

Bilaga C

Teknisk beskrivning

Document code: 6002-DWO-Z-RB-0001

Access level: Open

Project: Olof Skötkonung, MKB

Project number: 6002

Project manager: Sara Barkevall

Engineering Manager: Erling Iversen

Rev.	Date	Description	Author	QA	Approval
1	09/11/2023	Issued for review	Erling Iversen	Mehul Vora	Sara Barkevall

Innehållsförteckning

Figurlista.....	4
Tabellista.....	6
1 Introduktion.....	2
1.1 Projektöversikt.....	2
1.2 Lokalisering och ansökt verksamhet.....	3
2 Vindkraftverk.....	6
2.1 Vindkraftverkens design.....	7
2.2 Åtkomst.....	8
2.3 Installation.....	8
2.4 Vindkraftverkens placering.....	9
2.5 Hjälpmedel för navigation, färg, märkning och belysning.....	13
3 Fundament.....	14
3.1 Fackverksfundament.....	15
3.1.1 Material.....	16
3.1.2 Beredning och penetration av havsbotten.....	16
3.1.3 Installationsmetod för fackverksfundament.....	16
3.1.4 Pålningsenergi.....	17
3.1.5 Installationsmetod för sugkopp.....	18
3.2 Monopilefundament.....	18
3.2.1 Material.....	19
3.2.2 Beredning och penetration av havsbotten.....	19
3.2.3 Installationsmetod.....	19
3.3 Gravitationsfundament (eng <i>Gravity Based Structure, GBS</i>).....	20
3.3.1 Material.....	20
3.3.2 Beredning och penetration av havsbotten.....	21
3.3.3 Installationsmetod.....	21
3.4 Möjliga åtgärder för att mildra ljudeffekterna.....	22
3.4.1 Minskad energi vid hammarslag.....	22
3.4.2 Bubbeldgardiner (Big bubble curtains (BBC)).....	22
3.4.3 Pålhylsa.....	23
3.4.4 Hydrosound dampers.....	24
3.4.5 Åtgärder för att minska buller under utveckling.....	24

3.4.6	Ny hammarteknik.....	25
3.4.7	Enhanced big bubble curtain	25
3.4.8	Vibro-jetting (SIMPLE).....	25
3.5	Erosionsskydd	25
3.5.1	Erosionsskydd fackverksfundament	26
3.5.2	Erosionsskydd monopile-fundament.....	27
3.5.3	Erosionsskydd gravitationsfundament	29
3.6	Naturinkluderande tiltak.....	29
4	Havsbaserad Transformation.....	30
4.1	Installation	32
5	Sjökablar.....	33
5.1	Design.....	33
5.2	Bottenundersökning, riskminimering och förberedelser	35
5.2.1	Hantering av stenblock, övergivna fisknät och dylikt	36
5.3	Kabelutläggning.....	37
5.4	Kabelnedgrävning	38
5.4.1	Spolning.....	38
5.4.2	Plogning / plöjning	39
5.4.3	Mekaniska skärverktyg.....	39
5.4.4	Övertäckningsskydd	40
5.5	Kabelreparationer	41
5.6	Elektromagnetiska fält kring kablarna	42
6	Datainsamling innan konstruktion påbörjas.....	43
6.1	Konstruktionsförberedande geovetenskapliga undersökningar	43
7	Fartygsrörelser	44
8	Byggplan.....	48
9	Drift och underhåll	50
10	Avveckling av Vindkraftparken	52
	Referenser.....	53

Figurlista

Figur 1.1-Indikativt diagram över intern- och exportkablar	3
Figur 1.2- Översiktskarta för Olof Skötkonungs verksamhetsområde.....	4
Figur 2.1- Geometrisk referens	7
Figur 2.2-Upphissat fartyg (Wind Turbine Installation Vessel, WTIV)..	9
Figur 2.3-Layout 70*20	11
Figur 2.4-Layout 70*20	12
Figur 2.5-Layout 65*25	13
Figur 3.1-Fundament översikt.....	15
Figur 3.2-Illustration av ett DBBC system	23
Figur 3.3-Illustration av IHC-NMS system	23
Figur 3.4-Illustration av HSD system monterat runt en monopile.....	24
Figur 3.5- Exempel på sten som erosionsskydd runt ett fackverksfundament	26
Figur 3.6- Erosionsskydd från Balmoral Comtec	27
Figur 3.7- Exempel på utläggning av sten som erosionsskydd runt ett monopilefundament.....	28
Figur 3.8- Beklädnad av monopile	28
Figur 4.1- Havsbaserad transformatorstation (fackverksfundament)	30
Figur 4.2-Gravitationsbaserad struktur under transport.....	31
Figur 5.1-Exportkabel och inter array kabel.....	33
Figur 5.2-Internkabellayout	35
Figur 5.3-Exempel på olika draggar.....	36
Figur 5.4-Exempel på gripklo för stenblock och plog.....	37
Figur 5.5-Kabelutläggningsfartyg och stödfartyg.....	37
Figur 5.6-Spolningsverktyg.....	39
Figur 5.7-Exempel av undervattenkabelplog	39
Figur 5.8-Exempel av fjärrstyrd farkost med mekaniskt skärverktyg	40
Figur 5.9-Betongmadrass och ett installationsverktyg	41
Figur 5.10-Installation av stensäckar.	41
Figur 7.1-Vindkraftverk – Anläggningsfartyg	45
Figur 7.2-Anläggning av havsbaserad transformatorstation	45
Figur 7.3-Fundamentinstallationsfartyg, fackverksfundment	46
Figur 7.4-Fundamentinstallationsfartyg, monopile	46

Figur 7.5-Besättningstransportfartyg	47
Figur 7.6-Kabellägningsfartyg.....	47
Figur 8.1-Byggplan	48

Tabellista

Tabell 1.1- Vindkraftparkens designramverk, avseende maximala parametrar.....	5
Tabell 2.1-Vindkraftverkens designramverk, avseende maximala parametrar.....	6
Tabell 3.1-Sammanfattning av screeningresultat av olika fundament.....	14
Tabell 3.2-Dimensioner fackverk pålad.....	15
Tabell 3.3-Dimensioner fackverk m/sugkopp.....	16
Tabell 3.4-Pålningens energi.....	17
Tabell 3.5- Typiska monopilefundament dimensioner.....	19
Tabell 3.6-Typiska dimensioner gravitationsfundament.....	20
Tabell 4.1-Maximal designram HTS.....	31
Tabell 4.2-Maximal designram fundament.....	32
Tabell 5.1-Tekniska parameter för interna kablar.....	34
Tabell 7.1-Byggnationsfasen: Indikativt totalt antal olika fartyg i anläggningsområdet under installationstiden.....	44
Tabell 7.2-Byggnationsfasen:Antal fartygrörelser fram och tillbaka mellan hamn och anläggningsområdet.....	45
Tabell 7.3-Indikativt maximalt antal tur- och returesor med fartyg till hamn.....	47
Tabell 8.1-Antal månader för byggnation av olika delar av vindkraftparken.....	49

1 Introduktion

Målet med denna tekniska beskrivning är att utgöra grund för tillståndsprövning av de åtgärder och arbeten som krävs för att etablera, driva och avveckla den havsbaserade vindkraftparken, känd som Olof Skötkonung. Beskrivningen inkluderar olika alternativ som Deep Wind Offshore (DWO) överväger när det gäller tekniska lösningar, metoder för installation, drift och avveckling av parken. Dessutom presenteras de tekniska specifikationerna som utgör ramen för de nödvändiga tillståndsprövningarna, vilket på engelska kallas "design envelope".

1.1 Projektöversikt

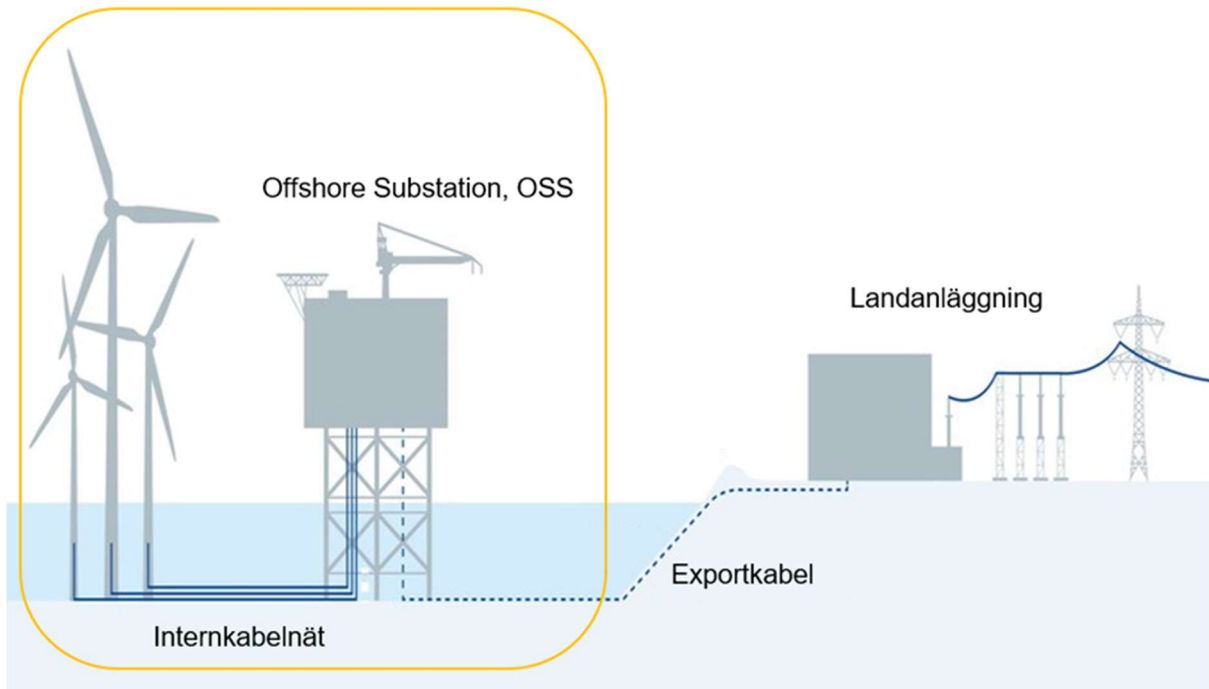
Den projekterade vindkraftparken Olof Skötkonung kommer att inkludera vindkraftverk och den nödvändiga infrastrukturen för att överföra den genererade energin till en anslutningspunkt mot transmissionsnätet. Detta dokument fokuserar dock enbart på de tekniska aspekterna av den planerade vindkraftparken, då hanteringen av exportkabeln och anslutningspunkten till transmissionsnätet tas upp i en separat fråga.

Utformningen av parken under design-, anskaffnings- och byggfasen kommer att kontinuerligt optimeras av Deep Wind Offshore för att både minska miljöpåverkan och optimera energiuttaget.

De primära havsbaserade komponenterna för den projekterade vindkraftparken Olof Skötkonung inkluderar:

- Vindkraftverk
- Fundament för vindkraftverken
- Havsbaserad transformatorstation (upp till 2 stycken)
- Fundament för havsbaserad transformatorstation (en eller flera)
- Mätinstrument
- Internkabelnät som kopplar samman de individuella vindkraftverken
- Erosionsskydd för fundamenten
- Kabelskydd för internkabelnätet

I Figur 1.1 återfinns en schematisk bild av de havsbaserade huvudkomponenter som den planerade vindkraftparken innefattar.

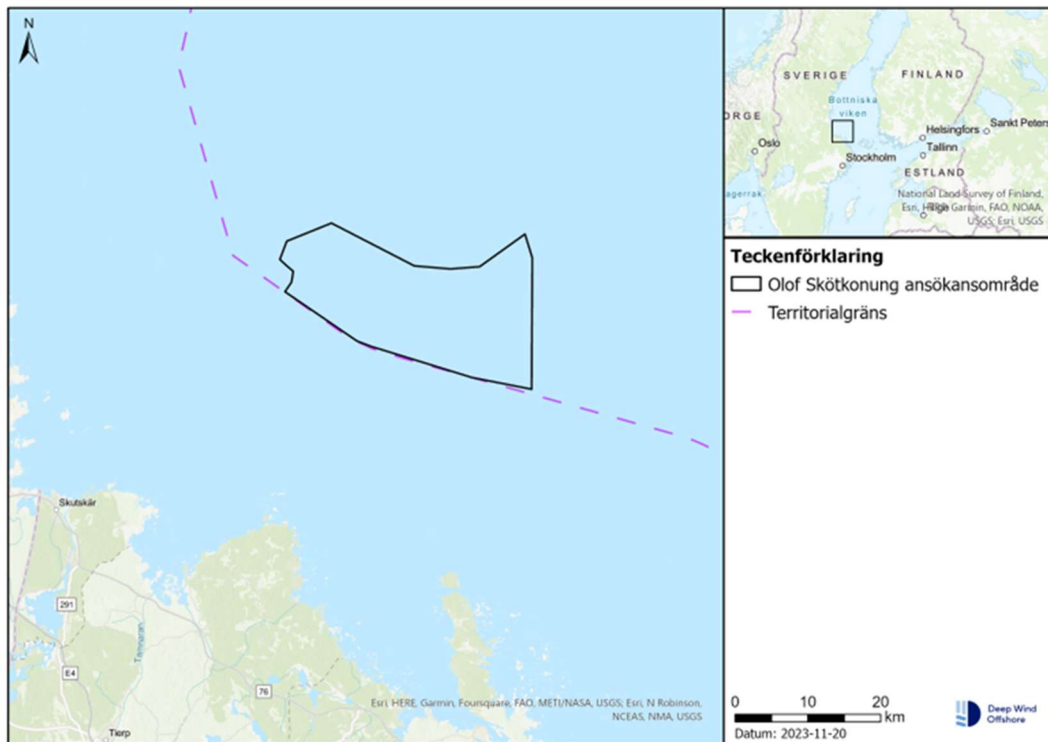


Figur 1.1-Indikativt diagram över intern- och exportkablar

Det är troligt att tillverkningen av dessa komponenter för den projekterade vindkraftparken Olof Skötkonung kommer att genomföras vid olika produktionsanläggningar både i Sverige och utomlands. En hamnanläggning nära vindkraftparken kan eventuellt användas för lagring och förmontering av vissa komponenter innan de levereras till verksamhetsområdet.

1.2 Lokalisering och ansökt verksamhet

Den planerade vindkraftparken, Olof Skötkonung, är belägen i Sveriges ekonomiska zon i Bottniska viken (Bottenhavet), nordöst om Gävleborgs län och Uppsala län. Gränserna för ansökansområdet för den planerade vindkraftparken Olof Skötkonung illustreras genom den svartmarkerade linjen i Figur 1.2.



