
- Aura/värähtelevä aura - Kone vedetään moottoroidun aluksen perässä ja se auraa/haravoi merenpohjaa. Tämä menetelmä soveltuu parhaiten pehmeille pohjille, kuten hiekalle tai savelle. Tavallisesti pohjanlasku/auraaminen suoritetaan samanaikaisesti. Esimerkkejä tästä on nähtävissä Kuva 33.



Kuva 33 Kaapelin asennus auran ja kaapelin asennusaluksen kanssa ©Skyborn Renewables

- Trencher/jet trencher/chain trencher - Kone, joka luo kaapelikaivannon merenpohjaan joko mekaanisella menetelmällä (ketju) tai vesisuihkulla. Kaivumenetelmän valinta riippuu merenpohjan tyypistä, pehmeässä merenpohjassa suositetaan vesisuihkuhuuhtelua. Menetelmä voidaan tehdä joko samanaikaisesti merikaapelin laskemisen kanssa tai sen jälkeen. Esimerkki kaivinkoneesta on nähtävissä Kuva 34.
- MFE (Mass Flow Excavator) - Kone, jossa käytetään huuhtelu- ja vesisuihkutekniikkaa ja joka on riittävän tehokas käytettäväksi myös hiekka- tai sorapohjilla. Sitä käytetään yleensä kaivannon kaivamiseen ennen merikaapelin asentamista, mutta sitä voidaan käyttää myös sen jälkeen.





Kuva 34 Kaapelin asennus kaivinkoneella ja kaapelin asennusaluksella ©Skyborn Renewables

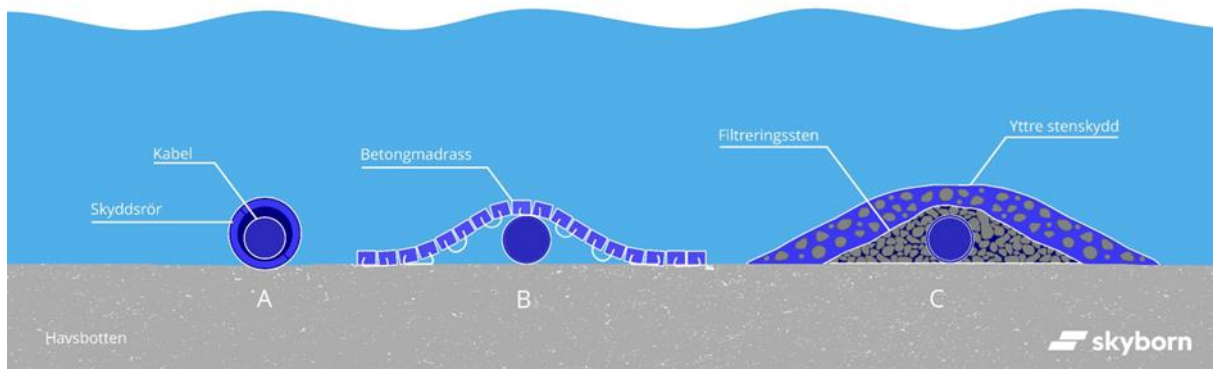
### 8.5.2 ROV

Aluksella olevan laitteen sijasta voidaan käyttää telaketjuilla tai pyörillä varustettua kauko-ohjattavaa ajoneuvoa (ROV). Sen katsotaan soveltuvan paremmin sisäverkkoon ja sen pienempiin kaapeleihin. Kaapeleiden oikean asennuksen varmistamiseksi voidaan käyttää myös muunlaisia tarkastukseen tarkoitettuja ROV-laitteita.

### 8.5.3 Ulkoinen suojaus

Suoraan merenpohjassa sijaitsevat kaapelit voidaan suojata ulkoisesti peittämällä ne kivillä, merenpohjan materiaalilla, betonipatjoilla, kivipusseilla, suojaputkilla tai muunlaisilla laitteilla.

Kun käytetään kalliosuojia, suunnittelu riippuu veden syvyydestä, aalto- ja virtausolosuhteista, merenpohjasta, kallion koosta, kalliosuojien kaltevuudesta ja korkeudesta. Kivien koko on yleensä 10-40 cm. Kivet asetetaan merenpohjaan kaapelin päälle kallionsijoitusalueesta, joka voi käyttää teleskooppiputkea, jota kutsutaan pudotusputkeksi, suuremmissa syvyyksissä. Leveys voi vaihdella noin 1-10 metrin välillä ja kivisuojan korkeus voi olla noin 2 metriä. Esimerkkejä ulkoisesta suojauksesta on nähtävissä Kuva 35.



Kuva 35 Esimerkki ulkoisesta kaapelisuojusta (A) Suoja-putki, (B) Betonipatja, (C) Kivisuoja ©Skyborn Renewables

Jos kaapeleita ei voida haudata riittävän syväälle, voi olla tarpeen haudata kaapelit osittain ja käyttää ulkoista suojausta.

## 9 Käyttö ja huolto

Tässä jaksossa esitellään hankkeen käyttövaihe ja tuulipuistossa sen elinkaaren aikana tehtävät huoltotyöt.

Tuulipuiston komponenttien arvioitu tekninen käyttöikä on rakentamisvaiheessa noin 35-40 vuotta, mutta korvaamalla vanhat komponentit ja ottamalla jatkuvasti käyttöön uusinta teknologiaa voidaan tuulipuiston teknistä käyttöikää pidentää ja sitä voidaan käyttää jopa 50 vuotta.

Merituulivoimala tuottaa energiaa yleensä nopeudella 3-30 m/s. Suurilla tuulenopeuksilla, noin 25-30 m/s, roottorin lavat voidaan säätää niin, että syntyvä noste vähenee tai poistuu kokonaan, jolloin tuulivoimalan roottori hidastuu ja lopulta pysähtyy. Näin estetään tuuliturbiinin vaurioituminen. Kun tuulen nopeus on palautunut turvalliselle tasolle, sähköntuotanto jatkuu. Yleensä maksimiteho saavutetaan noin 12-14 m/s. Tuulivoimalat tuottavat sähköä suurimman osan vuodesta, ja sähköntuotantoon kuluu arviolta 90 prosenttia vuodesta, kun mukaan luetaan myös huoltokatkokset tai epäsuotuisat sääolosuhteet.

