



Teknisk beskrivning Skåne Havsvindpark

Revision **5**
Datum **2021-09-10**
Författare **Kajsa Palmqvist**
Granskare **Karin Skantze**
Godkänt **Karin Skantze**
Beskrivning **Teknisk beskrivning för Skåne Havsvindpark**
Dokument ID **07033893_A**

Revision history (client review)

Revision	Datum	Författare	Granskare	Godkänt	Beskrivning
1	2021-05-21	Kajsa Palmqvist	Karin Skantze	Karin Skantze	Teknisk beskrivning för Skåne Havsvindpark
2	2021-06-16	Kajsa Palmqvist	Alistér Sillars, Karin Skantze	Karin Skantze	Uppdaterad teknisk beskrivning för Skåne Havsvindpark
3	2021-07-09	Kajsa Palmqvist	Karin Skantze	Karin Skantze	Uppdaterad teknisk beskrivning för Skåne Havsvindpark
4	2021-08-20	Kajsa Palmqvist	Karin Skantze	Karin Skantze	Uppdaterad teknisk beskrivning för Skåne Havsvindpark
5	2021-09-10	Kajsa Palmqvist	Karin Skantze	Karin Skantze	Uppdaterad teknisk beskrivning för Skåne Havsvindpark

Ørsted A/S
Kraftværksvej 53
DK-7000 Fredericia
Denmark
www.oredsted.com

Innehållsförteckning

1	Inledning	8
1.1	Ørsted	8
1.2	Administrativa uppgifter	8
1.3	Teknisk beskrivning inom givna ramar	8
2	Omfattning och utformning	8
2.1	Lokalisering	8
2.2	Övergripande systembeskrivning	9
2.3	Storlek och layout för vindkraftparken	10
3	Design och teknik	12
3.1	Vindkraftverk	12
3.2	Mät-, övervaknings- och kommunikationstorn	13
3.3	Plattformer till havs	14
3.3.1	Transformatorstationer	15
3.3.2	Omriktarstationer	17
3.3.3	Plattform för logistik och logi	18
3.4	Fundament	19
3.4.1	Monopilefundament	19
3.4.2	Fackverksfundament	20
3.4.3	Sugkassunfundament	21
3.4.4	Gravitationsfundament	23
3.4.5	Erosionsskydd	24
3.5	Undervattenskablar	25
3.5.1	Uppsamlingskablar	26
3.5.2	Redundanskablar	26
3.5.3	Kommunikationskablar	27
3.5.4	Skydd för undervattenskablar	27
3.5.5	Kabelkorsningar med existerande ledningar	28
3.6	Isbildning på blad och fundament	29
3.7	Hinderbelysning och markering	29

4	Planerade arbeten	29
4.1	Undersökningar	29
4.2	Anläggningsskede	30
4.2.1	Säkerhetszoner, hinderbelysning och markeringar	30
4.2.2	Installation av fundament.....	30
4.2.3	Installation av vindkraftverk	34
4.2.4	Installation av plattformar.....	35
4.2.5	Installation av undervattenskablar	35
4.2.6	Logistik.....	39
4.2.7	Övergripande tidsplan för anläggningsskede	40
4.2.8	Idriftsättning av vindkraftparken.....	41
4.3	Driftskede.....	41
4.3.1	Säkerhetszoner, hinderbelysning och markeringar	41
4.3.2	Underhåll av vindkraftverk	41
4.3.3	Underhåll av plattformar	42
4.3.4	Underhåll av undervattenskablar	42
4.3.5	Logistik.....	43
4.3.6	Avfall och kemikalier	44
4.3.7	Utsläpp av vatten	44
4.4	Avvecklingsskede	44

Tabellförteckning

Tabellnummer	Titel	Sida
Tabell 2.1	Koordinater för hörnpunkter till Skåne Havsvindpark (koordinatsystem ETRS89 UTM 33N).	9
Tabell 2.2	Antal vindkraftverk, transformatorstationer och plattformar i exempellayout Max och exempellayout Rådande Teknik.	11
Tabell 3.1	Maximala tekniska parametrar för vindkraftverken i	13
Tabell 3.2	Maximala tekniska parametrar för mindre och större transformatorstationer inom vindkraftparken. Plattformen för logi eller logistik har samma dimensioner som den mindre transformatorstationen och omriktarstationen har samma dimensioner som den större transformatorstationen.	17
Tabell 3.3	Maximala tekniska parametrar för monopilefundament inom vindkraftparken.	20
Tabell 3.4	Maximala tekniska parametrar för fackverksfundament inom vindkraftparken.	21
Tabell 3.5	Maximala tekniska parametrar för mono- och sugkassunfundament till vindkraftverk.	23
Tabell 3.6	Maximala tekniska parametrar för mono- och sugkassunfundament till plattformar.	23
Tabell 3.7	Maximala tekniska parametrar för gravitationsfundament.	24
Tabell 3.8	Maximal volym sten för de olika fundamenten för erosionsskydd.	25
Tabell 3.9	Maximal yta per de olika fundamenten för erosionsskyddets utbredning.	25
Tabell 3.10	Maximala tekniska parametrar för de uppsamlade elkablarna.	26
Tabell 3.11	Maximala parametrar för redundanskablar mellan vindkraftverken-	27
Tabell 4.1	Maximala parametrar för borming-/muddringsvolym för de olika fundamenten. Volymerna är för installation av ett fundament.	33
Tabell 4.2	Maximalt antal fartyg som är i vindkraftparken samtidigt, samt det totala antalet tur- och returesor till vindkraftparken för de fundament, vindkraftverk och plattformar som installeras.	39
Tabell 4.3	Maximalt antal fartyg som är i vindkraftparken samtidigt samt det totala antalet tur- och returesor till vindkraftparken för installation av undervattenskablarna.	40
Tabell 4.4	Övergripande tidplan för Skåne Havsvindpark.	40
Tabell 4.5	Årliga maximala logistiska aktiviteter under driften av Skåne Havsvindpark. En logistisk aktivitet innefattar en tur och retur resa till	44