Figur 1.2- Översiktskarta för Olof Skötkonungs verksamhetsområde

Tillstånd söks för upp till 70 vindkraftverk, var och ett med en maximal totalhöjd på 370 meter över havet. Den estimerade installerade effekten för Olof Skötkonung planeras vara cirka 1400-1625 MW. De huvudsakliga fundamentalternativen som övervägs för Olof Skötkonung är fackverksfundament (engelska: jacket structures) och monopile-fundament. Gravitationsfundament (engelska: Gravity Based Foundations, GBF) kan också användas. Teknologins snabba utveckling öppnar för möjligheten att andra typer av fundament kan bli aktuella vid anläggningens uppbyggnad. I miljöbedömningen i ansökan antas dock att projektet kommer att använda de fundament som er mest sannolika att använda, allt för att prövningen ska representera ett sannolikt scenario. Dock inkluderar den tekniska beskrivningen även alternativa fundament. När det gäller antalet havsbaserade transformatorstationer övervägs antingen en lösning med en större station eller eventuellt två mindre.

En sammanfattning av den planerade vindkraftparkens designramverk återfinns i Tabell 1.1. Observera att designramverket avser maximala parametrar.

Tabell 1.1- Vindkraftparkens designramverk, avseende maximala parametrar.

Designramverk	
Ansökansområdets totala yta	481 km ²
Antal vindkraftverk	Upp till 70 st
Vindkraftverkens maximala kapacitet	Upp till 25 MW
Total installerad kapacitet	1400-1625 MW
Antal havsbaserade transformatorstationer	Upp till 2 st
Minsta avstånd mellan konstruktioner	2 km
Fundament för vindkraftverk	Upp till 70 st fasta fundament
Internkablar	Statiska kablar
Del av internkabel som grävs ned	0-100%
Vattendjup	Ca 18-75 meter

2 Vindkraftverk

Större och högre vindkraftverk (rotor och torn) ger högre effekt per enhet, vilket innebär att färre verk behövs för samma totala effekt i vindkraftsparken. De två presenterade exemplen representerar två potentiella ytterligheter (benämnda "värsta fall"). Ett scenario motsvarar en layout med en 20 MW turbinkonfiguration av vindkraftsparken med det maximala antalet verk, medan det andra scenariot motsvarar en design med 25 MW turbinkonfiguration som beskriver en situation med högsta totalhöjd. Olof Skötkonung ansöker om flexibilitet i det slutliga valet av vindkraftverk för att säkerställa att projektet kan dra nytta av de pågående snabba teknologiska framstegen inom havsbaserad vindkraft fram till tidpunkten för det slutliga designbeslutet. Tabell 1.1 Tabell 2.1 ger detaljer om designramverket för vindkraftverk och specificerar maximala parametrar. Figur 2.1 visar geometrisk referens.

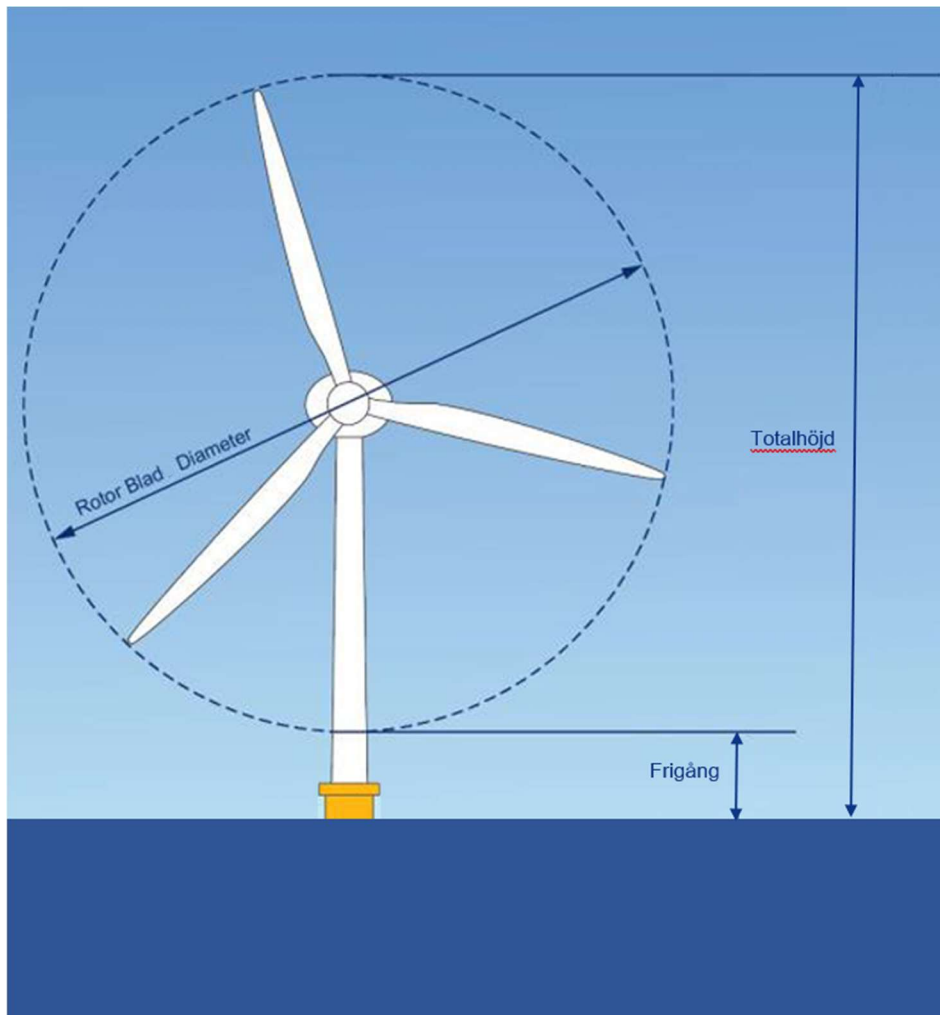
Vindparken kommer att vara utrustad med väsentliga instrument som ska säkra säkerheten för omgivningen och själva driften, såsom meteorologiska data sensorer, kamera, Lidar med mera. Dataöverföringskapacitet för fågel- och fladdermusradar skall vara tillgängligt. Dessutom kommer indikatorer och navigations-/signalsystem för sjöfart att installeras i enlighet med DNV-SE-0176 (Certification of navigation and aviation aids of offshore wind farms), vilket också hänvisas till i kapitel 2.5.

Varje vindkraftverk kommer att ha ett minimiavstånd på 20 meter mellan vattenståndet och rotorns lägsta punkt. Rotordiametern, och därmed den maximala totalhöjden, kommer att bero på den slutgiltiga valda designen av vindkraftverken, som illustreras i Tabell 2.1.

Eftersom vindkraftsparken fungerar utan fast mänsklig närvaro kommer den inte att generera något restavfall under normal drift. Vid underhållsaktiviteter med personal kommer eventuellt avfall att transporteras iland för korrekt sortering. Detta inkluderar delar/komponenter och vätskor som har bytts ut. Turbinerna kommer att innehålla en liten mängd olja i anslutning till ett hydrauliskt system och smörning. Servicefartyg kommer att vara utrustade med nödåtgärder för att stoppa/begränsa och samla upp eventuella utsläpp vid en oavsiktlig händelse.

Tabell 2.1-Vindkraftverkens designramverk, avseende maximala parametrar

Vindkraftverkens designramverk (20 och 25 MW)		
Antal verk	70	65
Antagen storlek på rotordiameter (m)	280	350
Frigång, minsta avstånd över medelhavsnivå (m)	20	20
Maximal totalhöjd över medelhavsnivå (m)	300	370



Figur 2.1- Geometrisk referens

2.1 Vindkraftverkens design

Turbinvingarna kopplas till ett centralt nav, som tillsammans bildar en rotor som vrider en axel kopplad till antingen en generator eller en växellåda, beroende på behov. Generatoren och växellådan är huserad inom ett skyddande hölje känt som nacelle, stöttat av en tornstruktur kopplad till övergångsdelen eller fundamentet. Nacellen har förmågan att rotera eller gira längs den vertikala axeln och anpassa sig efter vindriktningen.

Vindkraftverk fungerar inom ett specificerat spann av vindhastigheter. Elektricitetsproduktionen börjar vid ungefär 3 m/s, och vid lägre vindhastigheter roterar bladen inte (bromsas). Maximal effekt uppnås vid ungefär 10 - 15 m/s. När vindhastigheterna når cirka 25 m/s och högre, stänger vindkraftverket ned. Den gradvisa nedstängningen av vindkraftverk vid höga vindhastigheter tjänar till att skydda både turbinen och fundamentet. Den pågående utvecklingen av vindkraftverk och fundamentteknologi kan utvidga intervallet av vindhastigheter där dessa turbiner effektivt kan

fungera. Vid tekniska fel vil också vindkraftverket stänga ned, för att hindra skada på sig själv och omgivningen.

Ispåbyggnad på rotorbladen sker då luftfuktighet, temperatur och vindhastighet skapar förutsättningar för detta. Isen orsakar obalans i rotorn, vilket gör att vindkraftverket stängs av automatiskt. Efter att isen smält och ramlat av kan verket återstartas. I det fall stora produktionsbortfall kan förväntas av ispåbyggnad kommer vindkraftverken utrustas med avisningssystem som underlätta avsmältning av is.

2.2 Åtkomst

Tillgång till vindkraftverken är möjlig antingen genom maritima fartyg eller helikoptrar. Skeppsåtkomst kan etableras genom användning av en anöringspunkt, en stabiliserad gångbrygga ansluten till fundamentet eller en övergångsdel. Helikopteråtkomst innebär uppdragning från helikoptern till en angiven helikoptervinschplattform placerad ovanpå nacellen.

Utformningen av en eventuell helikoptervinschplattformen kommer att följa de aktuella luftfartsmyndighetsföreskrifter och standarder. Det primära sättet att få tillgång kommer vanligtvis att ske genom maritima fartyg.

2.3 Installation

Det definitiva valet av monteringsmetod beror på vindkraftverkets typ och installationsresurs. Det kommer att fastställas i detalj under förkonstruktionsfasen efter att samtliga tillstånd har beviljats. Generellt sett kan installationen av vindkraftverk genomföras enligt följande:

- Komponenterna till vindkraftverken hämtas från en lämplig hamnanläggning nära vindkraftparken, antingen direkt av ett installationsfartyg eller via en transportpråm. Om hämtningen sker via transportpråm, förblir installationsfartyget i anläggningsområdet under hela tiden. Beroende på tillverkningsplats kan komponenterna också transporteras direkt från en hamn nära tillverkningsplatsen.
- Installationsfartyg är oftast hissfartyg (engelska: Jack-up vessels, som representeras i Figur 2.2) för att säkerställa en stabil plattform under avlastning och installation.
- Flytande installationsfartyg med dynamisk positionering kan också användas.
- Komponenter för ett antal vindkraftverk lastas normalt ombord på fartyget. Om det är fördelaktigt kan komponenterna förmonteras innan transport för att underlätta installationsprocessen. Vid anläggningsområdet lyfts vindkraftverken upp på det befintliga fundamentet med hjälp av kranen på installationsfartyget.



Figur 2.2-Upphissat fartyg (Wind Turbine Installation Vessel, WTIV) med ben som sträcker sig ned till havsbotten och som fartyget hissas upp från

2.4 Vindkraftverkens placering

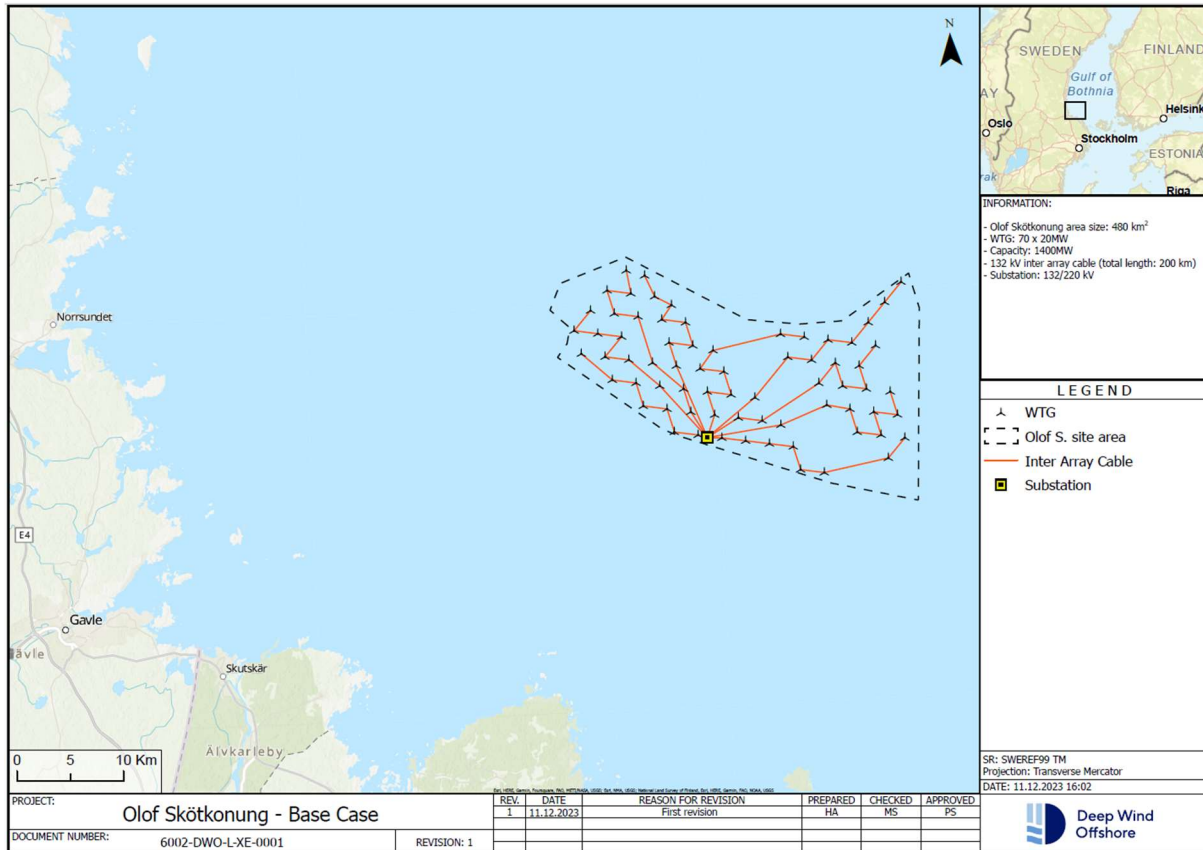
Utformningen och optimeringen av vindkraftverkens placering (engelska: layout) är en komplex och iterativ process som tar hänsyn till ett stort antal ingångsvariabler och begränsningar, allt för att energiproduktionen ska bli så effektiv som möjligt. Viktiga tekniska variabler och begränsningar beskrivs nedan.