Yksittäisiä tuulivoimaloita ja koko tuulipuistoa valvotaan ja ohjataan kohdassa kuvatun SCADA-järjestelmän avulla. 3.6 "Ohjaus- ja valvontajärjestelmät". Komponenttien ja rakenteen pitkäikäisyyden varmistamiseksi tarvitaan jatkuvaa huoltoa ja kunnossapitoa. Käyttövaiheen aikana tuulivoimaloiden henkilökunnan toiminta rajoittuu suunnitelmalliseen huoltoon ja kunnossapitoon sekä suunnittelemattomiin korjauksiin. Aikatauluttomia töitä tehdään yleensä silloin, kun järjestelmät tai pienet komponentit vioittuvat. Tällaisen vian sattuessa vika koskee yleensä vain yhtä tuulivoimalaa. Offshore-työtä rajoittavat sääolosuhteet, jotka voivat vaikeuttaa pääsyä tuulivoimaloihin. Henkilöstö kuljetetaan tuulivoimaloihin pääasiassa veneillä, mutta tarvittaessa voidaan käyttää myös helikoptereita ja ilmatyynyaluksia. Hankealueella sijaitsevien majoitus- ja logistiikka-alustojen käyttö tai muuntamoiden ja muuntoasemien vakituinen miehitys lisäävät tuulivoimapuiston tuulivoimaloiden saavutettavuutta. Vianetsintään kuluva aika häiriötilanteessa voi siten lyhentyä. Tuulivoimaloiden tilat varustetaan lisävarusteilla sekä pelastuslauttojen ja muiden hätävarusteiden avulla, jotta henkilökunta voi tarvittaessa jäädä laitokseen pidemmäksi aikaa, mikä voi tapahtua, jos sääolosuhteet tai muut tapahtumat tekevät noutamisen mahdottomaksi.

Merituulipuistojen kunnossapito ja huolto on monimutkaista ja edellyttää tarkkaa suunnittelua. Seuraavat seikat voivat vaikuttaa työhön:

- Tuulivoimateknikoiden ja tuulipuiston välinen etäisyys.
- Arktiset olosuhteet ja merijää osan vuodesta.
- Miehistönsiirtoalusten lukumäärä ja tyyppi (CTV)
- Helikopterien käyttö
- Vuorotyön organisointi
- Varaosavaraston hallinta ja varastointi
- Tekninen tuki
- Pääsy erikoisaluksiin, kuten nostureilla varustettuihin aluksiin.

Tärkeimpiä komponentteja, kuten turbiinin lapoja ja generaattoreita, seurataan jatkuvasti, mikä antaa hyvän tiedon niiden tilasta ja helpottaa huoltosuunnittelua.



*Kuva 36 Henkilöstön kuljettaminen tuulivoimaloihin. Skyborn Renewables*

## 9.1 Huolto- ja kunnossapitotyöt

Alla on esimerkkejä Polargrund Offshoren suunnitelluista ja suunnittelemattomista toimista toimintakauden aikana.

### **Tuulivoimaloiden ja perustusten huolto ja kunnossapito**

- Matkat tuulivoimaloihin ja takaisin (riippuu majoitus- ja logistiikka-alustojen käytöstä).
- Tuulivoimaloiden ja perustusten tarkastus
- Tuulivoimaloiden huolto ja kunnossapito
- Laitteiden ja komponenttien uusiminen
- Nesteiden ja voiteluaineiden vaihto
- Merenpohjan geofysikaalinen kartoitus
- Merenpohjan visuaalinen tutkimus
- Sukellustyöt
- Jack-up-alusten perustaminen
- Tuulivoimaloiden ja perustusten maalaus
- Kasvillisuuden poistaminen perustusten, tuulivoimaloiden ja alustojen päältä, jos sitä ei biologisista syistä saa jättää.
- Eroosiosuojauksen valvonta ja korjaus
- Korroosiosuojauksen, kuten katodisuojausten ja pinnoitteiden, tarkastaminen ja korjaaminen.

### **Kaapeleiden, sähköasemien ja muiden alustojen huolto ja kunnossapito**

- Matkat alustalle ja sieltä pois (riippuu majoitus- ja logistiikka-alustojen käytöstä).
- Laiturin ja kaapeleiden tarkastus

- Laitteiden ja komponenttien uusiminen
- Nesteiden ja voiteluaineiden vaihto
- Sukellustyöt
- Jack-up-alusten perustaminen
- Laiturin maalaus
- Kasvillisuuden poistaminen perustusten, tuulivoimaloiden ja alustojen päältä.
- Kaapeleiden huolto ja kunnossapito
- Eroosiosuojauksen valvonta ja korjaus
- Korroosiosuojauksen, kuten katodisuojausten ja pintakäsittelyn, tarkastaminen ja korjaaminen.

Käyttövaiheen aikana voidaan tehdä erilaisia infrastruktuurin ja lisälaitteiden tutkimuksia huolto- ja korjaustarpeiden tunnistamiseksi. Tutkimuksia varten haetaan tarvittaessa tutkimuslupaa.

Esimerkkejä tutkimuksista ovat:

- Merenpohjan geofysikaalinen tutkimus. Esimerkiksi kaikuluotaustutkimus (monikeilain- ja sivuluotaustutkimus) tai magneettikenttätutkimus.
- Merenpohjan silmämääräinen tutkimus (ROV- ja sukellustarkastus).

## 9.2 Pääsy käytön aikana

Toimintavaiheessa pääsy puiston eri rakenteellisiin osiin voidaan järjestää monin eri tavoin. Alla on esimerkkejä siitä, miten erilaiset kulkuvälineet voidaan suunnitella:

- Pääsy henkilökuljetusalusten (ns. CTV) kautta.
  - Pääsy venelaiturista tikkaita tai portaita pitkin.



*Kuva 37 Laivaan laskeutuminen tikkaiden kautta. Skyborn Renewables*

- Pääsy niin sanotun "walk to walk (W2W)" -reitin kautta.
  - Aaltokompensoitu jalankulkusilta huoltoaluksesta



Kuva 38 Jalkasilta laivasta @Skyborn Renewables

- Pääsy helikopterilaskupaikan kautta tai jos henkilökunta lasketaan alas helikopterista.