Figurförteckning

Figurnummer	Titel	Sida
Figur 2.1	Lokalisering av Skåne Havsvindpark	9
Figur 2.2	Exempellayout Max för Skåne Havsvindpark med 125 vindkraftverk, fyra mindre transformatorstationer, en omriktarstation samt en plattform för logi eller logistik.	10
Figur 2.3	Exempellayout Rådande Teknik för Skåne Havsvindpark med 100 vindkraftverk och en större transformatorstation.	11
Figur 3.1	Schematisk bild av vindkraftverk	12
Figur 3.2	Schematisk bild av mät-, övervaknings- och kommunikationstorn	14
Figur 3.3	Exempel på transformatorstation (vänster) och plattform för logi (höger) vid vindkraftparken Horns Rev 2. Plattformen för logi är förankrad till havsbotten med ett monopilefundament och transformatorstationen med ett fackverksfundament.	15
Figur 3.4	Schematisk bild på en liten transformatorstation och en plattform för logi eller logistik (se avsnitt 3.3.3).	16
Figur 3.5	Schematisk bild på en liten transformatorstation och en plattform för logi eller logistik (se avsnitt 3.3.3).	18
Figur 3.6	Monopilefundament med installerat övergångsstycke och tillhörande erosionsskydd på havsbotten (Illustration: Ramboll).	20
Figur 3.7	Fackverksfundament med tillhörande övergångsstycke (Illustration: Ramboll).	21
Figur 3.8	Sugkassunfundament som installeras till havs (Bild: Borkum Riffgrund).	22
Figur 3.9	Gravitationsfundament med tillhörande övergångsstycke och erosionsskydd (Illustration: Ramboll).	24
Figur 3.10	Genomskärning av elkabel.	26
Figur 3.11	Kabelskydd för undervattenskablar inom den planerade vindkraftparken.	27
Figur 3.12	Kabelkorsning av undervattenskabel med existerande ledningar.	28
Figur 4.1	Anläggning av vindkraftverk med ett 'jack-up' fartyg.	35
Figur 4.2	Nedläggning av undervattenskabel.	37
Figur 4.3	Exempel på hur nedgrävning av undervattenskablarna kan se om undervattenskabeln har lagts ut i ett tidigare skede.	38
Figur 4.4	Exempel på hur metoden för jetting kan se ut som gräver ned undervattenskabeln.	38
Figur 4.5	När reparationen av undervattenskabeln genomförts på ett fartyg får undervattenskabeln en Ω -form när den läggs ner på havsbotten, då undervattenskabeln blir lite längre, vilket gör att den inte kan ligga på samma ursprungliga plats. Figuren visas undervattenskabeln från ovan ned mot havsbotten.	43

Vokabulär

Term	Definition
BPA	Bisfenol-A
EEZ	Ekonomiska zon
HVAC	Högspänd växelström
HVDC	Högspänd likström
IALA	The International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities
ICPC	International Cable Protection Committee
ROV	Fjärrstyrda undervattensfarkost
Ufs	Underrättelser för sjöfarande
UXO	Oexploderad ammunition

1 Inledning

1.1 Ørsted

Skåne Offshore Windfarm AB (nedan Bolaget) är ett dotterbolag till Ørsted Wind Power A/S (nedan Ørsted). Ørsted är ett danskt företag som är världsledande inom utveckling och drift av havsbaserad vindkraft. Företaget har idag 7,2 gigawatt (GW) installerad effekt fördelat på 21 vindkraftparker. Ørsted har lång erfarenhet av både utveckling, konstruktion, anläggning, drift och ägande av vindkraftparker. Ørsteds första vindkraftpark, Vindeby utanför Lolland i Danmark, var en av de första havsbaserade vindkraftsparkerna i världen. Vindeby togs i drift 1991 och har nu avvecklats efter mer än 25 års drift och samlade erfarenheter.

1.2 Administrativa uppgifter

Sökanden	Skåne Offshore Windfarm AB Skomakaregatan 6-8, SE-211 34 Malmö
Kontaktperson	Tina Tamm Bendixen
Telefon	+45 99 55 80 96
Juridiskt ombud	Fröberg & Lundholm Advokatbyrå AB Kungsgatan 44, 111 35 Stockholm

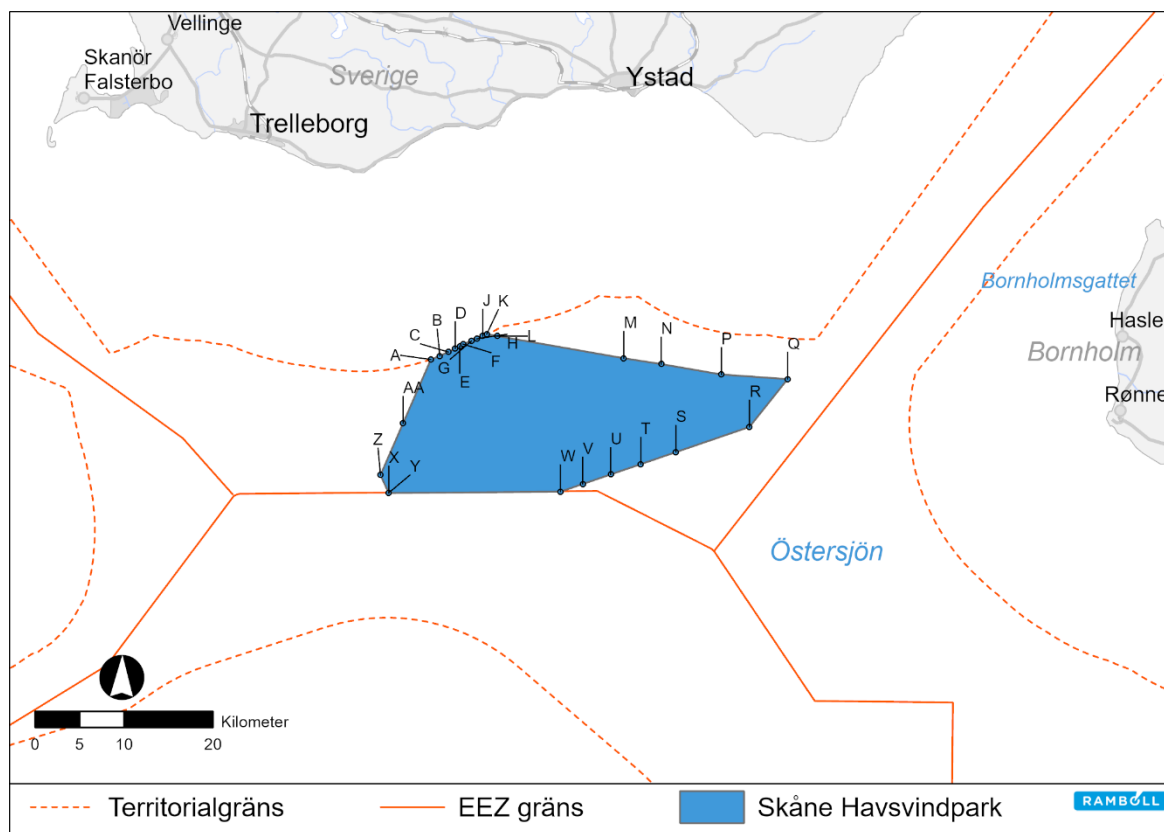
1.3 Teknisk beskrivning inom givna ramar

Den tekniska utvecklingen för vindkraftverk till havs går idag mycket snabbt framåt och tillståndprocesserna är långa. Därför är det av yttersta vikt för bolaget att kunna ange de tekniska förutsättningarna för anläggning och drift inom givna ramar istället för en teknik fastslagen i detalj. Att kunna använda aktuell och bästa tillgängliga teknik vid den tidpunkt då tillståndet meddelas är av största vikt för att skapa en effektiv och hållbar anläggning med så stor positiv effekt som möjligt på klimat, ekonomi och miljö. Bedömning av miljökonsekvenserna kommer dock alltid att utgå från den i ansökan angivna tekniken och utformningen av vindkraftparken, med tillhörande internkablar, som kan ge den största potentiella påverkan på miljön.