- Förhållandena inom anläggningsområdet:
 - Vindriktning och styrka
 - Förekomst av havsis
 - Vattendjup
 - Bottenbeskaffenhet
 - Bottenhinder (tex vrak, blindgångare (OXA), existerande kablar)
 - Verksamhetsområdets yttre gränser
 - Befintlig infrastruktur och tillgångar som tillhör tredje man

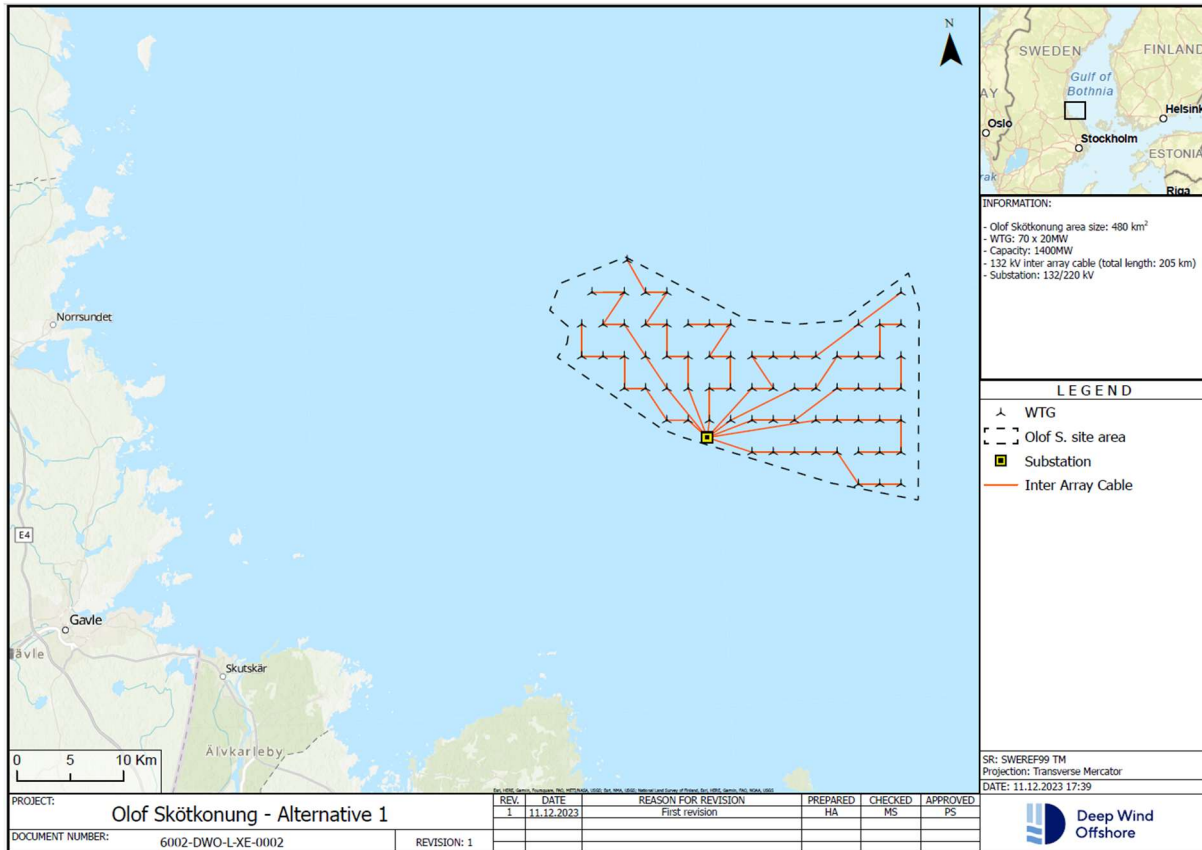
- Designöverväganden:
 - Typ av vindkraftverk
 - Installationsmetod
 - Fundamentets design
 - Design av elsystemet
 - Behov av service och underhåll

Slutlig layout antas föreskriva ett avstånd mellan angränsande vindkraftverk som inte understiger 920 meter (vilket motsvarar fyra gånger den antagna rotordiametern för ett 20 MW vindkraftverk). Avståndet kan också vara större, och avståndet kan variera mellan olika vindkraftverk beroende på hur de placeras i relation till den mest vanliga vindriktningen. I Figur nedan presenteras tre möjliga exempellayouter. Exempellayouterna är baserade på de maximala parametrar som omnämns i Tabell 2.1. I exempellayouterna har ett avstånd på ca cirka 2 km till 2,5 km mellan vindkraftverken applicerats, vilket motsvarar ca 6–8 rotordiametrar. Det är viktigt att notera att dessa layouter är preliminära och nödvändigtvis inte representerar den slutliga layouten. Vindkraftverkens slutliga placering kan således bli annorlunda än det som visas i Figur 2.3, 2.4 och 2.5, dock kommer parametrarna inte överstiga det som presenteras i Tabell 2.1. Likaså kommer slutlig utformning att bestämmas i enlighet med meddelade tillstånd och gjorda åtaganden samt efter att den samråtts med, och godkänts av, tillsynsmyndigheten.

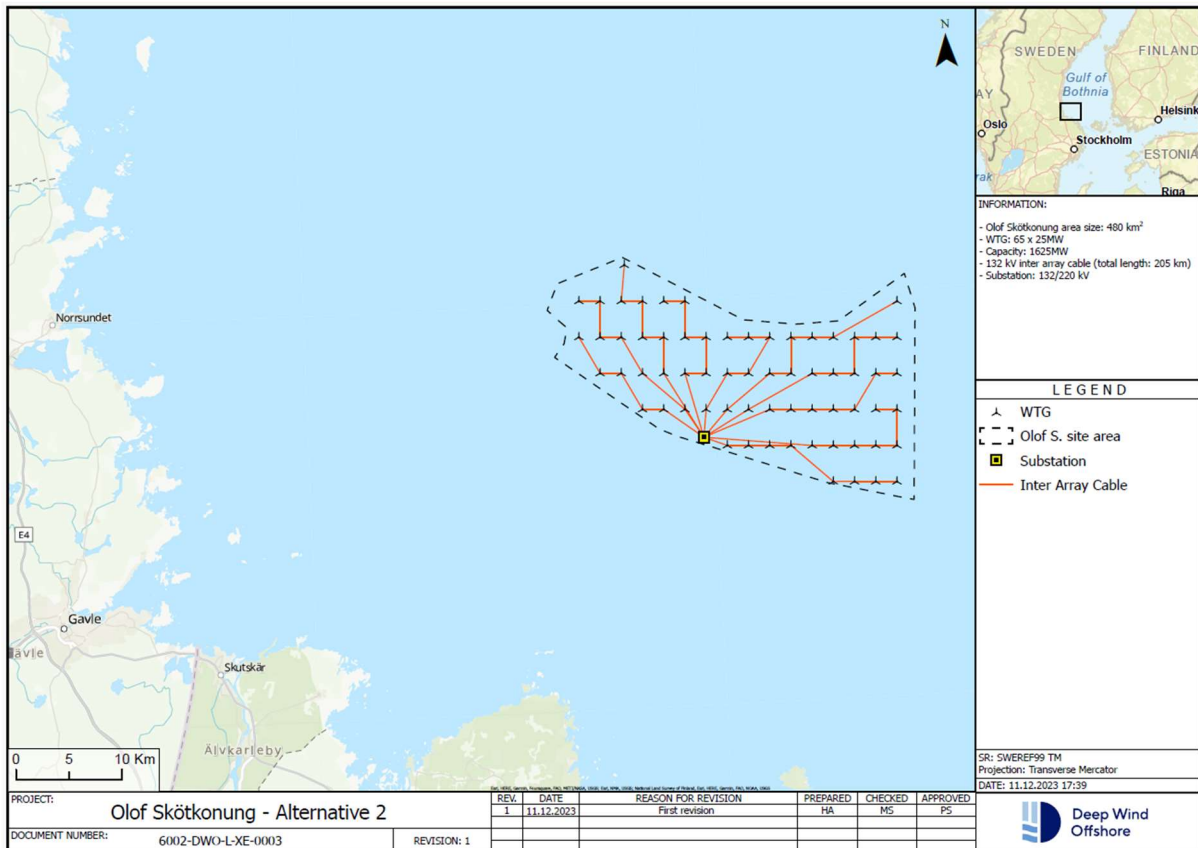
Inom ett avstånd på 50 m från vindkraftverken skall det gälla en så kallad “no-go zone” där obehöriga inte är tillåtna att befinna sig, detta gäller även fiskefartyg. Vidare kommer vindkraftverk inte att placeras på områden med ett vattendjup på 30 meter eller grundare.



Figur 2.3-Layout 70*20



Figur 2.4-Layout 70*20



Figur 2.5-Layout 65*25

2.5 Hjälpmedel för navigation, färg, märkning och belysning

Vindkraftparken är planerad att konstrueras och designas i enlighet med de regler som fastställts av sjö- och luftfartsmyndigheter, vilka täcker aspekter som märkning, belysning och mistlurar. Parkens utformning kommer att garantera korrekt synlighet och orientering, i överensstämmelse med relevanta rekommendationer och regler från Transportstyrelsen. Dessutom kommer den avsedda vindkraftparken att struktureras enligt DNV-SE-0176 (Certification of navigation and aviation aids of offshore wind farms).

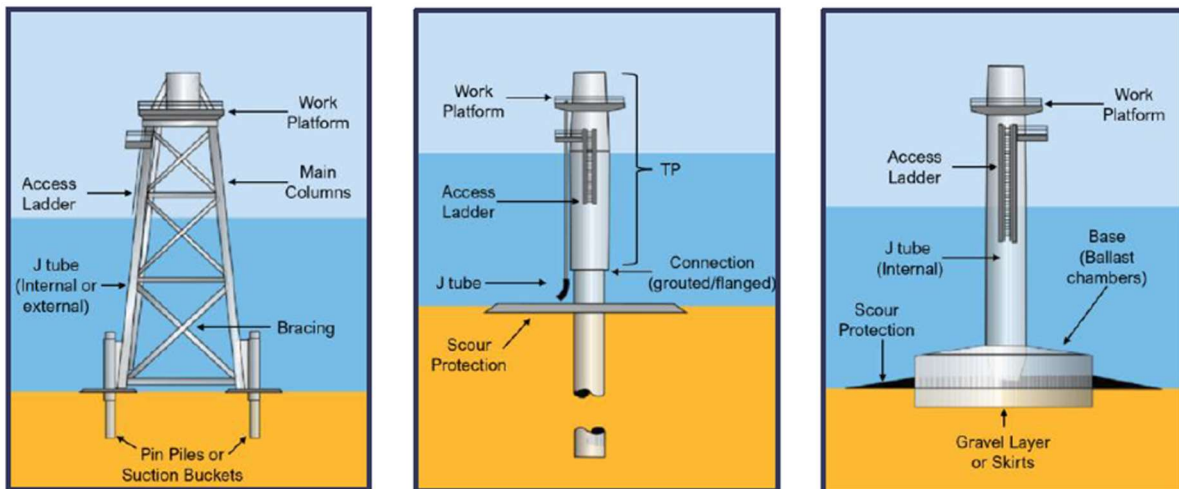
3 Fundament

Olika typer av fundament utvärderas för Olof Skötkonung projektet. DWO har genomfört en intern studie för att utvärdera lämpligheten av olika fundamenttyper (Figur 3.1) för Olof Skötkonung. I denna studie är projektområdet indelat i tre huvudprovinser baserat på en literatursstudie av geotekniska parametrar, inklusive tjockleken på sedimentlager som innehåller lera, sandig lera, hård berggrund och mycket hård berggrund. För var och en av dessa provinser har en screeningmatris upprättats där olika fundamenttyper bedöms med hjälp av olika kategorier såsom tekniskmognad, kommersiell livskraft, prestanda och miljöpåverkan. En sammanfattning av screeningsstudien finns i Tabell 3.1.

Fackverksfundament-pålad (engelska: jacket structure-piles) har det bästa resultatet alla kategorier och verkar vara det mest sannolika alternativet. Andra alternativ, inklusive fackverks-fundament-med sugkopp, monopile-fundament och gravitationsfundament, kan också användas och ingår därför i ansökningen. Vanligtvis väljs endast en typ av fundament för att vara kostnadseffektiv både när det gäller design och logistik. Dock kan en kombination av olika fundamenttyper övervägas beroende på sjöbottensförhållanden och djup. Det krävs detaljerad information om platsförhållandena innan ett slutgiltigt beslut om fundamentet kan fattas.

Tabell 3.1-Sammanfattning av screeningresultat av olika fundament

Provins	Fackverks-fundament (pålad)	Fackverks-fundament (m sugkopp)	Monopile-fundament	Gravitations-fundament
Västra området	7.21	7.06	4.83	4.66
Syd centrala området	6.26	4.43	4.63	4.71
Östra och Norra centrala området	7.11	6.86	4.43	4.66



Fackverksfundament
(jacket structure)

Monopile-fundament

Gravitationsfundament
(Gravity Base Structure)

Figur 3.1-Fundament översikt

3.1 Fackverksfundament

Fackverksfundament består av en struktur av stålrör eller stålbalkar och finns i olika varianter. Den specifika typen av fackverksfundament som övervägs för Olof Skötkonung ankras i botten genom att pålar pålas eller borras ned i sjöbotten. Fundamenten kan även utrustas med sugproppar eller kassuner.

En fördel med fackverksfundament är deras användbarhet på större vattendjup. Dessutom kräver förankringen inte lika omfattande pålningsarbete jämfört med monopile-fundament, vilket minskar genereringen av undervattensbuller. Fackverksfundamentet har en relativt liten bottenyta. Noggrannhet i pålningsarbetet krävs generellt eftersom alla ben behöver placeras på samma nivå. Designparametrarna för fackverksfundament framgår i Tabell 3.2 samt Tabell 3.3.

Tabell 3.2-Dimensioner fackverk pålad

Dimensioner fackverk pålad	20 MW	25MW
Fackverk pålad antal ben/påle per fundament (st)	4	4
Fackverk pålad max diameter [m]	3,5	4,0
Fackverk pålad max erosionsskydd [m]	4*diameter	4*diameter
Fackverk pålad ungefärligt penetreringsdjup [m]	50	50

Tabell 3.3-Dimensioner fackverk m/sugkopp

Dimensioner fackverk m/sugkopp	20 MW	25 MW
Fackverk sugkopp max diameter [m]	16	20
Fackverk sugkopp max erosionsskydd [m]	3,5*diameter	3,5*diameter
Fackverk max erosionsskydd tjocklek [m]	5	5
Fackverk sugkopp ungefärligt penetreringsdjup [m]	18	22

3.1.1 Material

Fackverksfundament är vanligtvis tillverkade av stål och omfattar både de med stålörskonstruktion och de med sugkoppkassuner. Det finns också möjlighet att använda aluminium och andra material i den övre delen av fackverksstrukturen, antingen som en del av lösningen för övergångsdelen eller enbart för att skapa arbetsplattformen. Förbindelsen mellan fackverksstrukturen och pålarna etableras vanligtvis genom en cement fog.

3.1.2 Beredning och penetration av havsbotten

Generellt sett kräver inte förberedelsen av havsbotten för fackverksfundament någon större åtgärd. Emellertid, beroende på hur fackverksstrukturen förankras och valet av installationsmetod, kan det finnas behov av mindre justeringar på specifika platser. Till exempel kan viss nivellering vara nödvändig för att säkerställa en jämnare struktur för placering av mallen. Även om mallen kan hantera mindre lutningar kan det krävas muddring i områden med brantare sluttning. Som grundregel, eftersom konvekvenser för spridning av miljögifter bedöms vara små till måttliga, kommer bottensediment från etablering av fundamenten återföras direkt i fundamentets närområde.