### 9.3 Logistiikka

Huoltotöiden suorittamiseksi kuljetus tapahtuu huoltosatamasta tuulipuistoon tai tuulipuiston logistiikkalaiturilta. Kuljetusten arvioitu määrä ja työlaji, jos käytetään satamaa, on esitetty seuraavassa taulukossa Taulukko 23. Työt ovat erilaisia talvi- ja kesäkuukausina, ja jotkin toiminnot tapahtuvat pääasiassa kesäkuukausina.

Taulukko 23 Kuljetusten ohjeellinen määrä vuodessa ja esimerkkejä kunnossapitotoimista tuulipuiston elinkaaren aikana.

Toiminta	Logistiikkatyyppi	Kuljetusten määrä/vuosi	Kuljetusten määrä/käyttöikä
Tarkastukset ja pienet korjaukset jäättömänä aikana, mukaan lukien teknikkojen majoitus.	SOV	48	1500-2400
Vedenalaiset tarkastukset jäättömänä aikana	ROV:n käyttöönotto SOV:llä	Sisältyy SOV-satamakuljetuksiin	
Pienet korjaukset jäisissä olosuhteissa	Helikopteri	32	1000-1600
Suuret kaapelikorjaukset jäättömänä aikana	CLV	1	50
Suurten komponenttien vaihdot jäättömänä aikana	JUV	9	260-430

SOV - Huoltokäyttöön tarkoitettu alus.



## 10 Käytöstäpoisto

Kun uusia tekniikoita ja menetelmiä kehitetään ja ympäristöolosuhteet muuttuvat ajan myötä, lainsäädäntöä ja muita sääntelyvaatimuksia tarkistetaan. Tämän vuoksi on tällä hetkellä vaikea määrittellä, mitä menetelmää käytetään käytöstäpoiston aikana.

Varsinaisista selvitysmenetelmistä sovitaan asianomaisten viranomaisten kanssa hyvissä ajoin ennen selvitystä. Tässä jaksossa annetaan esimerkkejä eri komponenttien nykyisiin käytäntöihin perustuvasta käytöstäpoistomenettelystä.

### 10.1 Tuulivoimaloiden käytöstä poistaminen

Tuulivoimaloiden käytöstäpoisto jaetaan yleensä seuraaviin kolmeen vaiheeseen:

1. Ennen käytöstäpoiston aloittamista turbiinin osat ja nostokohdat tarkastetaan. Käytöstäpoiston ajankohtana voimassa olevien määräysten perusteella voidaan sitten laatia käytöstäpoistosuunnitelma. Tämän lisäksi tehdään riskianalyysit, alusten ja työkalujen hankinta sekä mahdolliset maalla sijaitsevien laitosten valmistelut.
2. Kun käytöstäpoistotyöt aloitetaan, tuulivoimala valmistellaan purkamista varten poistamalla tai kiinnittämällä laitteet, joita ei ole kiinnitetty rakenteeseen. Tuulivoimalassa olevat nesteet ja öljyt poistetaan tai hävitetään tarpeen mukaan. Tuulivoimalan roottori asetetaan purkamista varten sopivaan asentoon.
3. Kun suunnittelu- ja valmistelutyöt on tehty, tuulivoimala voidaan purkaa. Tuulivoimalan lavat, konepelti, napa ja torni voidaan nostaa nostureilla samalla tavalla kuin asennuksen aikana. Jos yksittäiset lavat nostetaan irti, roottorin asentoa voidaan joutua säätämään nostojen välillä purkamisen helpottamiseksi. Roottoripaketin pyörittämiseen ja lapojen kääntämiseen tässä vaiheessa saatetaan tarvita generaattoria. Purkamisen jälkeen osat kuljetetaan rannalle sopivilla aluksilla uudelleenkäyttöä, kierrätystä tai hävittämistä varten. Kierrätettävien siipien kehittäminen etenee, ja sitä tutkitaan yhtenä vaihtoehtona.

### 10.2 Sähköasemien ja muiden alustojen käytöstä poistaminen

Käytöstäpoiston aikana sähköasema, muuntamo tai logistiikka-alusta nostetaan irti perustuksesta ja kuljetetaan maihin.

Seuraavassa kuvataan yleisesti sähköaseman ja siihen liittyvien ristikkoperustusten käytöstäpoistoon liittyvät vaiheet.

1. Ennen käytöstä poistamista sähköaseman ja ristikoiden perustukset tarkastetaan vedenpinnan ylä- ja alapuolelta. Analyysissä keskitytään rakenteen vakauteen, painomuutoksiin, korroosioon ja käyttövaiheen aikana tehtyihin säätöihin. Käytöstäpoiston suunnittelua varten neuvotellaan asiasta vastaavan valvontaviranomaisen kanssa.
2. Valmistelevat työt, joihin kuuluu kaikkien sähkölaitteiden ja -kaapeleiden irrottaminen, suoritetaan. Muuntajasta poistetaan öljyt ja muut nesteet. Ristikoiden perustukset valmistellaan leikkaamista varten.
3. Tämän jälkeen nosturi liitetään päällysrakenteeseen ja yhteys perustukseen katkaistaan tai irrotetaan. Muuntaja nostetaan kokonaisuutena tai useiden alahissien avulla laivaan tai proomuun. Satamassa päällysrakenne puretaan ja osat käytetään uudelleen, kierrätetään tai hävitetään asianmukaisesti.

4. Kun ristikkoperustusta puretaan, nosturi kytketään ensin, minkä jälkeen perusta siirretään yhdellä tai useammalla nostolaitteella laivaan tai proomuun. Lopuksi teräs myydään tai kierrätetään.
5. Kun käytöstäpoistotyöt on saatu päätökseen, tehdään pohjatutkimuksia, joilla tarkistetaan perustusten sijainti. Mahdolliset puutteet korjataan, jotta varmistetaan, että pohjaolosuhteet palautuvat käytöstäpoistosuunnitelman mukaisiksi.

Kun käytetään muita perustuksia kuin ristikkoperustuksia alustoille, perustuksen osan ratkaisumenetelmä on seuraavassa jaksossa kuvatus mukainen.