2 Omfattning och utformning

2.1 Lokalisering

Skåne Havsvindpark planeras i Sveriges ekonomiska zon (EEZ) cirka 22 km söder om Skånes kust, se Figur 2.1. Projektområdet avgränsas av hörnpunkter med koordinater som redovisas i Tabell 2.1. Koordinatsystemet är ETRS89 UTM33N.



Figur 2.1 Lokalisering av Skåne Havsvindpark.

Tabell 2.1 Koordinater för hörnpunkter till Skåne Havsvindpark (koordinatsystem ETRS89 UTM 33N).

Projektområde					
Punkt	Öst	Nord	Punkt	Öst	Nord
A	403698	6112598	P	436340	6110914
B	404707	6113002	Q	443784	6110395
C	405663	6113440	R	439492	6105019
D	406423	6113829	S	431235	6102192
E	406937	6114112	T	427287	6100842
F	407307	6114325	U	423906	6099685
G	408264	6114679	V	420768	6098612
H	408861	6114926	W	418256	6097752
J	409525	6115224	X	398960	6097595
K	409974	6115441	Y	398954	6097610
L	411136	6115238	Z	398038	6099620
M	425369	6112742	AA	400571	6105426
N	429582	6112085			

2.2 Övergripande systembeskrivning

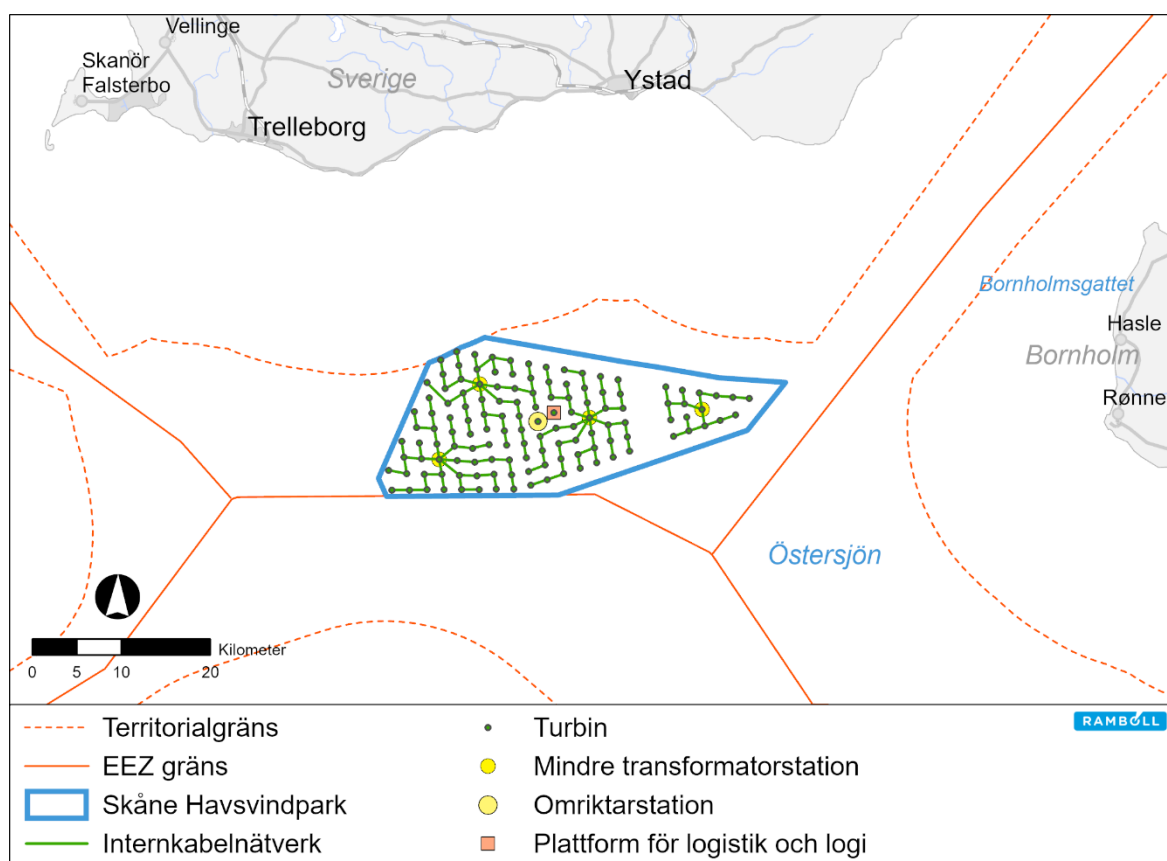
Inom vindkraftparken kommer det att finnas vindkraftverk och olika sorters plattformar som till exempel transformatorstation samt eventuellt omriktarstation och plattform för logi eller logistik. De olika komponenterna av vindkraftparken kommer att kopplas samman med undervattenskablar. Från

vindkraftparken kommer exportkablar att anläggas på havsbotten till en nätanslutningspunkt. Exportkablar prövas i särskild ordning och omfattas inte av denna ansökan eftersom Affärsverket svenska kraftnät dels inte tilldelat någon anslutningspunkt och dels kan komma att få i uppdrag att bygga ut transmissionsnätet (stamnätet) till områden inom Sveriges sjöterritorium.

2.3 Storlek och layout för vindkraftparken

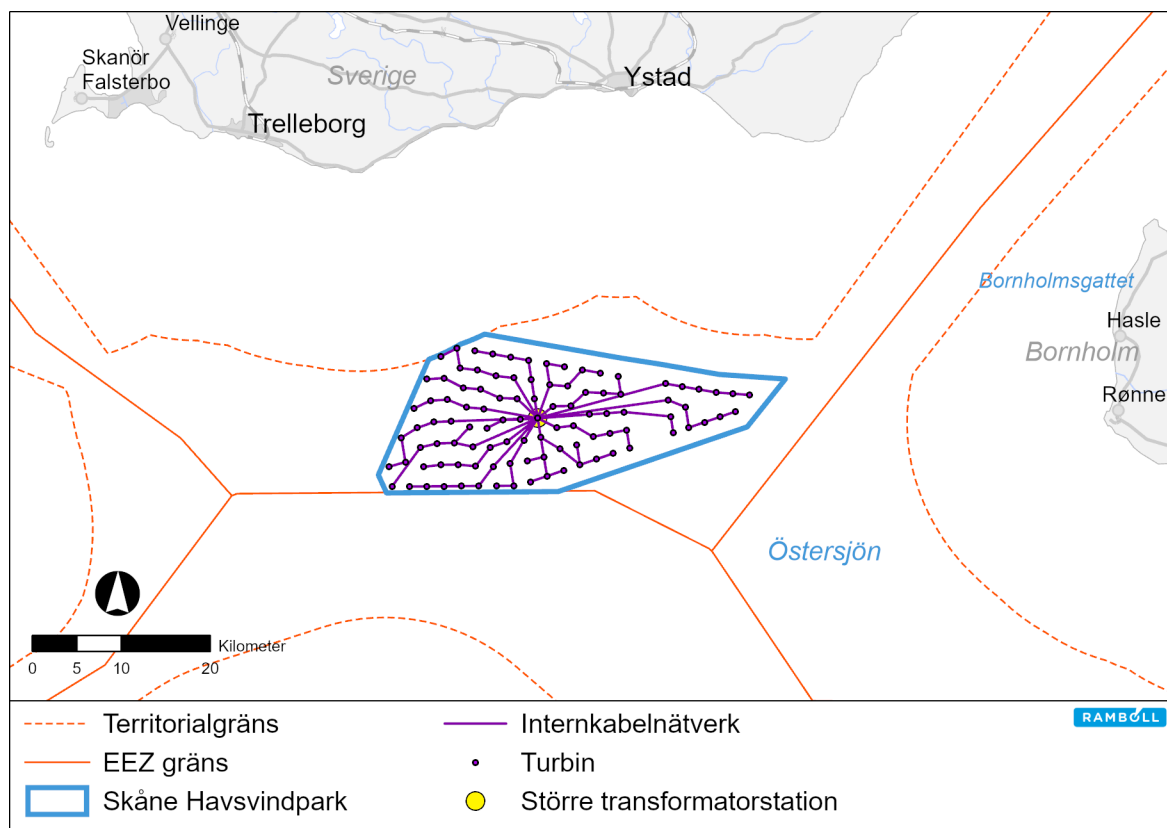
Vindkraftparkens område visas i Figur 2.2 och har en total yta om cirka 533 km². Vid installation av maximalt 125 vindkraftverk blir den installerad effekten i parken cirka 1 500 megawatt (MW).