3.1.3 Installationsmetod för fackverksfundament

Fackverksstrukturer för havsbaserade vindturbiner förväntas generellt sett vara pålade, men förborring och andra tekniker som påldrivning kan också övervägas beroende på bottenförhållandena. Den exakta metoden och tekniken som ska användas kommer att bekräftas efter att tillstånd har erhållits och mer detaljerad geoteknisk information har samlats in. För fackverksstrukturer kan dessa antingen för- eller efterpålas.

Installationen av pålade fackverksstrukturer omfattar vanligtvis följande huvudsteg:

- Transport av fackverksstrukturer och mallar till platsen med hjälp av pråm eller installationsfartyg
- Uppställning av installationsfartyg (eller alternativt flytande fartyg med dynamisk positionering) med utrustning för installation av fackverksstrukturer
- Placering av mallen på havsbotten
- Pålning av pålar i mallen till önskad djup
- Borttagning av mallen och flyttning av installationsfartyget till nästa installationsplats

- Rengöring och inspektion av de installerade pålarna
- Leverans av fackverksstrukturen med installationsfartyg (eller pråm)
- Lyftning av fackverksstrukturen på pålarna med hjälp av flytande tunglyft eller installationsfartyg
- Justering av fackverksstrukturen, fogning och/eller mekanisk anslutning av fackverksstrukturen till pålanslutningarna

3.1.4 Pålningsenergi

Mängden pålningsenergi och tid som krävs för pålning av fackverksfundament kommer att fastställas när ytterligare information om verksamhetsområdet samlas in, tillsammans med en detaljerad design. Det förväntas emellertid att hammarenergin blir mindre jämfört med motsvarande för monopile-fundament, med tanke på att pålarna för en stålkonstruktion har mindre diameter (Tabell 3.4).

Tabell 3.4-Pålnings energi

Pålningsenergi for fackverksfundament med 4 m pålar			
Fundament		Fackverk	
Påverkan pålningsenergi		5000 kJ	
Påldiameter		4 m	
Totalt antal slag pr. påle		11100	
Antal pålar per fundament		4	
Dröjsmålstid per påle		0 minuter	
Pålnings procedur			
Name	Antal slag	% av max pålningsenergi	Tidsintervall mellan slag [s]
Soft start	100	10	2
Ramp-up	500 500 500 500	20 40 60 80	2
Full effekt	9000	100	1.2

3.1.5 Installationsmetod för sugkopp

Sugkoppar (kassuner), bestående av en cylinderformad axel, en anslutningsdel ('lock') och en cylindrisk kjol som penetrerar havsbotten, kan transporteras till platsen med hjälp av pråm, installationsfartyg eller bogseras till platsen.

Den generella installationsproceduren inkluderar:

- Eventuell förberedelse av havsbotten före installation
- Verifiering av havsbotten för att säkerställa att inga hinder förekommer
- Bogsering av sugkoppsfundamentet till platsen med hjälp av pråmar
- Sänkning av sugkoppsfundamentet till havsbotten
- Inledande penetration genom fundamentets vikt
- Anslutning av pumpar till kassunerna för att pumpa ut vatten. Vanligtvis finns flera kamrar i kassunerna för att möjliggöra en kontrollerad installation och för att kunna reglera nivåerna. Spolning kan ibland utföras vid kjolens kant för att underlätta penetration
- Tillsättning av fyllnadsmaterial vid behov
- Installation av erosionskydd, troligtvis genom placering av stenar

3.2 Monopilefundament

Monopilefundament har inte funnits vara särskilt lämpligt för Olof Skötkonung, men tas med i denna tekniska beskrivning för att inte exkluderas som en alternativ om havsbottenundersökningar visar sig vara lämpliga för monopiles.

Monopilefundament har behållit sin ställning som den dominerande typen av fundament i havsbaserade vindkraftparker sedan deras början. Branschen besitter betydande expertis inom denna fundamenttyp, som har varit i drift under en längre period. Dessa fundament består av en cylindrisk stålörskonstruktion och inkluderar vanligtvis en cylindrisk övergångsdel som ansluter till vindkraftverket. I vissa fall används koniska övergångar för att minska strukturens diameter längst upp på fundamentet. Med dagens teknik kan dessa fundament installeras ner till ett vattendjup på cirka 50 meter. De är väl lämpade för havsbotten med substrat bestående av sand, stenblandad botten eller lera med ett fast underliggande skikt. Dock är de mindre lämpliga i områden med berggrund eller förekomst av större block. Tabell 3.5 visar typiska monopilefundament dimensioner.

Tabell 3.5- Typiska monopilefundament dimensioner

Typiske dimensioner monopile	20 MW	25 MW
MP diameter typ [m]	10-12	14
MP ungefärligt penetreringsdjup [m]	30-40	35-45
MP max erosionsskydd diameter [m]	5*diameter	5*diameter
MP max erosionsskydd tjocklek [m]	5	5

3.2.1 Material

Monopile-fundament är vanligtvis konstruerade av stål. Emellertid kan det vara möjligt att använda andra material, särskilt för sekundära strukturer som ledstänger, gångbroar och stegar, till exempel aluminium eller kompositmaterial. Betong kan också övervägas för att konstruera arbetsplattformen.

3.2.2 Beredning och penetration av havsbotten

Monopilefundament placeras vanligtvis så att det inte behövs någon förberedelse av havsbotten. Vid behov, som vid förekomst av sandvågor, kan dock havsbotten planas ut genom muddring eller annan beredning ner till sandvågens lägsta punkt. Beredning, såsom avlägsnande av stenblock, kan också bli aktuellt.

3.2.3 Installationsmetod

Installationen av monopilefundament innefattar vanligtvis följande huvudsakliga steg:

- Eventuell förberedelse av havsbotten före installation
- Kontroll av havsbotten för att säkerställa frånvaro av hinder, som stenblock
- Transport av monopile-fundament till anläggningsområdet med pråm eller installationsfartyg. Flytande fundament kan också bogseras till anläggningsområdet
- Positionering av installationsfartyg (dynamisk positionering eller upphissningsfartyg) på platsen, med möjlighet till användning av stödfartyg
- Monopilefundamentet reses i vertikalt läge
- Monopile-fundamentet sänks ned till havsbotten
- Placering av pålningshammaren ovanpå fundamentet och pålning av fundamentet till avsett djup
- Vid utmanande bottenförhållanden, som mycket kompakta förhållanden, förekomst av stenlager eller större stenblock, kan borring utföras innan pålningen slutförs.
- Vid användning av en övergångsdel lyfts övergångsdelen upp på toppen av monopile-fundamentet
- Eventuell installation av erosionsskydd

3.3 Gravitationsfundament (eng *Gravity Based Structure*, GBS)

Gravitationsfundament har inte funnits vara särskilt lämpligt för Olof Skötkonung, men tas med i denna tekniska beskrivning för att inte exkluderas som en alternativ om havsbottenundersökningar visar sig vara lämpliga för gravitationsfundament. Olika former och dimensioner kännetecknar gravitationsfundament. Det består vanligtvis av en bas, en konisk del eller en cylindrisk del. Gravitationsfundament kan också utnyttja en kjol vid dess bas som penetrerar havsbotten och ger mer stabilitet åt strukturen. En av de huvudsakliga faktorerna som påverkar storleken är huruvida strukturen kommer att transporteras på en pråm/fartyg och lyftas på plats eller om den kommer att transporteras flytande eller halvflytande med hjälp av en pråm/ponton. Jämfört med monopilefundament och fackverksfundament tar gravitationsfundament upp en större bottenyta och är en större konstruktion på havsbotten. Fördelen med gravitationsfundament ligger i att ingen borring eller pålning krävs vid installationen; istället hålls gravitationsfundamentet på plats av sin egen vikt och vikten av tillförd ballast. Detta minimerar alstringen av undervattensbuller under anläggningsfasen. Penetrationsdjupet kan variera mellan cirka 0,1 och 5 meter, beroende på havsbottens beskaffenhet. Designramen för gravitationsfundament framgår av Tabell 3.6.

Tabell 3.6-Typiska dimensioner gravitationsfundament

Gravitationsfundament (eng Gravity Based Structure (GBS))		
GBS typisk diameter [m]	50-60	60
GBS typiskt erosionsskydd [m]	Diameter + 20	Diameter + 20
GBS typiskt penetreringsdjup [m]	5	5
GBS typiskt erosionsskydd tjocklek [m]	5	5

3.3.1 Material

Gravitationsfundament är vanligtvis tillverkade av förspänd stålvajerarmerad betong och produceras i olika storlekar beroende på det planerade vattendjupet och om strukturen är avsedd att ha flytkraft under installationen eller inte.

Sekundära strukturer, såsom ledstänger, gångbroar, fendor och stegar, förväntas främst tillverkas i stål, men det kan även övervägas att använda andra metaller som aluminium eller kompositmaterial.

Det vanligaste ballastmaterialet är inert sand. Alternativa material som kan övervägas inkluderar olivin, diabas, basalt eller tackjärn. Om möjligt kommer sedimentet som muddrats under fundamentets förberedelse att användas, vilket detaljeras i nästa avsnitt.

3.3.2 Beredning och penetration av havsbotten

Gravitationsfundament kan möjligen kräva förberedelse av havsbotten för att nivellera och skapa en bas med tillräcklig bärkraft, vilket säkerställer ett tillfredsställande samband mellan fundamentets bas och havsbotten. Det antas att diametern på en sådan förberedd yta är cirka 10 meter större än basplattans diameter.

Dessa fundament kommer troligen att placeras där endast minimal förberedelse av havsbotten krävs, särskilt under kompakta och horisontellt stabila bottenförhållanden. Tekniker för att minimera potentiella behov av muddring kan tillämpas. För gravitationsfundament finns dock möjligheten att behöva mer omfattande förberedelse av havsbotten. Det beror på havsbottens förhållanden under fundamenten, som till exempel förekomsten av sandvågor.

I extrema fall kan det vara nödvändigt att avlägsna material på ett djup upp till 5 meter, men varje situation kommer att bedömas individuellt. Förberedelse av havsbotten innefattar potentiella muddringsoperationer, installation av underlag och applicering av utjämningslager med grus eller sten, tillsammans med rensning av eventuella stenblock. Muddringsaktiviteter kommer troligen att utföras från ett specialiserat muddringsfartyg. Fartyget, utrustat med rännor, kommer att hantera installationen av underlaget och utjämningslagret. Muddermaterial som inte återgår omedelbart kommer primärt att användas som ballastmaterial. Alternativt kan detta material deponeras på en lämplig plats inom det svenska territorialhavet, där nödvändiga tillstånd söks separat.

3.3.3 Installationsmetod

Gravitationsfundament kommer att levereras till anläggningsområdet på ett av två sätt beroende på dess design och tillverkningsmetod:

- Antingen transporteras de flytande till platsen och sänks med hjälp av ballast
- Eller så transporteras de flytande eller på pråm till platsen och installeras med hjälp av kranfartyg

Installationen av gravitationsfundamenten omfattar vanligtvis följande huvudsakliga steg:

- Förberedning av havsbotten
- Transport av gravitationsfundamentet till platsen
- Användning av en flytande tunglyftskran (om fundamentet är en icke flytande lösning)
- Tunglyftkranen lyfter av fundamentet från pråmen eller justerar flytkraften hos det flytande fundamentet och sänker det till det preparerade området på havsbotten
- Installation av erosionskydd

3.4 Möjliga åtgärder för att mildra ljudeffekterna

I detta avsnitt ges en kort översikt över olika åtgärder som syftar till att minska buller, inklusive både etablerade system och de som för närvarande är under utveckling. Dessa system kan antingen vara på-pelarsystem, som aktivt minskar källnivån, eller nära-pelarsystem, som minskar bullerutsläppet efter att det har trängt in i vattenpelaren och sedimentet. Avsnittet ger en kort beskrivning av olika beprövade åtgärder för bullerdämpning.

I processen med pålning kommer åtgärder för att minimera buller att användas. Dessa inkluderar användning av så kallade dubbla stora bubbelgardiner (Double Big Bubble Curtains (DBBC)), som skapar en "gardin" av bubblor runt monopile-fundamentet för att minska ljud, och hydro sound damper (HSD)-teknik, som innebär att ett "nät" placeras runt monopilefundamentet för att dämpa ljudet. Emellertid, med den snabba tekniska utvecklingen, kan alternativa metoder antas för att minska undervattensbuller och säkerställa att det uppfyller acceptabla standarder. Det är viktigt att notera att pålningsaktiviteter inte kommer att ske samtidigt, utan kommer att begränsas till ett fundament åt gången.

3.4.1 Minskad energi vid hammarslag

Även om det inte i sig utgör ett begränsningssystem skulle en minskning av den hammarenergi som används för varje påslag följaktligen leda till lägre undervattensbullernivåer per påslag. Det kan dock också medföra en långsammare installationshastighet och kräva ytterligare påslag, eller i värsta fall att måldjupet inte uppnås. En ökad frekvens av påslag kan även påverka PTS- och TTS-avståndet negativt, eftersom dessa inte bara påverkas av källnivån utan också av antalet påslag och deras frekvens.

3.4.2 Bubbelgardiner (Big bubble curtains (BBC))

En vanlig teknik för att minska buller är att BBC or DBBC, består av perforerade rör som släpper ut luftbubblor för att skapa en luftbarriär som fångar upp akustisk energi (Figur 3.2). Även om de är effektiva beror deras framgång på vattendjup, bubbelstorlek och avstånd mellan källa och ridå. Installationen av ridåer är kostsam och kräver energiintensiva luftkompressorer. Bubbelridåerna är placerade på en radie av 50-200 m runt pålen och reflekterar bullret bakåt, vilket dämpar det utgående bullret. Optimal konfiguration innebär små hål, tätt avstånd och högt lufttryck (Diederichs et al., 2014; Tsouvalas, 2020). Pådrivet buller genom sediment återför ljud till vattenpelaren; ridåernas effektivitet beror på avståndet från pålen och sedimentets egenskaper, med en typisk radiegräns på 200 m.