### 10.3 Perustusten käytöstä poistaminen

#### 10.3.1 Monopile-perustusten purkaminen

Monopile-perustusten käytöstä poistamisen yhteydessä oletetaan yleensä, että perustus poistetaan osittain leikkaamalla paalut viiden metrin syvyyteen merenpohjan alapuolelle. Tämä tarkoittaa, että suuri osa merenpohjan alapuolelle ankkuroidusta paalusta jätetään, koska koko rakenteen poistaminen voi aiheuttaa suurempia ympäristövaikutuksia kuin merenpohjan alapuolelle jäävän osan jättäminen.

Seuraavassa kuvataan yleisesti monopile-perustuksen käytöstä poistamiseen tarvittavat vaiheet.

1. Ennen käytöstä poistamista monopile-perustus ja siirtokappale tarkastetaan vedenpinnan alapuolelta ja yläpuolelta. Analyysissä keskitytään rakenteen vakauteen, painomuutoksiin, korroosioon ja käyttövaiheen aikana tehtyihin säätöihin. Vastuullista valvontaviranomaista kuullaan käytöstäpoiston suunnittelussa.
2. Perustusta valmistellaan käytöstä poistamista varten poistamalla pohjamateriaalia perustuksen ulkopuolelta tai täyttämällä materiaalia paalun sisäpuolelta, jotta saadaan tilaa leikkauslaitteille ja mahdollistetaan leikkauslaitteiden liittäminen.
3. Ennen perustuksen leikkaamista nosturi kytketään ja kiinnitetään rakenneosaa. Tämän jälkeen perustus leikataan, nostetaan vedestä ja asetetaan laivaan tai proomuun. Prosessi voidaan toteuttaa vaiheittain, jolloin perustus leikataan sopivankokoisiksi paloiksi käsittelyn helpottamiseksi. Tämän jälkeen perustus kuljetetaan kierrätettäväksi.
4. Kun käytöstäpoistotyöt on saatu päätökseen, tehdään pohjatutkimuksia, joilla tarkistetaan perustusten sijainti. Mahdolliset puutteet korjataan, jotta varmistetaan, että pohjaolosuhteet palautuvat käytöstäpoistosuunnitelman mukaisiksi.

#### 10.3.2 Ristikko-perustusten purkaminen

Kun ristikko-perustus poistetaan käytöstä, oletetaan yleensä, että perusta poistetaan osittain sahaamalla paalut irti viiden metrin syvyyteen merenpohjan alapuolella. Tämä tarkoittaa, että merenpohjan alapuolelle ankkuroidut paalut jätetään paikoilleen, koska paalujen poistaminen kokonaisuudessaan voi aiheuttaa suurempia ympäristövaikutuksia kuin merenpohjan alapuolella olevan osan jättäminen paikoilleen.

Seuraavassa kuvataan yleisesti ristikkoperustuksen käytöstä poistamiseen tarvittavat prosessit.

1. Ennen käytöstä poistamista ristikon perustus ja siirtymäosa tarkastetaan veden pinnan alapuolelta ja yläpuolelta. Analyysissä keskitytään rakenteen vakauteen, painomuutoksiin, korroosioon ja käyttövaiheen aikana tehtyihin säätöihin. Käytöstäpoiston suunnittelua varten neuvotellaan asiasta vastaavan valvontaviranomaisen kanssa.
2. Perustusta valmistellaan käytöstä poistamista varten poistamalla pohjamateriaalia perustuksen ulkopuolelta tai täyttämällä materiaalia paalun sisäpuolelta, jotta saadaan tilaa leikkauslaitteille ja mahdollistetaan leikkauslaitteiden liittäminen.



3. Ennen kuin perustus nostetaan pois, nosturi kytketään. Sen jälkeen perustus leikataan ja asetetaan laivaan tai proomuun. Tämä prosessi voidaan tehdä vaiheittain sahaamalla perustus osiin. Lopuksi perustuksen osat kuljetetaan kierrätykseen.
4. Kun käytöstäpoistotyöt on saatu päätökseen, tehdään pohjatutkimuksia, joilla tarkistetaan perustusten sijainti. Mahdolliset puutteet korjataan sen varmistamiseksi, että pohjaolosuhteet palautuvat käytöstäpoistosuunnitelman mukaisiksi.

#### 10.3.3 Painovoimaperustusten käytöstä poistaminen

Painovoimaisen perustuksen käytöstä poistamisen yhteydessä oletetaan, että koko perustus kuljetetaan maalle. Seuraavassa kuvataan yleisesti painovoimaisen perustuksen käytöstä poistamiseen tarvittavat prosessit.

1. Ennen käytöstä poistamista painovoimaiset perustukset tarkastetaan vedenpinnan alapuolelta ja yläpuolelta. Analyysissä keskitytään rakenteen vakauteen, painomuutoksiin, korroosioon ja käyttövaiheen aikana tehtyihin säätöihin. Käytöstäpoiston suunnittelussa neuvotellaan asiasta vastaavan valvontaviranomaisen kanssa.
2. Perustus koostuu betoni- ja kivimateriaalista, jota on vaikea hyödyntää maalla. Siksi poistettavat massat on pääasiassa sijoitettava. Koska on yleensä ympäristön kannalta edullisempaa jättää perustukset merenpohjaan, parhaillaan tutkitaan, kuinka paljon niitä on poistettava, jotta ne eivät muodostuisi esteeksi merenkululle tai muille mahdollisille intresseille.
3. Jos perustukset on tarkoitus poistaa, valmistelevat työt tehdään poistamalla pohjamateriaali ja mahdollinen eroosiosuojaus perustusten ympäriltä. Lisäksi poistetaan painolasti ja kytketään nostolaite.
4. Painovoimainen perustus nostetaan pohjasta, kun mahdollinen vesipainolasti pumpataan pois. Tämän jälkeen perustus voidaan sijoittaa laivaan tai proomuun. Se voidaan myös hinata rannalle. Lopuksi perustus kuljetetaan työmaalle kierrätystä varten.
5. Kun käytöstäpoistotyöt on saatu päätökseen, tehdään pohjatutkimuksia, joilla tarkistetaan perustusten sijainti. Mahdolliset puutteet korjataan, jotta varmistetaan, että pohjaolosuhteet palautuvat käytöstäpoistosuunnitelman mukaisiksi.