Vart vindkraftverken placeras kommer bland annat att bero på bottenförhållandena inom vindkraftparken. För att inte vindkraftverken ska orsaka lä för angränsande vindkraftverk, placeras de på ett avstånd mellan varandra på omkring fyra till fem gånger diametern för rotorbladen. Det minsta avståndet mellan de olika vindkraftverken och plattformarna till havs är planerat till 1000 m.



Figur 2.2 Exempellayout Max för Skåne Havsvindpark med 125 vindkraftverk, fyra mindre transformatorstationer, en omriktarstation samt en plattform för logi eller logistik.

Figur 2.2 visar en exempellayout Max för Skåne Havsvindpark med 125 vindkraftverk, fyra mindre transformatorstationer, en omriktarstation samt en plattform för logi eller logistik. Denna exempellayout är den maximalt största layouten och utformningen av den planerade vindkraftparken. På motsvarande sätt visas exempellayout Rådande Teknik med 100 vindkraftverk och en större transformatorstation i Figur 2.3. Denna exempellayout består av den teknik och utformning av havsbaserade vindkraftparker som installeras i dagsläget (2021).



Figur 2.3 Exempellayout Rådande Teknik för Skåne Havsvindpark med 100 vindkraftverk och en större transformatorstation.

Det största permanenta fotavtrycket (yta på botten som tas i anspråk) på havsbotten för exempellayout Max för fundamenten till vindkraftverken (sugkassunfundament) och tillhörande komponenter så som exempelvis olika plattformar, erosionsskydd, kabelkorsningar och skydd för undervattenskablar är 2,7 km² eller 0,5 % av vindkraftparkens totala yta. Exempellayout Rådande Teknik ger ett permanent fotavtryck på havsbotten inom vindkraftparken på 1,7 km² eller 0,3 % av vindkraftparkens yta, vid användning av monopilefundament. Tabell 2.2 visar specifikationerna för antal vindkraftverk och plattformar till havs för de två olika exempellayouterna för vindkraftparken, se också Figur 2.2 och Figur 2.3.

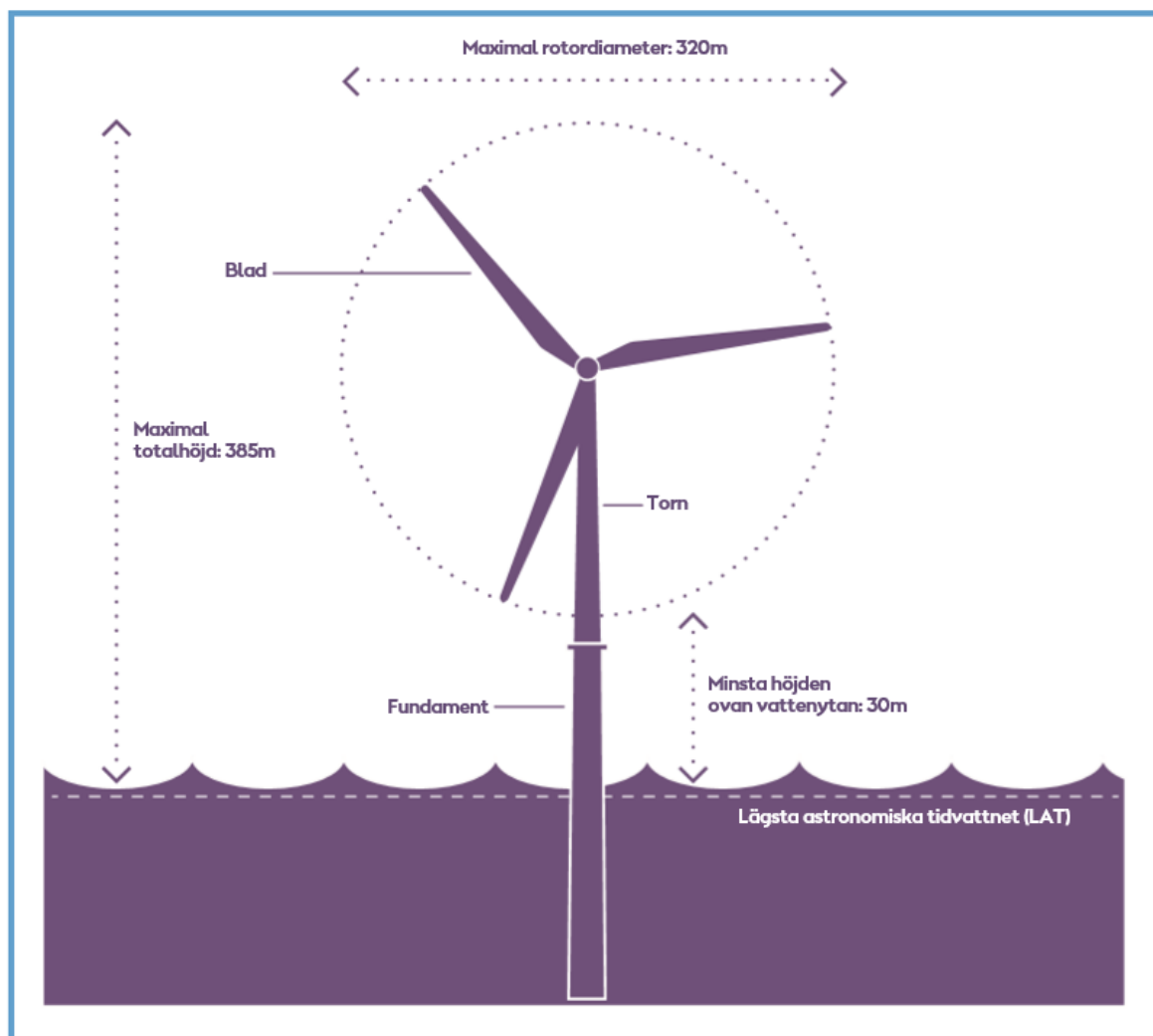
Tabell 2.2 Antal vindkraftverk, transformatorstationer och plattformar i exempellayout Max och exempellayout Rådande Teknik.