Figur 3.2-Illustration av ett DBBC system

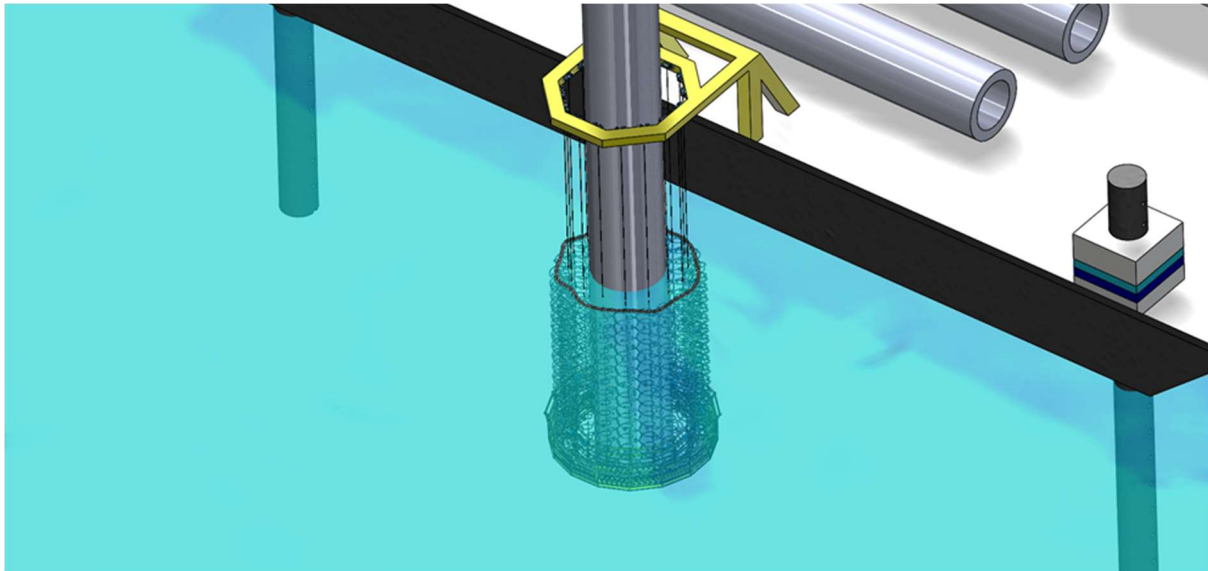
3.4.3 Pålhylsa

En pålhylsa (IHC's Noise Mitigation Screen (IHC-NMS)) är en fysisk vägg runt pålen, med en dubbelväggig stålhylsa med ett luftfyllt hålrum (Figur 3.3). Den utnyttjar impedansskillnader i gränssnittet vatten-stål-luft-stål-vatten för att minska ljudöverföringen och uppnå cirka 16-18 dB bullerdämpning, vilket demonstrerades i vindkraftsparken Riffgat i Tyskland (Verfuß, 2014). Metoden används ofta tillsammans med en bubbelridå, men har en begränsning i tillämpligheten för större monopålar på grund av ökad vikt med pålens storlek. För jacketfundament råder osäkerhet, eftersom stiftpålar vanligtvis installeras i en mall, vilket hindrar en tätning av havsbotten.



Figur 3.3-Illustration av IHC-NMS system

Cofferdams, en variant av pile sleeves, omger pålen med extraherat vatten, vilket skapar ett luft-stål-vatten-gränssnitt. Det har visats att de minskar bullret med cirka 20 dB i Århusbukten (Verfuß, 2014), men deras effektivitet till havs och vid byggnation av vindkraftsparker har ännu inte testats fullt ut. Utmaningen ligger i att upprätthålla en vattentät tätning med havsbotten på grund av lokala sedimentförhållanden.



Figur 3.4-Illustration av HSD system monterat runt en monopile

3.4.4 Hydrosound dampers

Hydro Sound Damper (HSD) liknar på många sätt bubbelridån, men istället för att använda slangar med luft består ridån av luftfyllda ballonger eller skumgummibollar (Figur 3.4). Skumbollarnas eller de luftfyllda ballongernas storlek, avstånd och densitet avgör sedan vilken bullerdämpning som kan uppnås. HSD-systemet gör det möjligt att "ställa in" systemet så att det fungerar optimalt vid specifika frekvenser, vilket möjliggör projektspecifika optimala lösningar.

3.4.5 Åtgärder för att minska buller under utveckling

Det pågår en kontinuerlig utveckling av nya bullerdämpande åtgärder samt förbättringar av befintlig teknik. I detta avsnitt ges en kort översikt över några system som har potential att effektivt minska undervattensbuller i framtida projekt.

3.4.6 Ny hammarteknik

Nya hammartekniker, inklusive Menck Noise Reduction Unit (MNRU) och IQIP PULSE-systemet, syftar till att minska toppamplituden för hammarslag och förlänga slagpulserna. För närvarande finns dock inga fullskaliga mätresultat tillgängliga, och den faktiska dämpande effekten har ännu inte kunnat påvisas. Ett annat system, pålningsystemet BLUE från IQIP, använder en innesluten vattenmassa för att trycka ner pålen i sedimentet under en längre tid jämfört med ett vanligt hammarslag. Teknikens effektivitet i stor skala är inte bevisad, och de potentiella bullerreduceringsnivåerna återstår att fastställa.

3.4.7 Enhanced big bubble curtain

En vidareutveckling av den enkla BBC, enhanced big bubble curtain (eBBC), är en version med betydligt ökat luftflöde och större munstycken. Det finns ingen officiell dokumentation av förbättringen jämfört med en standard-BBC, men man förväntar sig en ökning av den dämpande effekten med flera dB. Det bör noteras att på grund av det ökade luftflödet kommer en eBBC att kräva fler kompressorer än en BBC med samma diameter.

3.4.8 Vibro-jetting (SIMPLE)

GBM Works utvecklar ett vibro-jetting-system för installation av monopile. Systemet omfattar vattenslangar inuti monopilen, som förses med högtrycksvatten från ovan. Jetmunstycken vid pålspetsen gör jorden nära pålväggen flytande när vattnet slås på. En vibrerande hammare säkerställer en kontinuerlig nedåtgående rörelse. Pålningen fortskrider så länge vattenstrålarna är aktiva och jorden förblir flytande. Systemets effektivitet i hårdare sediment är osäker, och det krävs fullskaliga tester till havs för att fastställa hur effektiva åtgärderna är.

3.5 Erosionsskydd

Erosionsskydd utvecklas för att förhindra att fundamentsstrukturerna för vindkraftverken och annan havsbaserad infrastruktur undermineras av hydrodynamiska och sedimentära processer, vilket leder till att havsbotten eroderar och bildar erosionshål som konsekvens.

Innan installationen av fundamenten genomförs en noggrann erosionsriskanalys baserad på flera faktorer, såsom fundamentets typ och storlek, strömmar och sediment. Denna analys säkerställer att fundamenten konstrueras på ett säkert sätt på lång sikt. Potentiell förflyttning av sediment kommer också att bedömas i denna erosionsriskanalys. Analysen ligger till grund för beslutet om den slutliga utformningen av erosionsskyddet för fundamenten.

De dimensioner av erosionsskydd som nämns i denna tekniska beskrivning representerar de maximala värdena. Efter att detaljerad information har samlats in kommer erosionsskyddet att designas och konstrueras inte större än nödvändigt.

Erosion runt fundamenten motverkas normalt genom att vidta åtgärder för erosionsskydd. Erosionsskyddet består vanligtvis av ett filterlager med en tjocklek på cirka 30 cm, bestående av mindre stenar för att hålla havsbotten på plats. Ovanför filterlagret placeras ett skyddande erosionslager med en tjocklek på ungefär en meter, bestående av större stenar.

Erosionsskyddslagret ger vikt åt filterlagret och förhindrar därmed erosion. Stenkrosset är noggrant graderat med $d_{50}=200$ till 400, vilket innebär att hälften av stenarna kommer att vara mindre än en specificerad median (200 till 400 mm) och hälften kommer att vara större. Det finns flera andra typer av erosionsskydd, inklusive madrasskydd, sandsäckar, stenpåsar och konstgjorda havstång. För närvarande bedöms dessa andra typer inte vara relevanta för Olof Skötkonung, men de kan komma att användas i särskilda fall. Mängden och omfattningen av erosionsskyddet beror på havsströmmar, typen av sediment och fundamentets egenskaper. Installationen av erosionsskyddet kommer troligen att utföras av ett dynamiskt positionerat stenutläggingsfartyg utrustat med fallrör.

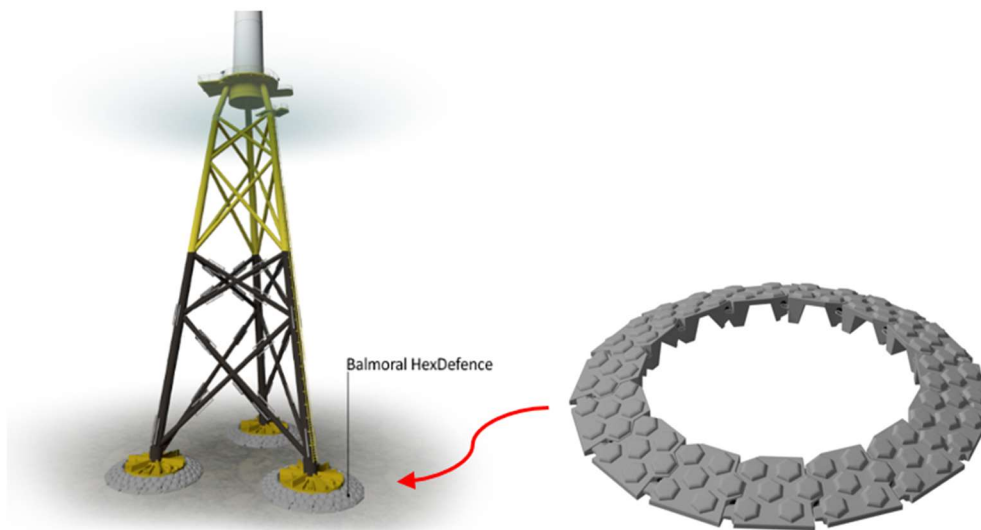
3.5.1 Erosionsskydd fackverksfundament

För fackverksfundament med pålar kan inte frågan om erosionsskydd uteslutas förrän fackverksdesignen är fullständigt utvecklad för den specifika platsen och riskerna för erosion har kvantifierats. Det kan vara möjligt att implementera ett övergripande erosionsskydd runt hela fundamentet. Vid användning av fackverksfundament med kassuner kommer erosionsskydd att etableras runt den installerade sugkoppen, under antagandet att sugkopslocket begravs under havsbotten. Sten kan användas som material för detta syfte. För detaljer om den antagna ytan för erosionsskyddet, se Tabell 3.5 och Tabell 3.6.

Vanligtvis används sten som erosionsskydd, vilket illustreras i Figur 3.5 nedan. Det finns också alternativa former av erosionsskydd, som HexDefence, vilket visas i Figur 3.6 nedan.



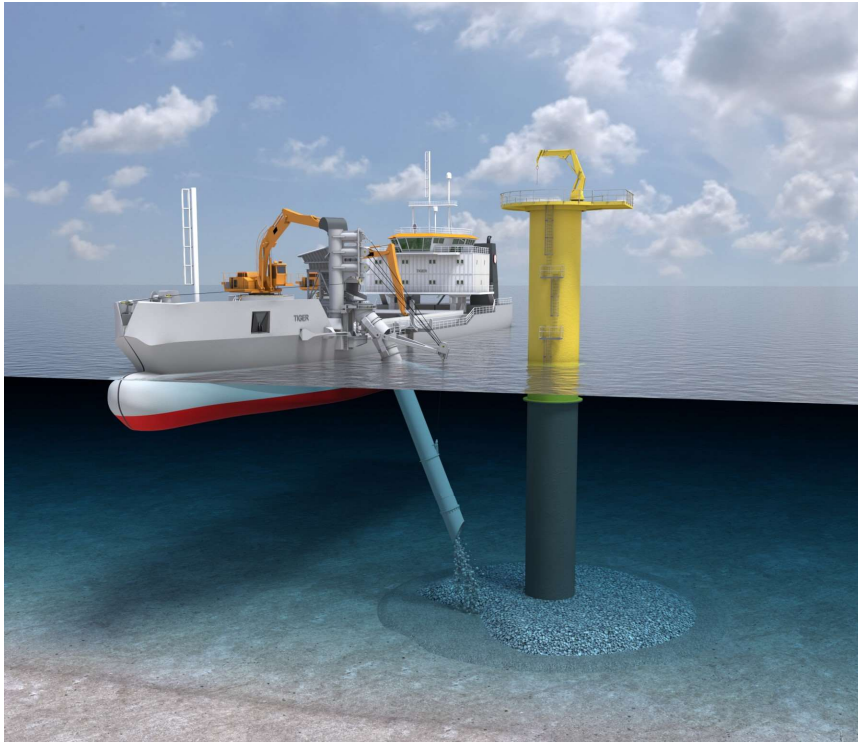
Figur 3.5- Exempel på sten som erosionsskydd runt ett fackverksfundament



Figur 3.6- Erosionsskydd från Balmoral Comtec

3.5.2 Erosionsskydd monopile-fundament

Normalt sett installeras erosionsskydd före installation av fundamentet. Utformningen av erosionsskyddet kan emellertid innebära att det installeras både före och efter fundamentet. I sådana fall läggs först ett s.k. filterlager, en botten, där fundamentet pålas igenom. Därefter installeras det återstående erosionsskyddet, ett förstärkningslager. För att förhindra erosion kan man också klä in strukturen med ett hölje som minskar strömhastigheten runt strukturen och därmed reducerar erosionen, se figur 3.7.



Figur 3.7- Exempel på utläggning av sten som erosionsskydd runt ett monopilefundament



Figur 3.8- Beklädning av monopile

3.5.3 Erosionsskydd gravitationsfundament

Erosionsskydd kan behövas runt basen på ett gravitationsfundament för att skydda mot strömmar och vågor som potentiellt kan orsaka erosion på havsbotten. När basen är djupt nedgrävd på grund av sandvågor kan det krävas mer omfattande erosionsskydd. Erosionsskyddet förväntas ha en diameter som är högst 20 meter större än gravitationsfundamentets diameter. Materialet för erosionsskyddet kommer att placeras i ett eller flera lager. Testmodellering kan vara nödvändig för att fastställa den slutliga omfattningen av erosionsskyddet.

3.6 Naturinkluderande tiltak

Som en del av Deep Wind Offshores hållbarhetsstrategi och mål för biologisk mångfald har Olof Skötkonung ambitionen att arbeta med naturinkluderad design av vindkraftsparken. Som nämnts i kapitel 3.4.1 hänvisas till nya lösningar för att minska miljöavtrycket, samt för att förstärka den habitatfunktion som fundamenten redan har.

Denna typ av åtgärd nämns på grund av dess tekniska mognad, men den screenas kontinuerligt för andra åtgärder som utgör en hållbar och miljömässig nytta. Naturinkluderad design kommer kunna nyttjas om det är tekniskt klart när vindkraftsparken etableras.