#### 10.3.4 Imukammio- ja kammio-perustusten käytöstä poistaminen

Imukammio- ja kammio-perustusten käytöstä poistaminen tapahtuu päinvastaisessa järjestyksessä kuin asennus. Imusäiliöön pumpataan vettä ylipaineen luomiseksi, jolloin perustus työntyy merenpohjasta ylöspäin. Tämä voidaan tehdä samanaikaisesti, kun nosturi nostaa ja vakauttaa perustuksen. Kun imukammio- ja kammio-perustus ei ole enää ankkuroituna merenpohjaan, se voidaan nostaa kokonaan vedestä ja sijoittaa laivaan tai proomuun ja kuljettaa pois. Perustus viedään työmaalle kierrätettäväksi.

#### 10.3.5 Kolmijalka-perustusten purkaminen

Kolmijalkaisen perustuksen käytöstä poistamisen yhteydessä oletetaan yleensä, että perustus poistetaan osittain sahaamalla paalut irti 0-5 metriä merenpohjan tason alapuolelta. Tämä tarkoittaa, että merenpohjan alapuolelle ankkuroidut paalut jätetään paikoilleen, koska paalujen poistaminen kokonaisuudessaan voi aiheuttaa suurempia ympäristövaikutuksia kuin merenpohjan alapuolella olevan osan jättäminen paikoilleen. Kolmijalkaisten perustusten yleinen käytöstäpoisto suoritetaan samalla tavalla kuin ristikkoperustusten käytöstäpoisto, kuten kohdassa 10.3.2.

#### 10.4 Kaapeleiden purkaminen tuulipuiston sisällä

Sisäisten kaapeleiden ja varakaapeleiden käytöstä poistaminen voi tarkoittaa joko kaapeleiden täydellistä tai osittaista poistamista tai niiden jättämistä paikoilleen. Merikaapelien ei tarvitse olla

ehjä, vaan se voidaan leikata osiin ja sulkea niiden päät erikoisaluksilla, jolloin eri osia voidaan käsitellä eri tavoin. Merikaapeleiden yleinen käytöstäpoisto voidaan jakaa seuraaviin vaiheisiin:

1. Ennen käytöstäpoiston aloittamista määritetään poistettavat osat tutkimalla merikaapelin syvyys, johon se on upotettu, ja mahdollinen suojaus. Tämän jälkeen laitteet ja alukset valmistellaan ja riskianalyysit tehdään.
2. Osana valmistelutyötä merenalaisten kaapeleiden tarkka sijainti ja syvyys määritetään skannaamalla koko kaapelireitti erikoisvarustelluilla aluksilla. Mahdolliset suojaukset on mahdollisesti poistettava, jotta merikaapeleihin päästään käsiksi. Jos katsotaan, että jonkin kaapelin osan säilyttäminen koskemattomana on vähemmän vahingollista, merikaapeli voidaan katkaista kyseisen kaapelin osan molemmista päistä. Kaapeleiden lopullisesta käsittelystä käytöstäpoiston aikana ja valitusta menetelmästä neuvotellaan asianomaisten viranomaisten kanssa.
3. Kun kaikki kaapelireitin varrella olevat esteet on poistettu, maan alle jäävät osat voidaan kaivaa esiin samantyyppisillä menetelmin kuin asennuksen aikana. Koska kaapelit ovat nyt helposti saatavilla, ne voidaan leikata sopivan kokoisiksi, jotta ne mahtuvat laivoihin, ja kuljettaa pois. Poistamisen jälkeen kaapeleiden eri materiaalit voidaan erottaa toisistaan ja käyttää kierrätykseen tai kuljettaa kaatopaikalle.
4. Kun käytöstäpoistotyöt on saatu päätökseen, suoritetaan tutkimus tulosten tarkistamiseksi ja dokumentoimiseksi.

## 11 Rakentamisen aikataulu

Tuulipuiston rakentaminen kestää useita kausia. Tuulipuistoa voidaan myös laajentaa ja ottaa käyttöön eri vaiheissa. Jotkin asennusvaiheet voidaan toteuttaa samanaikaisesti, kun taas toiset ovat riippuvaisia edellisen vaiheen valmistumisesta. Jotkin vaiheet ovat sääälle herkempiä kuin toiset, mikä vaikuttaa asennussuunnitelmaan. Rakennusvaiheen vaatiman ajan minimoimiseksi suoritetaan hyvin toteutettu valmistelutyö, johon kuuluu kaikkien asennusvaiheiden huolellinen suunnittelu. Kunkin osan alustava rakentamisaika on nähtävissä Taulukko 24. Rakennusaika riippuu tuuliturbiinien lukumäärästä, kaapeli-infrastruktuurista, säpäivistä (huonon sään päivistä, jotka rajoittavat toimintaa) ja muista parametreista.

Taulukko 24 Arvioitu asennusaika eri vaiheissa .