	Vindkraftverk	Mindre transformatorstation	Större transformatorstation/ omriktarstation	Plattform för logi och logistik
Exempellayout Max	125	4	1	1
Exempellayout Rådande Teknik	100	-	1	-

3 Design och teknik

3.1 Vindkraftverk

Vindkraftverken kommer att vara av traditionell utformning med tre blad och en horisontell rotoraxel. Bladen ansluts till ett centralt nav och bildar en rotor som vrids en axel ansluten till en generator, eller en växellåda om varvtalet till generatoren behöver kunna justeras. Generatoren, och eventuellt växellådan, placeras i ett maskinhus som också kallas nacelle. Nacellen sitter på ett torn som i sin tur sitter på ett övergångsstycke på fundamentet, eller direkt på fundamentet. Nacellen roterar på den vertikala axeln för att möta den motgående vindriktningen. Kanterna på rotorbladen har typiskt ett skydd som minimerar erosion och förlänger dess livslängd. En schematisk bild av ett vindkraftverk visas i Figur 3.1.



Figur 3.1 Schematisk bild av vindkraftverk.

Det slutliga valet av vindkraftverk kommer att anpassas till den tekniska utvecklingen som sker inom vindkraftsindustrin, inom de parametrarna som anges i Tabell 3.1. Tabell 3.1 visar parametrarna för vindkraftparken i exempellayout Max och exempellayout Rådande Teknik.

Tabell 3.1 Maximala tekniska parametrar för vindkraftverken i exempellayout Max och exempellayout Rådande Teknik.

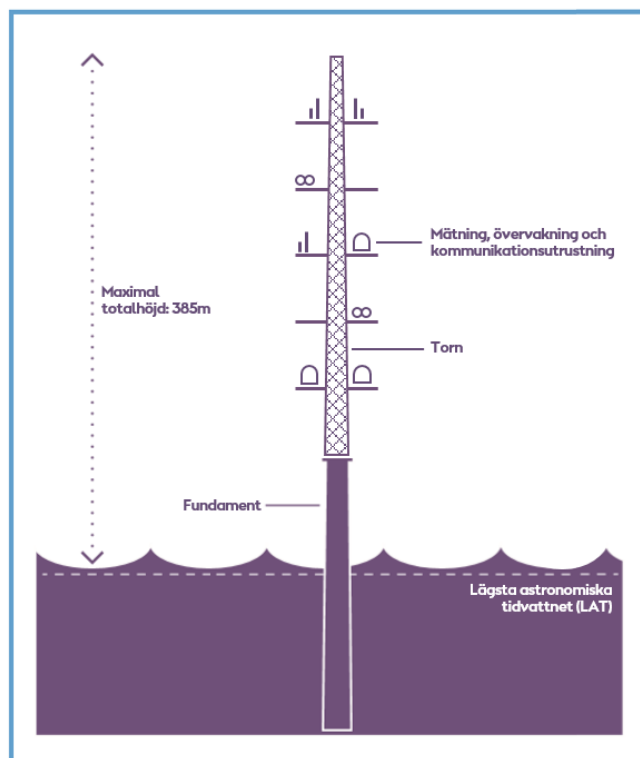
	Exempellayout Max	Exempellayout Rådande Teknik
Antal vindkraftverk	125	100
Minsta höjd av den lägsta delen av rotorbladet ovan vattenytan	30 m	30 m
Rotordiameter	320 m	240 m
Maximal höjd för rotorblad ovan vattenytan	385 m	270 m

Vindkraftverket genererar kraft när vindhastigheten i navhöjd är mellan 3–5 m/s upp till 25–30 m/s. Kraftutbytet i vindkraftverket ökar med ökad vindhastighet. Vindhastigheten då vindkraftverket producerar sin maximala effekt sker vid vindhastigheter mellan 11–14 m/s vid navhöjd. Vid vindhastigheter över en viss styrka justeras rotorbladen så att vindkraftverket stannar. När vinden minskat och ligger inom intervallet startar vindkraftverket automatiskt igen.

Personal kan komma åt vindkraftverken via ett fartyg, antingen via en landgång från fartygen eller via en plattform monterad på fundamentet eller dess övergångsstycke, se avsnitt 3.4. Vindkraftverken kan även nås med helikopter via en helikopterplatta på nacellen.

3.2 Mät-, övervaknings- och kommunikationstorn

Upp till två av vindkraftverken kan bytas ut mot mät-, övervaknings- och kommunikationstorn, se schematisk bild i Figur 3.2. Syftet med dessa torn är att kunna övervaka olika förhållanden, som till exempel vind, i och kring vindkraftparken som eventuella kan påverka vindkraftverken. Övervakningsutrustning kan också placeras på fundamentet. Den maximala totalhöjden för dessa torn kommer inte att överstiga den maximala höjden för vindkraftverken på 385 m.



Figur 3.2 Schematisk bild av mät-, övervaknings- och kommunikationstorn.

3.3 Plattformer till havs

Inom den planerade vindkraftparken kommer en till flera olika plattformar att anläggas. Dessa plattformar kan antingen innehålla den utrustning som krävs för att hantera den el som genereras inom vindkraftparken eller användas för logi eller logistik, som en del av det underhåll som sker under drift av vindkraftparken. Figur 3.3 visar ett exempel på hur dessa plattformar kan se ut.