4 Havsbaserad Transformation

Havsbaserade transformatorstationer (Figur 4.1) är anläggningar som fungerar som en inbyggnad av elektrisk utrustning som skall kunna tillhandahålla ett antal olika funktioner. Deras primära roll är att fungera som en central för inter-array-kablar och exportkablar samt att omvandla spänning/ström från vindkraftverken och överföra den till fastlandet. Olof Skötkonung kommer troligen att välja att installera en transformatorstation, och dimensionerna redovisas i Tabell 4.1. Emellertid kan pågående tekniska framsteg föreslå att två mindre transformatorstationer utgör en överlägsen teknisk lösning, vara mer kostnadseffektiva och lämpliga för det omfattande projektet. Följaktligen omfattar projektet konstruktionen av upp till två transformatorstationer. Den exakta utformningen och placeringen kommer att fastställas under den detaljerade designfasen för vindkraftparken (efter tillståndsanskaffning), med hänsyn till faktorer som havsbottenförhållanden och den optimala kabelläggningen. Transformatorstationen kommer att drivas utan bemannad närvaro under driftsfasen, men regelbundna drifts- och underhållsinspektioner kommer att utföras. Stationen kommer att märkas på ett lämpligt sätt för efterlevnad av luft- och sjöfartsregler enligt gällande bestämmelser. En särskild "no-go-zon" kommer att gälla inom en radie av 50 meter från stationerna, vilket begränsar obehörig åtkomst, inklusive fiskefartyg. De övervägda fundamenttyp för transformatorstationen är fackverksfundament eller gravitationsfundament.



Figur 4.1- Havsbaserad transformatorstation (fackverksfundament)



Figur 4.2-Gravitationsbaserad struktur under transport

Havsbaseade transformatorstationer kan tillverkas monteringsfärdigt, i form av en flerlayerskub, och monteras på ett havsbottenfundament. Designramen för överbyggnadsmodulen för havsbaserade transformatorstationer beskrivs i tabellerna nedan.

Tabell 4.1-Maximal designram HTS

Maximal designram	
Antal HTS-plattformer [st]	1-2*
Valmöjligheter för fundamentet	Fackverksfundament eller gravitationsbaserad struktur
Överbyggnadens ca längd [m]	170
Överbyggnadens ca bredd [m]	120
Överbyggnadens ca höjd (exklusive kran och helikopterdeck) [m]	65
Ungefärlig frigång mellan modul och havsnivå [m]	10-30
*Dimensionerna avser en transformatorstation. Om 2 stationer används kommer de vara betydligt mindre och även sannolikt rymmas inom angivna dimensioner	

Tabell 4.2-Maximal designram fundament

Maximal designram	
Max antal ben per havsbaserad transformatorstation (st)	8
Max antal pålar per ben (st)	4
Påldiameter [m]	4
Ungefärligt pålpenetreringsdjup [m]	50
Antaget erosionsskydd	4 x påldiameter

4.1 Installation

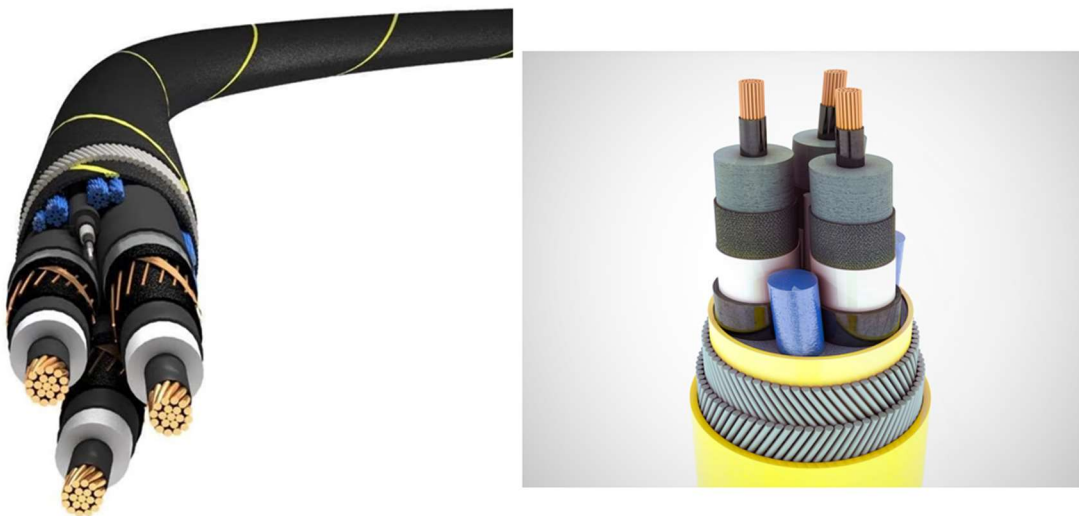
Havsbaserade transformatorstationer levereras vanligtvis som heltäckande lösningar av leverantören, där leverantören ansvarar för hela processen, inklusive design, inköp, konstruktion och installation. Det innebär att installationsprocessen anpassas beroende på den specifika design och konstruktion som väljs för stationen. Vanligtvis utförs installationen av transformatorstationer i två faser. Först etableras grunden för strukturen med hjälp av ett installationsfartyg, liknande det/den som beskrivs i kapitlen om fundament. Därefter används ett installationsfartyg för att lyfta överbyggnaden från en transportpråm/fartyg upp på den förinstallerade fundamentkonstruktionen. Beroende på design och konstruktion finns också möjligheten att leverera hela strukturen som en enhetlig enhet, inklusive både fundament och överbyggnad (se Figur 4.2).

5 Sjökablar

Vindturbinerna producerar elektricitet, och denna genererade kraft leds till en transformatorstation genom ett internt kabelnätverk. De interna kablarna installeras från en vindturbin till den närmaste, grupperas tillsammans för att bilda en sträng (samlingskrets). Dessa samlingskretsar, även kända som strängar på engelska, är sammanlänkade och leder elektriciteten till den havsbaserade transformatorstationen. Därifrån överförs elektriciteten till fastlandet via exportkablar. De följande beskrivningarna är främst tillämpliga på både export- och interna kablar. För detaljerna kring läggningen av exportkablar och relaterade ärenden kommer en separat teknisk beskrivning att utarbetas. Följaktligen kommer de kommande avsnitten främst att fokusera på interna kablar.

5.1 Design

De interna kablar kommer att struktureras som ett växelströmssystem med 50 Hz. Bestående av tre enfaskkablar och en fiberkabel (Figur 5.1), är de ordnade tillsammans för att bilda en trefasig sjökabel. Varje enfaskkabel består huvudsakligen av ledare, isolering och skärmning. Ledarmaterialet kan vara antingen koppar eller aluminium. Omger de tre enfaskablarna och fiberkabeln är skyddande armlager för att säkerställa kabelns säkerhet både under installationen och efter exponering för yttre påverkan. Den totala längden på internkablarna beror på den övergripande utformningen av vindkraftsparken. Variabler som påverkar den totala längden inkluderar antalet vindkraftverk och havsbaserade transformatorstationer, spänningen på internkabeln och antalet vindkraftverk per samlingskrets.

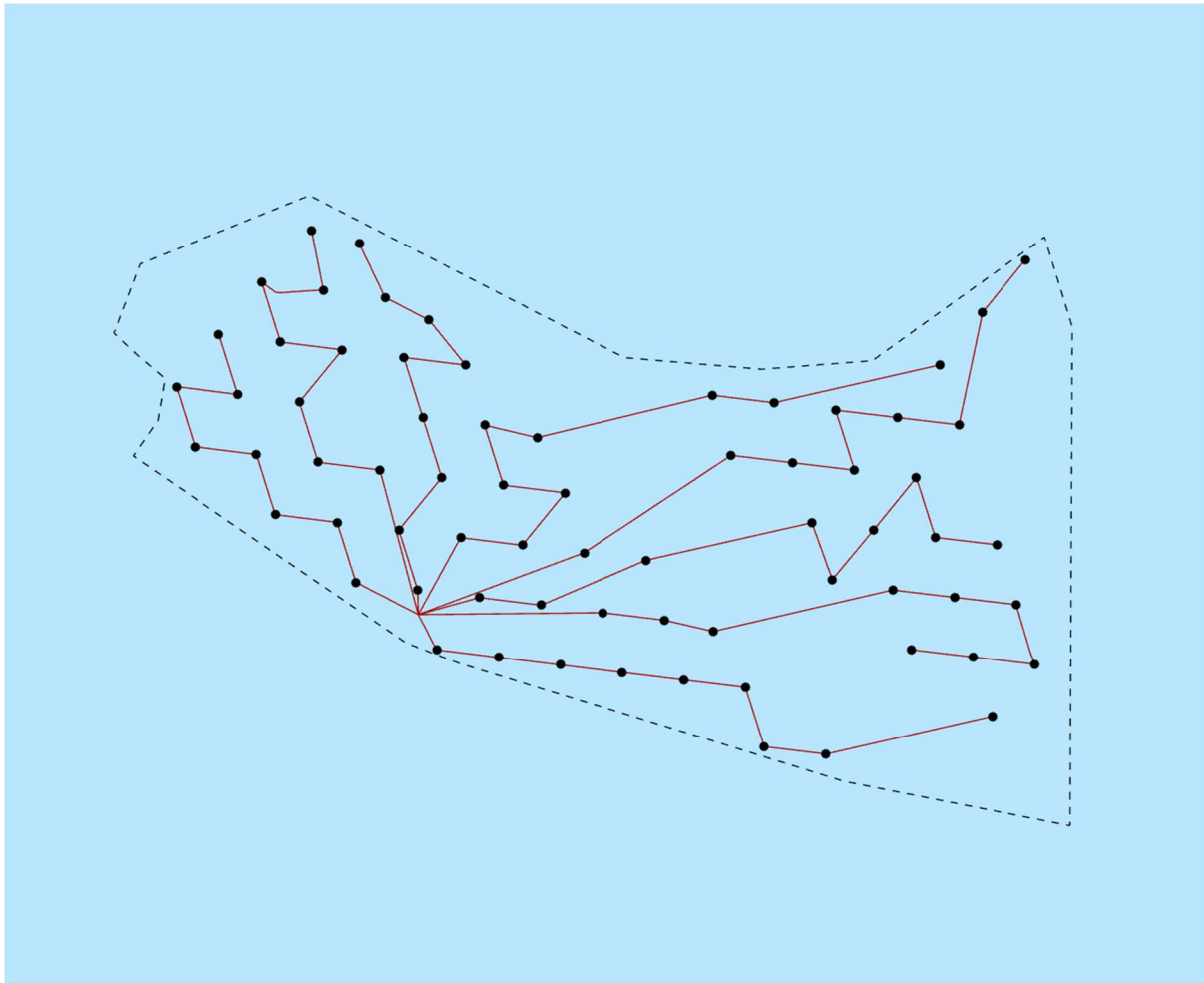


Figur 5.1-Exportkabel (tv) och inter array kabel (th)

Tabell 5.1-Tekniska parameter för interna kablar

Tekniskparameter for Interna Kablar	
Systemspänning [kV]	66-132
Extern kabel diameter [mm]	150-300
Internkablarnas totallängd [km]	100-200
Maximalt nedgrävt djup [m]	3
Minsta nedgrävda djup [m]	Lagda på botten med övertäckningsskydd
Dikesbredd [m]	1-10 beroende på geologi

Tekniska parametrar för interna kablar beskrivs i Tabell 5.1. I Figur 5.2 illustreras ett exempel på en möjlig layout för interna kablar. Det är viktigt att notera att denna layout för interna kablar endast är ett alternativ; den slutliga layouten kommer att anpassas baserat på de justeringar som görs för placeringen av vindkraftverk. Exportkablar har vanligtvis en större diameter jämfört med interna kablar, en konsekvens av att kräva större fasledare för överföring av högre energivolym. Dessutom kräver högre spänning ökad isolering, vilket ytterligare bidrar till den större diametern.



Figur 5.2-Internkabellayout

5.2 Bottenundersökning, riskminimering och förberedelser

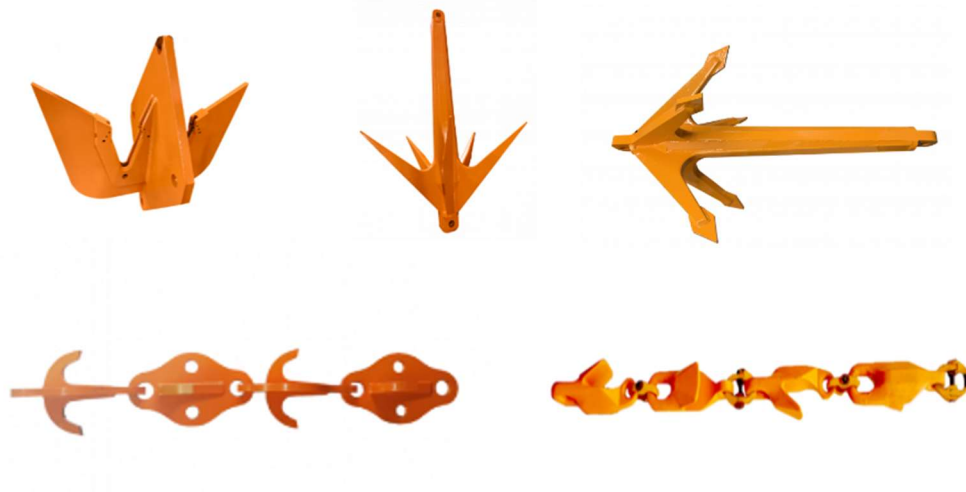
Den slutliga kabelsträckningen, nedgrävningsmetoden, måldjupet för nedgrävning och det eventuella behovet av ytterligare skydd beror bland annat på platsspecifika bottenförhållanden. Geofysiska och geotekniska undersökningar kommer därför att genomföras under den detaljerade designfasen, och den insamlade informationen kommer att möjliggöra genomförandet av en bedömning av kabelnedgrävningsrisk (engelska: Cable Burial Risk Assessment, CBRA). Denna riskbedömning tar hänsyn till naturliga livsmiljöer, bråte, klippblock, potentiella blindgångare, havsbottens egenskaper, sedimentdjup och havsbottens långsiktiga stabilitet. En noggrann analys av dessa faktorer, tillsammans med tredjepartsaktiviteter som fiske och fartygstrafik, kommer att utgöra grundvalen för den detaljerade utformningen av sjökablar.

5.2.1 Hantering av stenblock, övergivna fisknät och dylikt

I de eventuella fall där sträckningen inte kan justeras tillräckligt inom korridorerna kan röjning behövas. Innan kabelinstallationen ska kabelsträckningarna röjas längs ett område på 10-20 meter för att möjliggöra en säker och obehindrad kabelinstallation, med hänsyn till följande:

- Stenblock på och under havsbottens yta
- Sandvågor och lätttrörlig havsbotten
- Annat bråte som kan ha drivit in och lagt sig i kabelsträckningen

För att röja bråte längs sträckan används en dragg (engelska: grapnel) som dras längs botten (se Figur 5.3). Draggen tränger vanligtvis in i havsbotten på ett djup av cirka 0,5 meter och väljs och justeras enligt förhållandena på havsbotten. Olika typer av draggar används beroende på bottenförhållandena.



Figur 5.3-Exempel på olika draggar

I de fall där oanvända kablar (engelska: Out of Service, OOS) påträffas kommer dessa att lämnas kvar på plats så mycket som möjligt. Det kan dock vara nödvändigt på vissa platser att ta bort delar av oanvända kablar för att underlätta installationen av projektets kablar. Detta kommer endast att göras efter samråd med ägaren till den övergivna utrustningen.