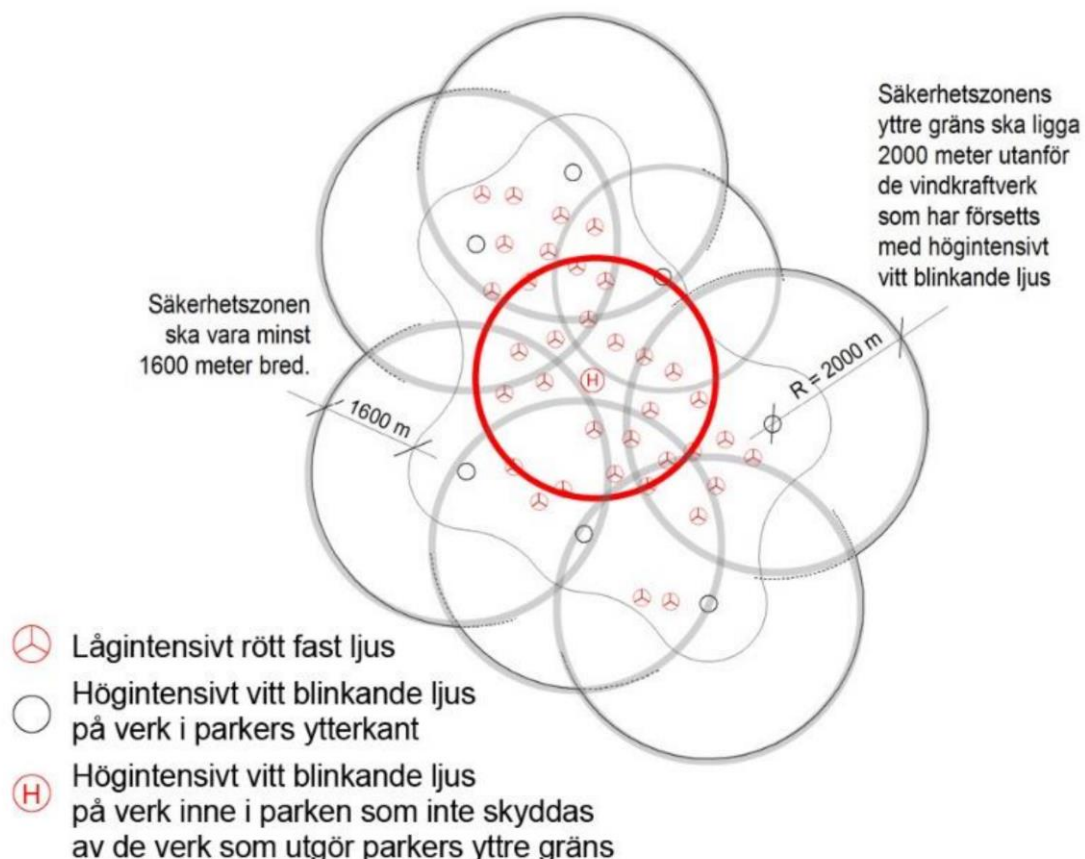
Komponentti	Arvioitu asennusaika [kuukautta]
Sähköaseman/muuntamon perustusten asentaminen	Noin 1-2
Sähköasemien/muuntamoiden asennus	Noin 1-2
Tuulivoimaloiden perustusten asentaminen (lukuun ottamatta maaperän valmistelutöitä).	Noin 6-18
Tuulivoimaloiden asennus	Noin 10-20
Sisäisen kaapeliverkon asennus	Noin 7-18

## 12 Turvallisuus

Tuulivoimapuiston turvallisen toiminnan varmistamiseksi tuulivoimaloissa ja tuulipuistossa on useita turvajärjestelmiä.