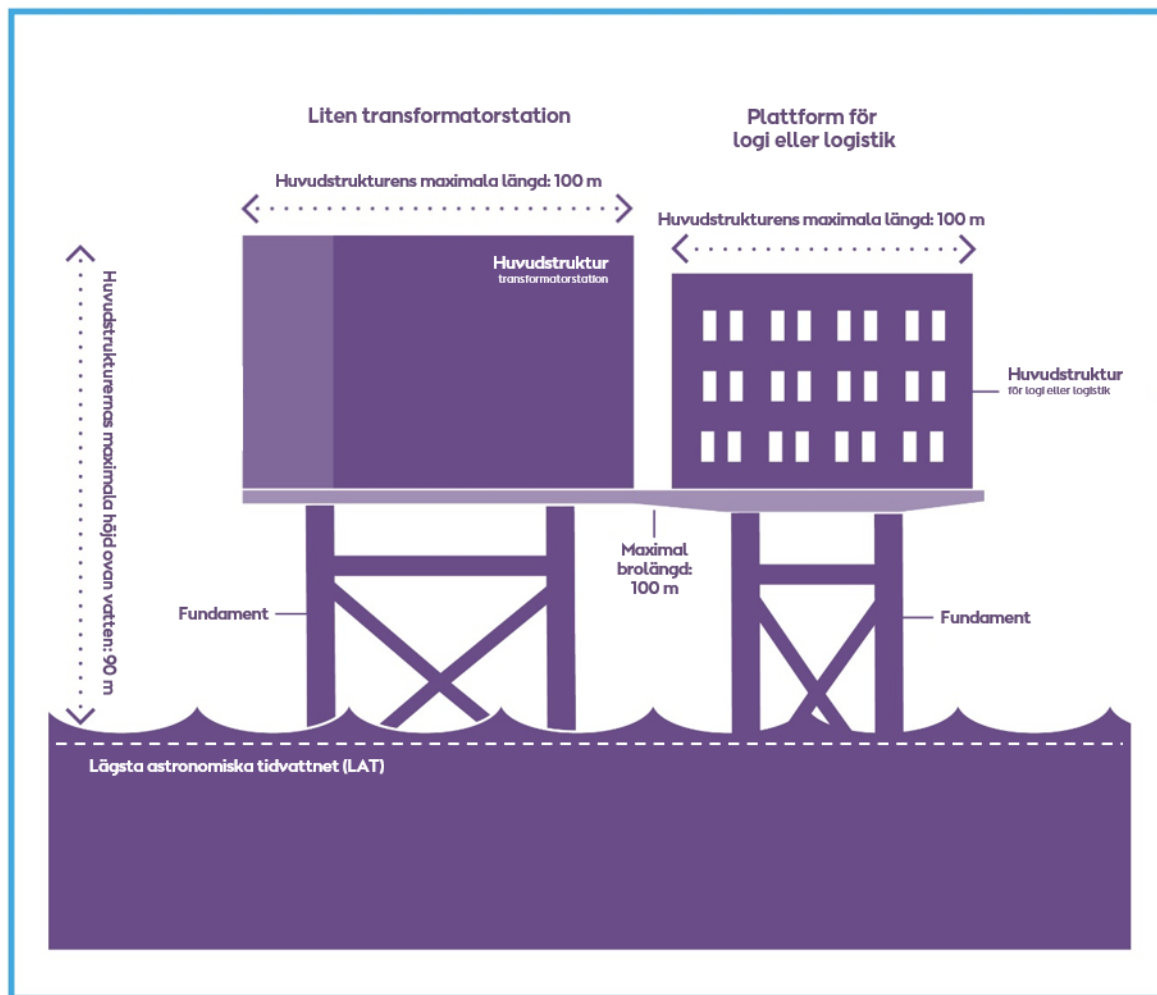
Figur 3.3 Exempel på transformatorstation (vänster) och plattform för logi (höger) vid vindkraftparken Horns Rev 2. Plattformen för logi är förankrad till havsbotten med ett monopilefundament och transformatorstationen med ett fackverksfundament.

Plattformarna består av moduler med ett eller flera däck, och eventuellt en helikopterplattform, förankrade till havsbotten med fundament. Helikopterplattformen kan installeras med system som detekterar fåglar och skrämmer iväg dem för att förhindra att fågelguano ansamlas på helikopterplattan. Utöver den utrustning som krävs för att plattformen ska utföra sin primära funktion kan ytterligare mät-, övervaknings- och kommunikationsutrustning installeras på plattformen och/eller på fundamentet.

Plattformarnas placering inom projektområdet kommer att bestämmas i ett senare skede. Placeringen anpassas efter bottenförhållanden, behov av kabeldragning med mera.

3.3.1 Transformatorstationer

Transformatorstationer till havs behövs vid överföring av HVAC (högspänd växelström) och kan även komma att behövas vid överföring av HVDC (högspänd likström), och då i kombination med en omriktarstation, se avsnitt 3.3.2. Upp till fyra separata transformatorstationer kan komma att behövas i projektområdet, alternativt en enda större transformatorstation istället för flera mindre stationer utspridda över vindkraftparken. Figur 3.4 visar en schematisk figur över en liten transformatorstation samt en plattform för logi eller logistik (se avsnitt 3.3.3).



Figur 3.4 Schematisk bild på en liten transformatorstation och en plattform för logi eller logistik (se avsnitt 3.3.3).

Transformatorstationen innehåller utrustning som krävs för att växla och omvandla el som genereras vid vindkraftgeneratorerna till en högre spänningsnivå. Högspänningsutrustningen i transformatorstationen förväntas vara upptill 420 kV.

Transformatorstationen är prefabricerad och monteras på fundamentet i moduler. I vissa fall kan det vara fördelaktigt att samlokalisera en transformatorstation med ett vindkraftverk och på så sätt dela på ett och samma fundament. Det kan också vara fördelaktigt att placera flera transformatorstationer, eller en plattform för logi eller logistik, bredvid varandra så att de går att komma åt varandra via en bro, se Figur 3.4. Den sammanlänkande bron är upptill 100 m lång.

Transformatorstationerna kommer inte att vara bemannade dygnet runt utan kommer att besökas regelbundet för underhåll och reparationer av personal.

Tabell 3.2 visar de maximala tekniska parametrarna för fyra mindre eller en större transformatorstation inom vindkraftparken.

Tabell 3.2 Maximala tekniska parametrar för mindre och större transformatorstationer inom vindkraftparken. Plattformen för logi eller logistik har samma dimensioner som den mindre transformatorstationen och omriktarstationen har samma dimensioner som den större transformatorstationen.