Ytliga stenblock som ligger direkt över kabelsträckningen kommer att avlägsnas. Två huvudmetoder kan användas för sådan röjning. Den första innebär att en gripskopa förflyttar enskilda stenblock till en plats på behörigt avstånd från kabelsträckningen. Den andra metoden är att använda en plog, vilket används när det finns många stenblock längs kabelsträckningen. Se figur 5.4 nedan.

En lätttrörlig havsbotten utgör en risk vid kabelläggning eftersom kablar kan exponeras när vågdalarna av sandvågor förflyttar sig över kabelsträckningen. Därför är det nödvändigt att minimera risken för sandvågor. Om undersökningar visar att området för den avsedda kabeldragningen består av en lätttrörlig havsbotten, görs en detaljerad bedömning för att fastställa risken för att kablar kommer att exponeras under dess tekniska livslängd. Åtgärder för att motverka en sådan exponering, som att gräva ned kablarna djupt (se avsnitt 5.4) eller att jämna ut havsbotten, kan komma att krävas.



Figur 5.4-Exempel på gripklo för stenblock (till vänster) och plog (till höger)

5.3 Kabelutläggning

Det interna kabelnätverket kommer att installeras med hjälp av ett kabellägningsfartyg. Detta fartyg är utrustat med en kabelkarusell som är utformad för att säkra kabeln under transporten. Efter att ha nått det operativa området kan kabeln frigöras och läggas ut på havsbotten. Ett annat fartyg, som ger stöd åt operationen, överför personal till fundamentet och bistår i kabelinstallationsprocessen med hjälp av tillfälligt installerade vinschar (Figur 5.5). När kabeln är ansluten till fundamentet kommer fartyget att gå vidare till nästa fundament. På grund av begränsad kapacitet för kabel ombord kan fartyget behöva återvända till skeppningshamnen för att skaffa ytterligare kabel under installationsprocessen.



Figur 5.5-Kabellägningsfartyg (till höger) och stödfartyg (till vänster) i anslutning till ett fundament

5.4 Kabelnedgrävning

Flera metoder finns tillgängliga för kabelnedgrävning, och valet av metod kommer att baseras på både geoteknisk information och en omfattande riskbedömning. Kabelinstallation innefattar vanligtvis två faser: först kabelläggning, där kabeln placeras på havsbotten, följt av kabelskydd. Dessa faser utförs antingen av två separata fartyg, alternativt kan kabelinstallation ske samtidigt, vilket innebär att kabelläggning och skydd utförs i en enda fas av samma fartyg. Detaljerade beskrivningar av dessa metoder ges i de följande avsnitten.

De tre vanligt föreslagna nedgrävningsmetoderna är:

- Spolning
- Plogning
- Mekaniska skärverktyg

Den krävda bredden på nedgrävningsdikena påverkas till stor del av bottenförhållandena. I material som lera blir bredden exempelvis oftast något smalare. I mjukt, osammanhängande material kan bredare dike behövas.

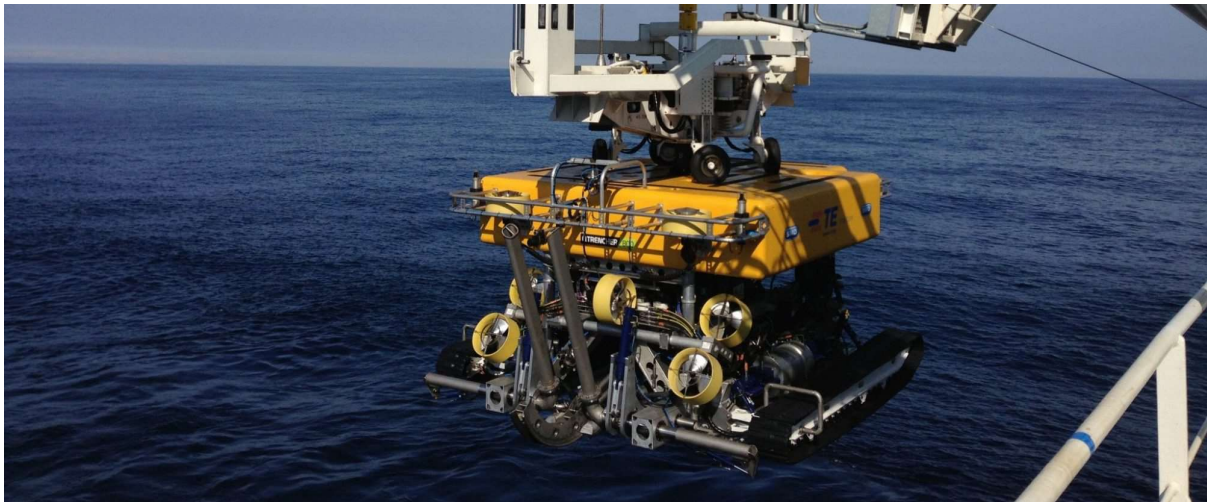
I fall där havsbotten är för hård eller om andra infrastrukturer ska korsas kan alternativa metoder istället för nedgrävning behövas. I sådana fall läggs yttre skydd till kabeln.

5.4.1 Spolning

Spolningsverktyg (Figur 5.6) kan användas för att skydda kabeln efter utläggning. När kabeln har lagts på havsbotten spolas den ned från ett spolningsfartyg. Spolning är lämplig för olika vattendjup men är mest effektivt på minst 10 meters djup. Spolningsverktyg är konstruerade för bottenfasthet upp till 150 kPa (lera).

Under spolningen kommer material från havsbotten att röras upp så att kabeln kan sjunka ned i det åstadkomna diket. Genom denna process kommer en del material att spolas bort och lägga sig bredvid diket, vilket minskar volymen för återfyllnad. Eventuell återfyllning kan göras med naturligt friktionsmaterial från havsbotten för att uppnå tillräckligt djupt skydd. Det antas att spolning är den nedgrävningsmetod som mest påverkar siktbarheten.

Spolning är en vanligt förekommande och säker teknik för att installera växelströmskablar och har tidigare använts i många projekt. Utgångspunkten är att de flesta kabelsträckningarna kommer att spolas, såvida inte den samlade riskbedömningen motsäger detta.



Figur 5.6-Spolningsverktyg

5.4.2 Plogning / plöjning

Kabelplogar, liknande de som visas på figur 5.7, används för kabelläggning, vanligtvis för längre kabellängder som exportkablar. Att använda en plog innebär att kabeln läggs ut på havsbotten samtidigt som den plöjs ned i havsbotten. Både läggning och skydd sker samtidigt. Plogning är effektiv för att hantera olika havsbottensammansättningar, särskilt när sammansättningen varierar längs med kabelsträckningen.



Figur 5.7-Exempel av undervattenkabelplog

5.4.3 Mekaniska skärverktyg

Mekaniska skärverktyg används på havsbotten där bottenfastheten överstiger de tekniska möjligheterna för spolningsverktyg. Utrustade med en skärkedja med tänder som är specifikt utvalda för uppgiften, skapar dessa verktyg en fysisk ränna där kabeln kan sänkas ned. Detta utförs oberoende av kabellägningsprocessen.

Mekaniska skärverktyg (Figur 5.8) har vanligtvis större dimensioner jämfört med spolningsverktyg. Det är dock viktigt att notera att sådana verktyg visar sig ineffektiva på havsbotten som huvudsakligen består av sand.



Figur 5.8-Exempel av fjärrstyrd farkost med mekaniskt skärverktyg

5.4.4 Övertäckningsskydd

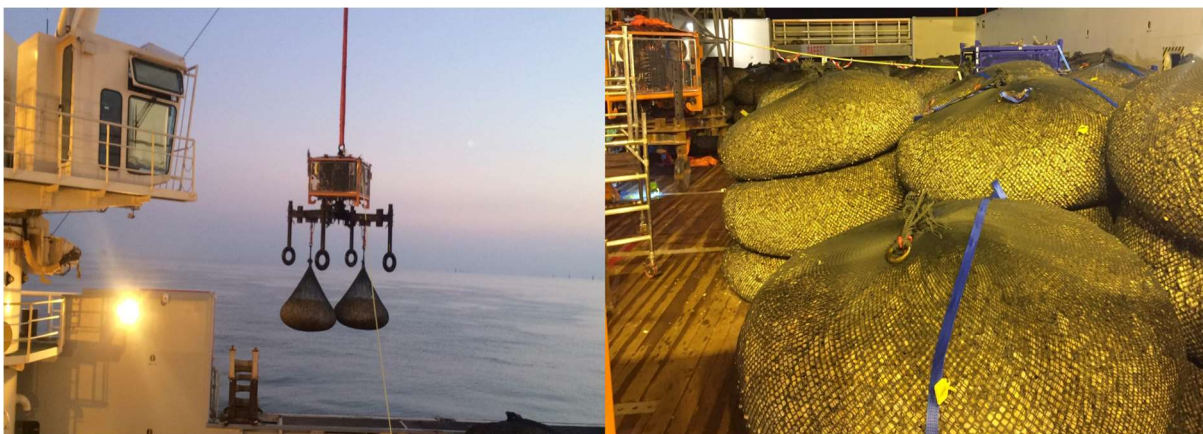
De beskrivna metoderna ovan bygger på att skydda kabeln genom att begrava den i sjöbotten. I de fall där sjöbotten är för hård eller vid korsningar med annan infrastruktur kan alternativa metoder krävas. I sådana fall läggs ytterligare skydd till kabeln, som att använda krossade stenar eller betongmattor.

Utläggning av stenar är en vanlig teknik för kabelskydd och blir nödvändig på platser där kabeln korsar andra potentiella kablar och/eller rörledningar för att skapa avstånd mellan de två komponenterna och ge extra mekaniskt skydd. Denna typ av skydd innebär vanligtvis ett lager av krossade stenar över den befintliga kabeln (separationslager), samt ett andra lager av krossade stenar över kabeln som ska installeras (skyddslager). Alternativt kan metoder som betongmadrassering, stål- eller betongbryggor användas vid kabelkorsningar. Betongmadrasser (Figur 5.9), som är monteringsfärdiga skydd som placeras ovanpå kabeln, utgör ett alternativ till utläggning av stenar (Figur 5.10). Dock är utläggning av madrasser tidskrävande och används därför endast för kortare sträckor.

Säckar med sten kan även användas som ett alternativt skydd, främst för att förankra eller stabilisera kabeln, särskilt i områden nära ett fundament.



Figur 5.9-Betongmadrass och ett installationsverktyg



Figur 5.10-Installation av stensäckar

5.5 Kabelreparationer

Om en kabel skulle sluta fungera under sin livslängd skulle det kräva antingen reparation eller fullständig ersättning. För att reparera kabeln måste den lyftas upp till ytan och kapas på vardera sida om felet där kabeln är oskadad. Ett nytt avsnitt av kabel skulle sedan skarvas in för att ersätta den skadade delen. Processen att lyfta kabeln till fartyget och sänka ned den till havsbotten skapar en överlängd, där längden ökar ju djupare platsen är, vilket förändrar den ursprungliga kabelsträckningen. Efter reparationen skyddas kabeln på ett adekvat sätt och återställs för drift. Trots det är erfarenheten från liknande projekt att sådana kabelreparationer är ovanliga.

5.6 Elektromagnetiska fält kring kablarna

Magnetiska fält förekommer naturligt. Jorden har ett magnetfält på mellan 30 och 60 μT beroende på latitud med starkare magnetfält närmare polerna. Tillfälliga händelser så som solstormar kan orsaka magnetfält över 1 μT och vara i dagar, medan naturliga fluktuationer vanligtvis ligger på ca 0,5 μT (Nyqvist et al., 2020).

Alla kablar som driftsätts kommer att skapa elektromagnetiska fält. Ju fler vindkraftverk som ansluts per sträng desto högre elektromagnetiskt fält. De internkablar med flest anslutna vindkraftverk förväntas kunna alstra motsvarande magnetfält som exportkablarna. Styrkan i de elektromagnetiska fälten utanför trefas-växelströmledningen kommer dock, i enlighet med rekommenderad praxis utgiven av DNV, se "DNV-RP-0360 Subsea power cables in shallow water", vara mycket låg och andra åtgärder för att minska dessa av miljömässig hänsyn, kommer inte att vara nödvändiga.

Den typ av kabel som kommer att användas för internkabelnätverket är en 132 kV AC-kabel. Kabeln kommer, där det är möjligt, att läggas ca 1 meter under havsbotten. Där kabeln inte kan läggas under botten kommer den att täckas av kabelskydd, avståndet till kabeln från yttre delen av kabelskyddet blir 0,2 – 0,3 meter. De styrkor på magnetfält som maximalt kan väntas direkt vid kabeln är ca 1200 μT , men denna styrka avtar snabbt med avstånd från kabeln. Vid ett avstånd på 0,2 m, motsvarande avståndet vid användandet av kabelskydd, är styrkan ca 90 μT . Vid ett avstånd på 1 meter, vilket kommer att vara aktuellt inom större delen av parkområdet där kabeln grävs ner, är styrkan ca 0,7 μT rakt ovanför kabeln.

Effekt, spänning och ström:

$P_{\text{tot}}=1625\text{MW}$

132kV

$I=2187\text{ A (ohms lov } 500000/(\sqrt{3}*132))$

$P=500\text{MW}$

6 Datasamling innan konstruktion påbörjas

Innan byggverksamheten påbörjas kommer ytterligare undersökningar av havsbotten att genomföras. Dessa undersökningar kallas för konstruktionsförberedande undersökningar. Utgångspunkten för dessa undersökningar är resultaten från tidigare tekniska basutredningar, som utförts för tekniska överväganden, samt miljöundersökningar som användes i de tidigare faserna av projektet. Det förväntas att ungefär ett till två år efter avslutade tekniska basutredningar kan konstruktionsförberedande undersökningar genomföras. Efter dessa undersökningar förväntas byggandet av vindkraftparken (inklusive exportkabeln) påbörjas cirka två år senare, förutsatt att nödvändiga godkännanden erhålls. Påbörjandet av konstruktionsförberedande undersökningar är beroende av att tillstånd för parken erhålls.

Genom de konstruktionsförberedande geofysiska och geotekniska undersökningarna skapas en detaljerad geologisk och geoteknisk Markmodell för området. Denna omfattande modell utgör grunden för de tekniska analyser som är nödvändiga för den slutgiltiga utformningen och placeringen av vindkraftverk, kablar och transformatorstationer.

Potentiella hinder på havsbotten, kända som Geohazard, för vindkraftverk, transformatorstationer, fundament, kablar eller installationsfartyg identifieras och dokumenteras. Dessa hinder kan inkludera yt-buller, undervattens stenblock, grundläggande gas, kablar både på och under havsbotten, vrak, arkeologiska lämningar, konstgjorda strukturer eller plötsliga förändringar i markförhållandena. Särskilt intressanta är objekt som potentiellt kan vara oexploderad ammunition (UXO).

6.1 Konstruktionsförberedande geovetenskapliga undersökningar

De konstruktionsförberedande undersökningarna för vindkraftsparken omfattar både geofysiska och geotekniska undersökningar. Omfattningen av datasamlingen och den specifika metoden (aktivitet, verktyg eller instrument) som krävs fastställs utifrån resultaten och fynden från tidigare undersökningar, främst hämtade från de tekniska baslinjebedömningarna.