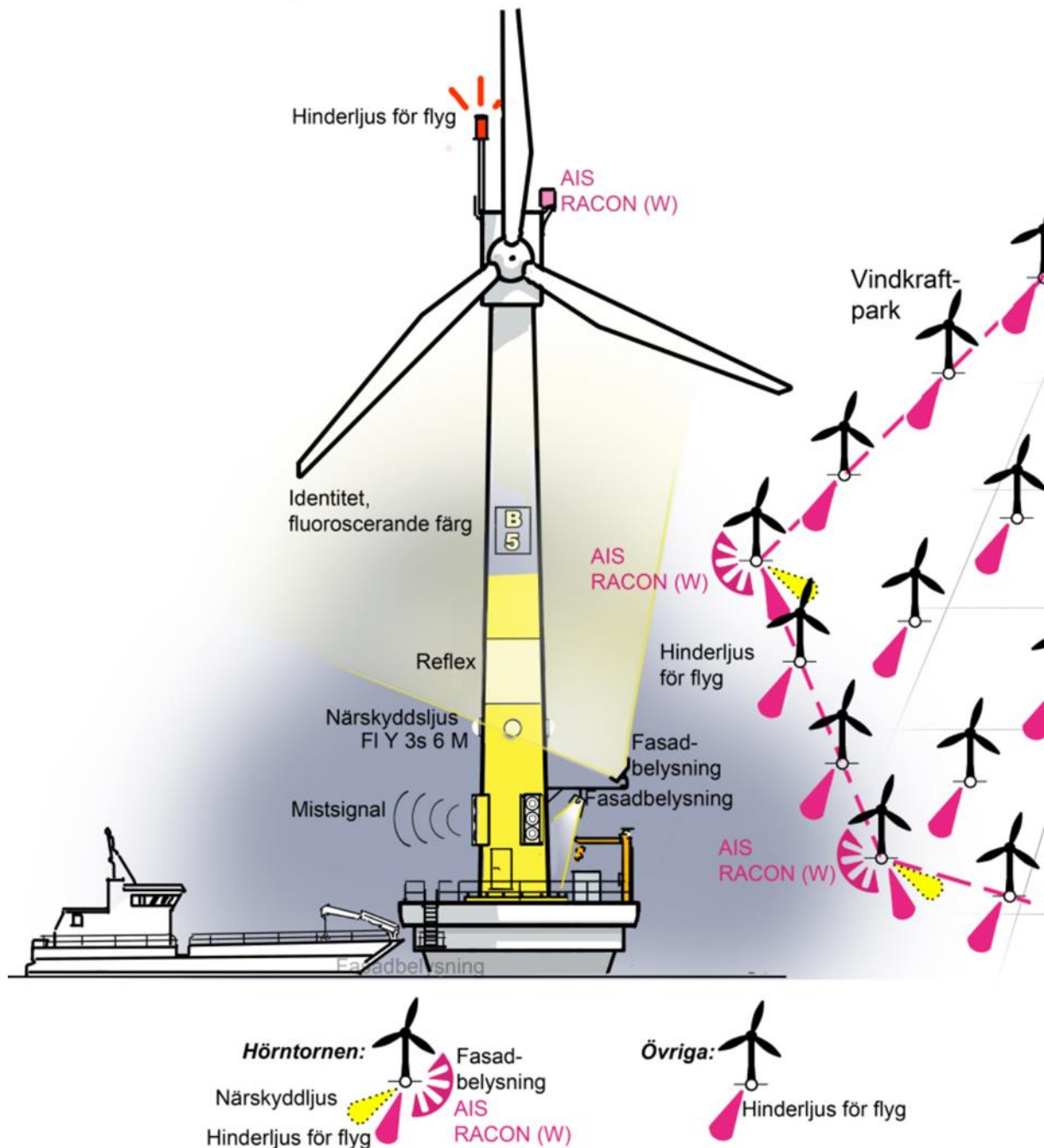
### 12.1 Esteen valaistus

Valoja käytetään merkitsemään tuulivoimaloiden sijainnit ohikulkevalle lento- ja meriliikenteelle. Tällä hetkellä tuulivoimalat, joiden napakorkeus on yli 150 metriä, on varustettava kolmella matalan valovoiman tornivalolla. Lisäksi tuulipuisto, joka koostuu yli 150 metriä korkeista tuulivoimaloista, on varustettava puiston reunalla sijaitsevien tuulivoimaloiden konepellissä olevalla valkoisella vilkkuvalla valolla. Yli 4 kilometriä leveät tuulivoimapuistot on myös varustettava voimakasta valoa näyttävällä valolla puiston sisällä. Jos kokonaiskorkeus on yli 315 metriä, voidaan tarvita lisävalaistusta ja -merkintöjä, jotka määritetään yhteistyössä Ruotsin liikenneviraston kanssa. Esimerkki siitä, miltä esteiden valaistus voi näyttää Ruotsin liikenneviraston määräysten ja yleisten ohjeiden mukaan, on esitetty osoitteessa Kuva 39. Lisäksi kaikki muut tuulivoimalat on varustettava matalavoimaisella punaisella valolla Ruotsin liikenneviraston määräysten ja yleisten ohjeiden TSFS 2020:88 mukaisesti. Tuulivoimalat varustetaan rakentamishetkellä voimassa olevien määräysten mukaisella estevalaistuksella.



Kuva 39 Menetelmä sellaisten tuulivoimaloiden merkitsemiseksi, joiden korkeus roottori korkeimmassa asennossaan mukaan lukien on yli 150 metriä maan tai veden pinnasta (TSFS 2020:88).

Esteiden valaistuksen toiminta liittyy toiminnan valvontaan. Mahdollisista vioista ilmoitetaan ilmailutiedotuspalveluun (AIS), jos niitä ei voida korjata välittömästi.



Kuva 40 Merituulivoimalan heijastimia, valoja, AIS:ää, RACON:ia ja väriä koskevat määräykset ja yleiset ohjeet (TSFS 2017:66) .

Vuodesta 2017 alkaen merituulivoimalat on ehkä varustettava Kuva 40 esitetyillä turvalaitteilla. Etäisyys väylistä vaikuttaa vaadittavien turvalaitteiden tyyppiin ja määrään. Torni voidaan merkitä tunnusnumerolla, heijastavalla alueella ja keltaisella värillä tornin alaosassa ilmaisemaan vapaakorkeutta. Lisäksi tuulivoimalat voidaan varustaa RACONilla (tutkatransponderi), sumusignaalla (äänimerkki näkyvyyden heikentyessä) ja AIS-järjestelmällä.

Myös muut rakenteet, kuten sähköasemat, muuntamot tai majoitus- ja logistiikkalaiturit, voidaan joutua varustamaan estevalaistuksella. Näissä noudatetaan valvontaviranomaisen vaatimuksia.

## 12.2 Paloturvallisuus

Tuulivoimalassa, sähköasemalla tai muuntamossa on useita sähkökomponentteja, jotka voivat aiheuttaa palovaaran, jos jokin komponentti menee vikaan. Onnettomuuksien ehkäisemiseksi tuulivoimalat voidaan varustaa erilaisilla paloturvallisuusjärjestelmillä. Ne voidaan jakaa aktiivisiin ja passiivisiin järjestelmiin. Aktiivinen palontorjunta toimii havaitsemalla, varoittamalla ja sammuttamalla tulipaloja eri tavoin sekä hallitsemalla savua. Palojen sammuttamiseen voidaan käyttää järjestelmiä, joissa käytetään erilaisia sammutusaineita nesteiden, vaahtojen ja kaasujen muodossa.

Passiivinen palontorjunta perustuu palonkestävien materiaalien valintaan ja tuulivoimalan tai sähköaseman suunnitteluun siten, että palon leviäminen rakenteen sisällä on vaikeaa. Hyvän turvallisuustason saavuttamiseksi käytön aikana laaditaan turvallisuussuunnitelmat tulipalojen ja muiden mahdollisten onnettomuuksien varalta.

## 13 Seurantatoimet

Tuulipuiston perustaminen aiheuttaa jäljempänä kuvattuja liitännäistoimintoja.

### 13.1 Vientikaapelit

Tuulipuiston sisällä asennettavien kaapeleiden lisäksi tuulivoimapuistossa on energian jakeluun tarkoitettuja vientikaapeleita maalla sijaitsevaan liitäntäpisteeseen tai muuhun nimettyyn paikkaan, joita käsitellään erillisessä lupahakemuksessa. Vientikaapeleissa voidaan käyttää sekä vaihto- että tasavirtaa sähkönjakeluun. Vaihtovirtakaapelit voivat olla joko yksi- tai kolmivaiheisia, jolloin sähkönjakeluun tarkoitettut kaapelit voidaan yhdistää tiedonsiirtoon tarkoitettuihin valokuitukaapeleihin. Tuulipuiston lopullinen rakenne, sen kokonaisteho, vaihtovirran (HVAC) tai tasavirran (HVDC) valinta vaikuttavat tarvittavien vientikaapeleiden määrään. Reitti(t), jolle (joille) vientikaapelit asennetaan, muodostavat kaapelikäytäviä, joissa kaapelien arvioitu määrä on noin 2-10 kaapelia käytävää kohden jännitetasosta ja siirtotekniikasta riippuen.

Tällä hetkellä on suunnitteilla laajentaa mahdollisuutta liittää merituulivoimaa rannikkoa pitkin, mikä voisi yksinkertaistaa Polargrund Offshoren verkkoyhteyttä. Svenska kraftnätin alustavien ilmoitusten mukaan Ruotsin Norrlandin rannikolle saatetaan rakentaa useita 400 kV:n asemia. Se, mikä yhteyspiste valitaan, vaikuttaa siihen, miten kaapelointi merellä ja maalla suunnitellaan. Tärkeimmän vaihtoehdon mukaan yhteys tehdään johonkin pisteeseen Ruotsissa.