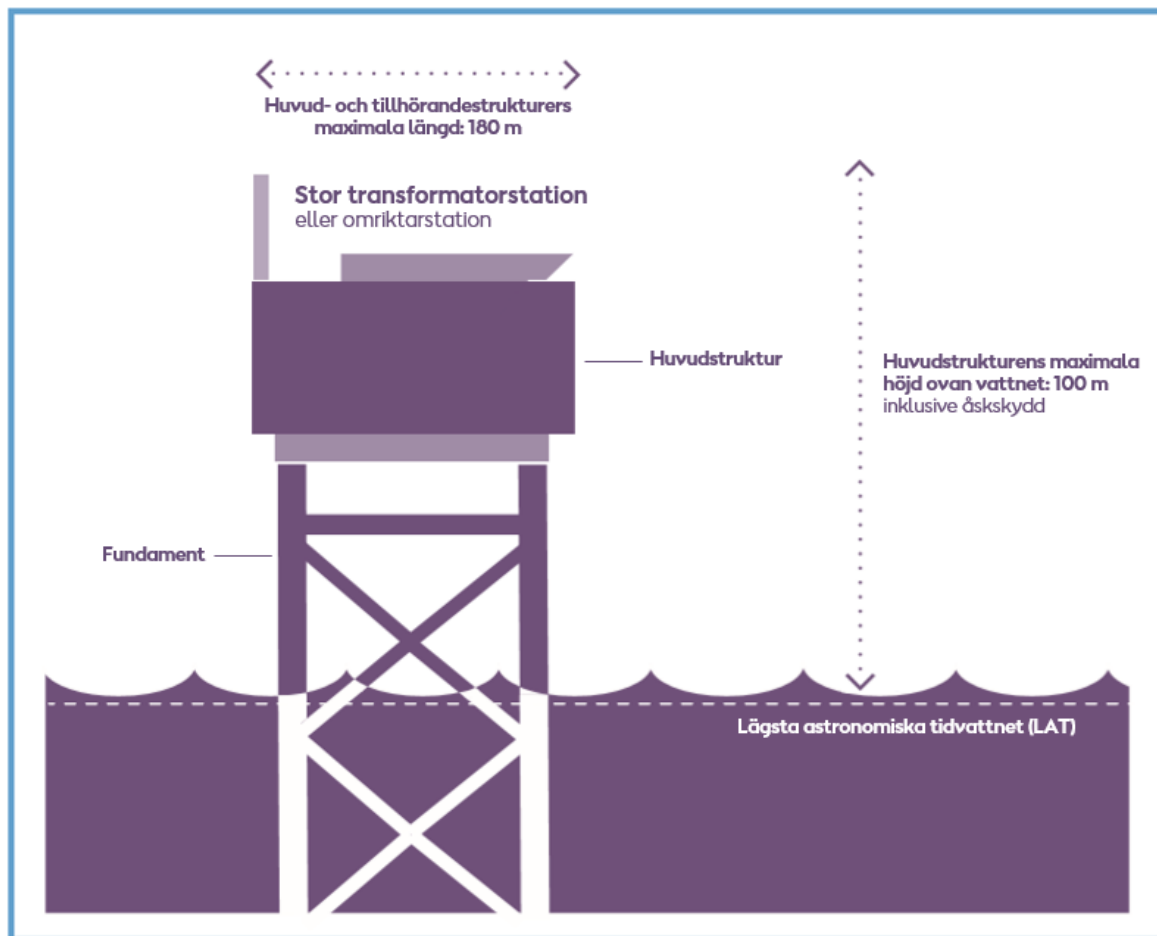
	Mindre transformatorstation	Större transformatorstation
Antal transformatorstationer	4	1
Maximal höjd, huvudstruktur	70 m	80 m
Maximal höjd, huvudstruktur inklusive åsskydd	90 m	100 m
Maximal längd x bredd, huvudstruktur	100 m x 90 m	180 m x 90 m
Maximal brolängd	100 m	100 m

3.3.2 Omriktarstationer

En omriktarstation behövs vid HVDC-överföring för att konvertera trefasväxelström som genereras vid vindkraftverken till likström. Högspänningsutrustning i omriktarstationen förväntas vara upptill 640 kV. Som mest kommer en omriktarstation att behövas inom projektområdet, den kan användas ensam eller i kombination med en transformatorstation.

Omriktarstationen kommer inte att vara bemannade dygnet runt, men kommer att besöka regelbundet för underhåll och reparationer.

Omriktarstationen är prefabricerad och monteras på fundamentet i moduler. Figur 3.5 visar en schematisk bild på en omriktarstation. De maximala parametrarna för omriktarstationen är detsamma som för den större transformatorstationen, se Tabell 3.2.



Figur 3.5 Schematisk bild över en omriktarstation och en stor transformatorstation. Omriktarstationen och den stora transformatorstationen har samma dimensioner. Se avsnitt 3.3.1 för mer information om transformatorstationen.

3.3.3 Plattform för logistik och logi

Utöver den utrustning som krävs för att hantera den el som genereras inom vindkraftparken kan eventuellt en plattform ut i vindkraftparken anläggas med syftet att minska antalet resor och öka effektiviteten vid reparationer då reservdelar och verktyg kan lagras i vindkraftparken. Plattformen kan vara till för både logistik och logi, om personal behöver bo på platsen i ett antal veckor i taget, eller endast för logistik. Transporter till plattformen kommer att ske via fartyg och/eller helikopter. Supportfartyg kan sedan användas för transporter till vindkraftverken och transformatorstationer.

Plattformen för logi eller logistik kommer att innehålla logi, lagringsmöjligheter av utrustning, verkstad- och logistikanläggningar för drift och underhåll av vindkraftverken, anläggningar för drift, underhåll och styrning av transformatorstation.

Plattformen kan komma att anläggas på samma ställe som en transformatorstation. Eventuellt kan en bro anläggas mellan plattformen och transformatorstationen. Ett exempel på en plattform visas i Figur 3.4. De tekniska parametrarna för plattformen för logi eller logistik är samma som för de mindre transformatorstationerna som visas i Tabell 3.2.

3.4 Fundament

Vindkraftverken och plattformarna förankras i havsbotten med fundament. Vilket fundament som kommer att användas i den planerade vindkraftparken beror på de geotekniska förhållanden samt tekniska och kommersiella övervägande.

Fundamenten för vindkraftverken och plattformarna kommer troligen att utgöras av antingen monopilefundament, fackverksfundament, sugkassunfundament eller gravitationsfundament. Det mest sannolika fundamentet som kommer att användas för vindkraftverken är monopilefundament som är den vanligaste fundamenttypen i europeiska vatten.

På fundamenten kommer det installeras utrustning så som stege, kran, J-rör (för att dra undervattenskabeln från havsbotten till vindkraftverket), med mera. Utöver det kan också mät-, övervaknings- och kommunikationsutrustning eventuellt installeras i eller på fundamenten. Den del av fundamentet som sticker upp ut vattnet är ofta målad gul samt markerade enligt gällande regelverk.

För att förhindra oxidation och korrosion av fundamenten används ofta katodiskt skyddande anoder. Dessa offeranoder består av metallstavar som är fästa i och utanpå fundamenten och som är i kontakt med de delar av fundamentet som består av metall. Istället för att metallen som fundamentet utgörs av korroderar är det anoden som förbrukas. Dessa anoder består av aluminium- eller magnesiumlegeringar med <5 % av vikten bestående av andra metaller. Anodens kemiska sammansättning dokumenteras vanligtvis genom analys av varje sats under tillverkningsprocessen.

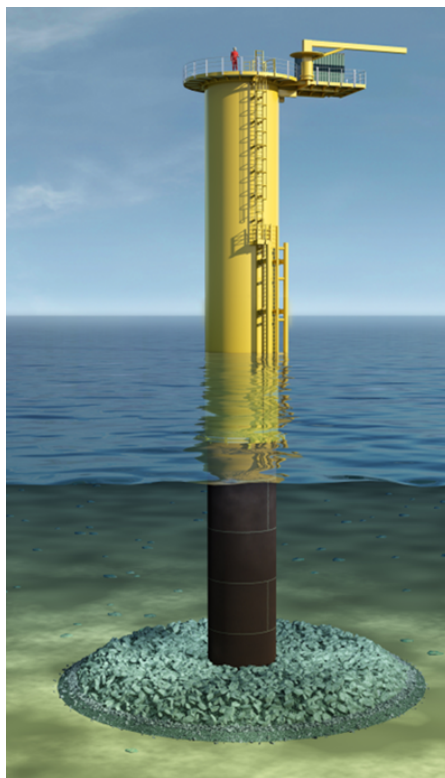
3.4.1 Monopilefundament

Monopilefundament består av en lång ihålig stålcyllinder som drivs ned i havsbotten genom pålning eller borrhning. Hur djupt fundamentet drivs ned i sedimenten beror på bottenförhållandena på platsen. Om sedimenten är lösa kan fundamentet behöva drivas upptill 50 m ned i havsbotten för att uppnå rätt stabilitet.