I den geofysiska undersökningen tillämpas ett finare rutnät för att skanna havsbotten jämfört med tidigare undersökningar. De huvudsakliga fokusområdena för undersökningen inkluderar placeringen av fundament, transformatorstationer och kablar. Detta undersökningsområde kan vara mer riktat, med fokus på specifika platser, och det finare rutnätet förbättrar förmågan att upptäcka mindre objekt samtidigt som deras exakta positioner noggrant fastställs.

Inom den geotekniska undersökningen genomförs aktiviteter vid varje planerat fundament, transformatorstation och vid sjökablar. Antalet prover som samlas in under de geotekniska undersökningarna bestäms efter att den slutgiltiga utformningen har fastställts. Mängden påverkas av faktorer som antalet vindkraftverk, typen av fundament, kabellängd och potentiella osäkerheter i havsbotten och sediment.

7 Fartygsrörelser

Antalet fartyg i anläggningsområdet kommer att variera under installations- och anläggningsperioden. Stora tunglyftsfartyg kommer att vara nödvändiga för att installera havsbaserade transformatorstationer, fundament och turbiner. Dessa fartyg kommer att betjäna av mindre motsvarigheter för resurser, ankring, förnödenheter och materialtillförsel (känd som bunkring). På samma sätt kommer kabelutläggningsfartyg i olika storlekar att vara oundgängliga för sjökablarna och kommer även de att behöva stöd från vanligtvis mindre fartyg. Dessutom kommer fartyg för installation av erosionskydd och beredning av havsbotten att användas under anläggningsarbetet.

Vissa antaganden har gjorts om det maximala antalet fartyg inom verksamhetsområdet och det nödvändiga antalet tur- och returresor till vindkraftparkens verksamhetsområde under den angivna tiden för att installera vindkraftverken. Dock beror antalet fartyg på faktorer som det totala antalet vindkraftverk som ska installeras, storleken och typen av anläggningskomponenter, installationsmetoden och hur många aktiviteter som kan utföras samtidigt. Det är viktigt att notera att de angivna siffrorna nedan endast är konservativa uppskattningar. Antalet resor till och från vindkraftparken avser enbart de större fartygen, medan mindre fartyg, trots sin lättmanövrerbarhet, också kommer att vara i rörelse inom området.

Antaganden i Tabell 7.1 och Tabell 7.2 har använts i den marina riskidentifieringen.

Tabell 7.1-Byggnationsfasen: Indikativt totalt antal olika fartyg i anläggningsområdet under installationstiden

Typ av aktivitet/Komponent	Antal Fartyg
Beredning av havsbotten	5-10
Fundament	10-30
Kabelleverans	5-10
Vindkraftsturbiner	5-10
Kabel	5-10
Erosionskydd	10-20
Havsbaserad transformatorstation	5-10
Färdigställande	5-10
Övriga fartyg	5-10
Totalt	Ca 50-100

Tabell 7.2-Byggnationsfasen: Antal fartygrörelser fram och tillbaka mellan hamn och anläggningsområdet

Typ av aktivitet	Antal turer fram och tillbaka
Fundamentsleverans	30-60
Vindkraftturbinsleverans	30-60
Kabelleverans	5-10
Erosionsskyddsleverans	25-50
Havsbaserad transformatorstationsleverans	5-10
Totalt	Ca 100-200

Figurerna nedan visar olika typer av fartyg för anläggande av en vindkraftpark:



Figur 7.1-Vindkraftverk – Anläggningsfartyg



Figur 7.2-Anläggning av havsbaserad transformatorstation – Tunglyftsartyg



Figur 7.3-Fundamentinstallationsfartyg, fackverksfundment



Figur 7.4-Fundamentinstallationsfartyg, monopile



Figur 7.5-Besättningstransportfartyg – (på engelska CTV)



Figur 7.6-Kabellägningsfartyg

Efter slutförandet av byggaktiviteter kommer drift- och underhållsfartyg att sättas in för att utföra service, underhåll och reparationer på vindkraftparkens infrastruktur under hela dess operativa livstid fram till avvecklingen, då större fartyg eventuellt kan användas igen. Se Tabell 7.3 för fartygsrörelser under driftfasen.

Tabell 7.3-Indikativt maximalt antal tur- och returesor med fartyg till hamn per år per fartyg under driftfasen

Typ av fartyg	Antal
Besättningstransportfartyg (Crew transfer Vessel, CTV) och drift och underhåll	200-300
Tunglyftsfartyg (flytande DP kranfartyg, eller Jack up Vessel JUV kranfartyg)	1-2
Balance of Plant-undersökningsfartyg	1-2

8 Byggplan

Byggplanen (Figur 8.1) för Olof Skötkonung kommer att påverkas av olika faktorer, såsom:

- Datum för relevanta tillstånd och eventuella villkor som styr byggarbetet
- Nätanslutningsdatum som anges i avtal med transmissionsnätsoperatören (föremål för förändringar)
- Tillgänglighet och ledtider relaterade till att skaffa och installera byggkomponenter

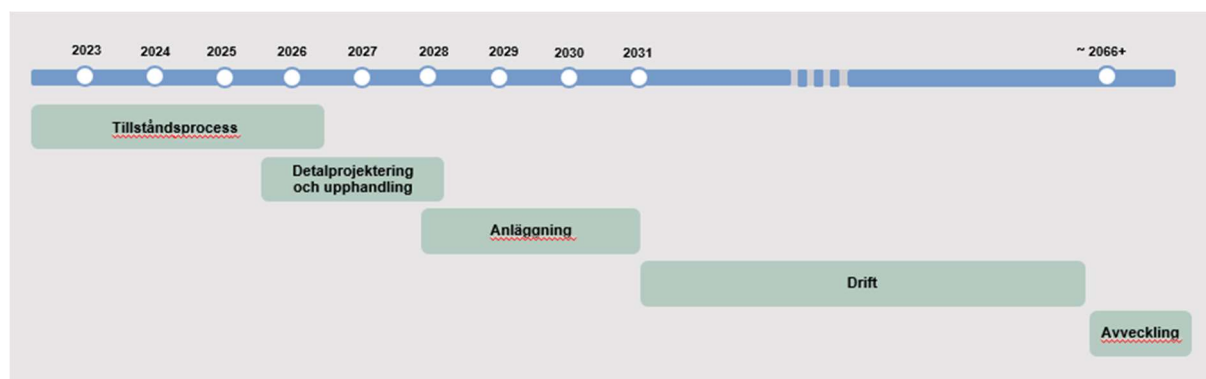
Vanligtvis genomförs anläggningsarbeten till havs under lugna meteorologiska och oceanografiska förhållanden som är vanliga under sommarmånaderna, även om vissa aktiviteter kan utföras under hela året. Vissa aktiviteter kan genomföras samtidigt, medan andra är beroende av att tidigare aktiviteter är avslutade.

I Tabell 8.1 finns en uppskattad tidsram för installationen av olika anläggningskomponenter. Arbetet kommer att genomföras både dag- och nattetid, och tidsestimeringarna inkluderar extra tid för eventuella avbrott på grund av dåligt väder. Det förekommer oftast längre avbrott under vinterhalvåret jämfört med sommarhalvåret. Tidsestimeringarna varierar främst beroende på antalet vindkraftverk och fundament samt kabellängden.

Det är mest effektivt och önskvärt att slutföra en aktivitet under en enda säsong utan att behöva demontera fartygen för att senare mobilisera dem igen. Dock kan det krävas två säsonger för att avsluta en aktivitet om den måste avbrytas på grund av tidsrestriktioner för det lokala djurlivet.

Den totala byggfasen kommer att genomföras så tidseffektivt som möjligt och förväntas sträcka sig över en till maximalt tre säsonger. Arbetet med exportkablarna kan normalt sett påbörjas strax före arbetet med själva vindkraftsparken och förväntas ta cirka 2-3 månader.

Under byggfasen kommer vissa områden att vara föremål för restriktioner för obehörig trafik av säkerhetsskäl. Dessa restriktioner gäller de områden där byggarbete pågår och runt de fartyg som är aktiva.



Figur 8.1-Byggplan

Tabell 8.1-Antal månader för byggnation av olika delar av vindkraftparken. Tidsintervallen inkluderar inte uppehåll för tidsrestriktioner knutet till djurliv i området

Anläggningsaktivitet	Uppskattad varaktighet (Månader)
Havsbaserad transformatorstation	3-4
Fundament	8-12
Sjökablar	7-10
Vindkraftverk	6-10
Total varaktighet	24-36

9 Drift och underhåll

Drift- och underhållsfasen kommer att påbörjas omedelbart efter att installationen är avslutad och vindkraftparken har tagits i drift. För närvarande beräknas livslängden vara mellan 35 - 40 år. En övergripande strategi för drift och underhåll kommer att fastställas när de tekniska specifikationerna är klara, inklusive den slutliga layouten för projektet.

Underhållsarbeten kommer att delas upp i två huvudkategorier: förebyggande och avhjälpande underhåll. Förebyggande underhåll utförs enligt schemalagda serviceintervaller, medan avhjälpande underhåll omfattar oväntade reparationer, komponentbyten, eftermodifieringskampanjer och akuta haverier. Kritiska komponenter kommer att övervakas på distans, och avvikelser kan identifieras i ett tidigt skede för att vidta förebyggande åtgärder istället för mer kostsamma avhjälpande åtgärder.

Den övergripande strategin för drift och underhåll kan bero på besättningstransportfartyg (CTV) och försörjningsfartyg för att tillhandahålla drift- och underhållstjänster inom vindkraftparken. En indikativ lista över havsbaserade drift- och underhållskategorier och föreslagna aktiviteter är bifogad nedan:

- Sjökablar – åtgärder för reparation eller utbyte
 - Vid behov, installation av ytterligare kabel
 - Byte av kabel
 - Inspektion av kabel
 - Nedgrävning av kabel och läggning av kabelskydd
 - Återfyllning efter nedgrävning av kabel
 - Reparation av kabel
 - Vindkraftverk
- Årligt underhåll av vindkraftverk
 - Felsökning på vindkraftverk
 - Reparation av vindkraftverk
 - Inspektion av rotorblad
 - Reparation av rotorblad och nav
 - Byte av rotorblad
 - Reparation av övergångsdel
 - Underhåll av övergångsdel
 - Byte av transformator
 - Reparation och byte av växellåda
 - Byte av generator
 - Byte av anod eller annat korrosionsskydd

- Avlägsnande av fågelspillning
 - Utbyte av åtkomststege
 - Måleri och reparationer
 - Rensning av J-rör och stege
- Underhåll av havsbaserad transformatorstation
 - Årligt underhåll
 - Utbyte av större komponenter
 - Regelbundet underhåll/felsökning
 - Målning
 - Borttagning av fågelspillning
 - Inspektion och vid behov utbyte av korrosionsskydd
 - Utbyte av åtkomststege
 - Rengöring av stege
 - Underhåll av J-rör
 - Allmänt underhållsarbete
 - Utbyte av högspänningsbrytare
- Andra åtgärder
 - Drönare för inspektion och drönare för transport
 - Undervattensrobotar (ROV) eller dykare för inspektioner och undervattensarbete
 - Undersökning av sjöbotten
 - Underhåll av erosionsskydd
 - Rengöring av marin tillväxt på strukturer (till exempel högtryckstvätt)
 - Åtgärder för att avskräcka fåglar från strukturerna

10 Avveckling av Vindkraftparken

När vindkraftparken närmar sig slutet av sin operativa livslängd förväntas fullständig borttagning av alla strukturer ovanför havsbotten. Beslutet om att ta bort den nedre konstruktionsdelen av fundamenten närmast och under havsbotten, liksom erosionsskyddet runt fundamenten, kommer att fattas närmare tiden för avveckling. Avvecklingsprocessen förväntas följa den omvända ordningen av byggnadsfasen och involvera liknande typer av fartyg och utrustning. När tidpunkten för avveckling närmar sig kan en bedömning visa att borttagning skulle ha en större miljöpåverkan än att lämna vissa komponenter på plats. I sådana fall kan specifika delar av anläggningen övervägas att lämnas kvar enligt en överenskommen avvecklingsplan.

En avvecklingsplan föreslås lämnas in till tillsynsmyndigheten före verksamhetens nedläggning. Marknaden för avveckling av havsbaserade vindkraftparker är fortfarande relativt ny och förväntas mogna över tid. Med ökad erfarenhet och mognad på marknaden kommer effektivare fartyg att utvecklas, och det förväntas även framsteg inom återvinning av material.

DWO har uppskattat andelen återvinningsbart material för vindkraftverk, turbinblad, torn, fundament och intern- och exportkablar enligt nedan. Där uppskattningen inte är 100 %, strävar vi efter att uppnå full återvinning och återanvändning genom teknikutveckling. Även om möjligheterna till återvinning i dagsläget är begränsade förväntas återvinningstekniken utvecklas i framtiden och återvinning kommer att prioriteras i linje med avfallshierarkin där det är möjligt.

- Turbin (material: Stål, koppar, neodym, järn, glasfiber, aluminium och smörjolja) - 96 % återvinning och/eller återanvändning.
- Turbinblad (material: Kolfiber, glasfiber, epoksy, balsaträ, stål og polystyren) - 95 % återvinning och 5 % återanvändning.
- Turbintorn (material: Stål) - 100 % återvinning.
- Fundament (material: Stål)- 100 % återvinning.
- Intern- och exportkablar (material: Koppar, aluminium och isolering)- 95 % återvinning.

För att identifiera effektiva åtgärder för resursanvändning har vi analyserat användningen av material i Olof Skötkonung projektet. Stål är det största materialet och utgör 86 % av projektets massa, följt av järn (5 %), koppar (2 %) och glasfiber (1 %). Dessa material är prioriterade i vår strategi för återvinning och återanvändning.

Referenser

Diederichs, A., Pehlke, H., Nehls, G., Bellmann, M., Gerke, P., Oldeland, J., Grunau, C., Witte, S., & Rose, A. (2014). Entwicklung und Erprobung des Großen Blasenschleiers zur Minderung der Hydroschallemissionen bei Offshore-Rammarbeiten. Schlussbericht.

Nyqvist, D., Durif, C., Johnsen, M. G., De Jong, K., Forland, T. N., & Sivle, L. D. (2020). Electric and magnetic senses in marine animals, and potential behavioral effects of electromagnetic surveys. *Marine Environmental Research*, 155, 104888. <https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2020.104888>

Tsouvalas, A. (2020). Underwater noise emission due to offshore pile installation: A review. *Energies*, 13, 3037. <https://doi.org/10.3390/en13123037>

Verfuß, T. (2014). Noise mitigation systems and low-noise installation technologies. In Federal Maritime and Hydrographic Agency & Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Eds.), *Ecological Research at the Offshore Windfarm alpha ventus*. Springer Spektrum, Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-02462-8_16

All images courtesy of their respective photographers