### 13.2 Nykyiset kaapelit ja johdot

Merikaapeleita asennettaessa vältetään mahdollisuuksien mukaan olemassa olevien kaapeleiden ja putkistojen risteämistä. Jos kaapelit joutuvat risteämään toistensa kanssa, käytetään erilaisia tekniikoita kaapeleiden toisiinsa kohdistuvien vaikutusten minimoimiseksi. Näillä kaapelireitin osuuksilla asennus suoritetaan suojaamalla olemassa oleva kaapeli ensin jonkinlaisella kaapelisuojaalla, kuten eri fraktioissa olevilla kivimateriaaleilla, kivisäkeillä tai betonipatjoilla. Samantyyppisiä suojuuksia käytetään yleensä myös rannikkoalueiden kaapeleissa. Kaapelin ylitys tehdään yhteistyössä kaapelin omistajan kanssa.

### 13.3 Reaktiivisen tehon kompensointi

Koska etäisyys tuulipuiston ja mahdollisen maalla sijaitsevan liitäntäpisteen välillä on suhteellisen pitkä, kaapelikäytävään voidaan joutua rakentamaan reaktoriksi kutsuttu reaktiivisen tehon kompensointiasema. Reaktorilla on merkitystä vain silloin, kun vientikaapeleissa käytetään vaihtovirtatekniikkaa. Aseman rakenne riippuu valitun vientikaapelin tyypistä ja koosta. Koska mahdollinen reaktori perustettaisiin hankealueen ulkopuolelle, se ei sisälly tähän lupahakemukseen, vaan sitä käsitellään yksityiskohtaisesti erillisessä lupamenettelyssä.

### 13.4 Vientikaapeleiden purkaminen

Vientikaapeleiden purkamiseen käytetään nykyisin useita menetelmiä. Tavallisesti lasku tehdään vedessä sijaitsevalla avoimella kaivannolla tai kaivannottomalla menetelmällä, kuten maalta käsin tapahtuvalla ohjatulla porauksella (ns. HDD), jossa kaapeli päättyy suoraan tai koteloituna merenpohjaan.

### 13.5 Yhteys maalla

Sisämaassa sähkönjakelu siirretään vientikaapeleista maakaapeleihin yhdessä tai useammassa liitoskohdassa, jotka sijaitsevat jonkin matkan päässä rantaviivasta sisämaassa. Yleensä maakaapelit muutetaan sitten ilmajohdoiksi kytkinasemalla, joka liitetään alueelliseen verkkoon siirtoverkon liitäntäpisteen kautta. HVDC:tä käytettäessä tarvitaan maalla sijaitseva sähköasema, jossa on invertteri maalla sijaitsevaa HVAC-verkkoa varten ennen siirtoa muuhun verkkoon.

### 13.6 Ruoppaus- ja porausjätteen läjittäminen

Yksi merituulipuiston rakentamisesta mahdollisesti aiheutuva seuraus liittyy ruoppaus- ja porausmassan käsittelyyn. Kaivu- ja poraustöistä, joita saatetaan tarvita tiettytyyppisten perustusten asentamiseksi, syntyy ylimääräistä maa-ainesta.

Koska rakennustapa voidaan määrittää vasta yksityiskohtaisen suunnittelun vaiheessa, vasta sen jälkeen voidaan päättää syntyvien massojen määristä ja niiden käsittelystä. Tällöin voi syntyä massoja, joita ei voida käyttää hankkeessa, mutta jotka on siirrettävä. Massat käytetään, jos se on teknisesti tarkoituksenmukaista, uudelleen hankealueella, esimerkiksi putkistojen asennuksessa, suojana tai pohjan profiilin tasaamiseksi tai eroosiosuojana perustusten kohdalla.

Jos massoja joudutaan siirtämään rakennustyömaalta, ne voidaan todennäköisesti siirtää sopivaan paikkaan hankealueella. Hankealue on paikoin hyvin syvä. Mieluiten valitaan alue, jonka sedimenttityyppi on samankaltainen kuin kaivettavan materiaalin, eli "samanlainen samanlaiselle" -periaatteella. On myös suotavaa, jos alue on sedimentin kerääntymisalue. Hankkeen puitteissa on tehty yleisselvitys mahdollisista massojen sijoitusalueista. Hankealueella on tunnistettu joitakin mahdollisia alueita, joita voitaisiin hyödyntää ja joille mahtuu odotettavissa olevat massamäärät. Läjitysalueiden sijoittaminen mereen edellyttää poikkeusta ympäristölain 15 luvun mukaisesta läjityskiellosta.

### 13.7 Kuljetus laivalla

Rakentamisen ja käytön aikana kuljetuksia hankealueelle ja sieltä pois suoritetaan useilla erityyppisillä aluksilla. Kuljetusten intensiteetti vaihtelee, mutta rakennusvaiheessa alueella voi olla kerrallaan jopa 50 alusta. Työssä voi olla mukana esimerkiksi työaluksia ja proomuja. Alueella vallitsevien merijääkausien aikana kuljetus- ja huoltotöissä saatetaan joutua käyttämään jääaluksia ja jäänmurtajia. Kuljetuksia voi tapahtua myös ilmatyynyaluksilla ja helikoptereilla. Tuulipuiston ja nykyisen väylän syvyyden perusteella hankealueelle pääsee aluksilla ilman väylän syventämistä alueella.

Rakentamisen aikana liikennettä voidaan ohjata työalueella ja sen ympäristössä esimerkiksi tiedottamalla asiasta kiinnostuneille osapuolille, kuten Ruotsin merenkululaitokselle, valvonta-aluksille, väliaikaisilla merkinnöillä ja merikoordinaattoreille. Näin suojellaan työmaata, henkilöstöä ja kolmansien osapuolten turvallisuutta.

## 14 Viitteet

Oh, K.-Y., Nam, W., Ryu, M., Kim, J.-Y., & Epureanu, B. (2018). *A review of foundations of offshore wind energy converters: Current status and future perspectives*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16-36.

Liikennevirasto, 2020, *Liikenneviraston määräykset ja yleiset ohjeet ilmailulle vaaraa aiheuttavien kohteiden merkitsemisestä ja lentoesteiden ilmoittamisesta*, TSFS 2020:88.

Transportstyrelsen, 2017, *Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om utmärkning till sjöss med sjösäkerhetsanordningar*, TSFS 2017:66.