Om det krävs kan en stålcyllinder, ett så kallad övergångsstycke, fästas som en hylsa över monopilefundamentet. Kopplingen mellan dessa två stålcyllindrar förstärks med en cementblandning. Övergångsstycket kan eventuellt också vara integrerat direkt med monopilefundamentet vilket innebär att den inte krävs någon installation av övergångsstycket, se Figur 3.6. I övergångsstycket installeras tornet till vindkraftverket. Toppen av monopilefundamenten kommer att ha samma diameter som tornet, medan botten kan vara upp till maximalt 18 m i diameter.

Plattform för logi eller logistik och mindre transformatorstationer kan också förankras med monopilefundament, dock inte den större transformatorstationen och omriktarstationen.

Exempel på hur ett monopilefundament kan se ut samt maximala tekniska parametrar visas i Figur 3.6 respektive Tabell 3.3.



Figur 3.6 Monopilefundament med installerat övergångsstycke och tillhörande erosionsskydd på havsbotten (Illustration: Ramboll).

Tabell 3.3 Maximala tekniska parametrar för monopilefundament inom vindkraftparken.

	Vindkraftverk	Mindre transformatorstation/ plattform för logi eller logistik
Antal ben	1	1
Fotavtryck vid havsbotten	Ø 18 m	Ø 18 m
Djup i havsbotten	50 m	50 m
Fotavtryck vid havsytan	Ø 12 m	Ø 12 m
Cementvolym	250 m ³	250 m ³

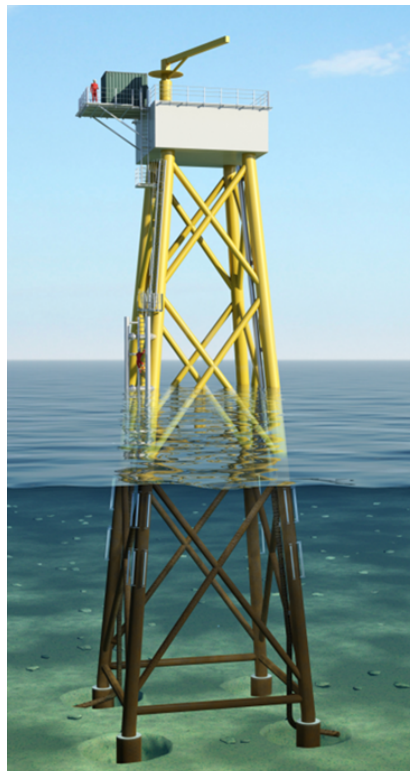
3.4.2 Fackverksfundament

Fackverksfundament består av en nätverkskonstruktion av hopsvetsade stålrör/balkar med flera ben som förankras i havsbotten genom rotfästen. Rotfästena har en mindre diameter än monopilefundamenten, se avsnitt 3.4.1, och pålas ned i havsbotten, före eller att fackverksfundamentet har placerats på havsbotten. Om fackverksfundamentet installeras innan pålningen av rotfästena sker, kan eventuellt geomattor läggas ut för att öka stabiliteten hos fackverksfundamentet innan den har förankrats i havsbotten. Kopplingen mellan rotfästena och fackverksfundamentet förstärks med en cementblandning.

Fackverksfundamentet till vindkraftverken kan ha upp till fyra ben. På toppen av fackverksfundamentet finns ett övergångsstycke där tornet till vindkraftverket installeras. Övergångsstycket och nätverkskonstruktionen är integrerade i fackverksfundamentet vilket gör att ingen separat installation behövs av övergångsstycket.

Plattformer och mindre transformatorstationer kan ha upptill sex ben och större transformatorstationer och omriktarstationer upptill åtta ben. Flera rotfästen kan krävas för varje ben men dock 16 som högst totalt. Den större transformatorstationen och omriktarstationen kan också stödjas av fyra mindre fackverksfundamentet, eller av ett enda större.

Exempel på hur ett fackverksfundament kan se ut samt maximala tekniska parametrar visas i Figur 3.7 respektive Tabell 3.4.



Figur 3.7 Fackverksfundament med tillhörande övergångsstycke (Illustration: Ramboll).

Tabell 3.4 Maximala tekniska parametrar för fackverksfundament inom vindkraftparken.

	Vindkraftverk	Mindre transformatorstation/ plattform för logi eller logistik	Större transformatorstation/ omriktarstation
Antal ben	4	6	8
Avstånd mellan ben	65 m	70 m	100 m
Fotavtryck vid havsbotten	4 x Ø 6 m	16 x Ø 3,5 m	16 x Ø 3,5
Djup i havsbotten	55 m	70 m	70 m
Fotavtryck vid havsytan	25 m x 25 m	70 m x 70 m	100 m x 100 m
Cementvolym	300 m ³	350 m ³	350 m ³

3.4.3 Sugkassunfundament

Vid rätt geotekniska förhållanden kan sugkassunfundament användas som ett alternativ till pålade fundament vilket innebär att ingen borrhning eller pålning krävs vid installationen. Ett sugkassunfundament förankras vid havsbotten genom vakuum. Vakuomet skapas i en behållare, en ihålig stålcyllinder med täckt ovansida, under konstruktionens ben när vattnet pumpas ut från behållaren. Genom vakuomet och

vattentrycket utanför behållaren sugas behållaren ned i sedimentet och förankras i havsbotten. För att säkerställa kontakt med havsbotten kan eventuellt en cementblandning injekteras om det finns någon kvarstående luftspalt i behållaren. Sugkassunfundamentet kan ha mellan 1 och 8 ben vilket innebär att storleken för behållaren där vakuumet skapas kan variera. Sugkassunfundamentet med endast ett ben kallas monosugkassunfundament.

Sugkassunfundament kan antingen ha en nätverkskonstruktion liknande ett fackverksfundament, se Figur 3.8, eller en cylindrisk struktur som liknar ett monopilefundament. På toppen av sugkassunfundament finns ett övergångsstycke där vindkraftverkets torn installeras.

Utöver vindkraftverken kan alla plattformar inom vindkraftparken kan förankras till havsbotten med sugkassunfundament. Tabell 3.5 visar de maximala tekniska parametrarna för vindkraftverken och Tabell 3.6 visar de maximala tekniska parametrarna för plattformarna.



Figur 3.8 Sugkassunfundament som installeras till havs (Bild: Borkum Riffgund).

Tabell 3.5 Maximala tekniska parametrar för mono- och sugkassunfundament till vindkraftverk.

	Vindkraftverk	
	<i>Monosugkassunfundament</i>	<i>Sugkassunfundament</i>
Antal ben	1	4
Avstånd mellan ben	-	65 m
Fotavtryck vid havsbotten	Ø 40 m	4 x Ø 20 m
Djup i havsbotten	25 m	25 m
Fotavtryck vid havsytan	Ø 12 m	25 m x 25 m
Cementvolym	900 m ³	900 m ³

Tabell 3.6 Maximala tekniska parametrar för mono- och sugkassunfundament till plattformar.

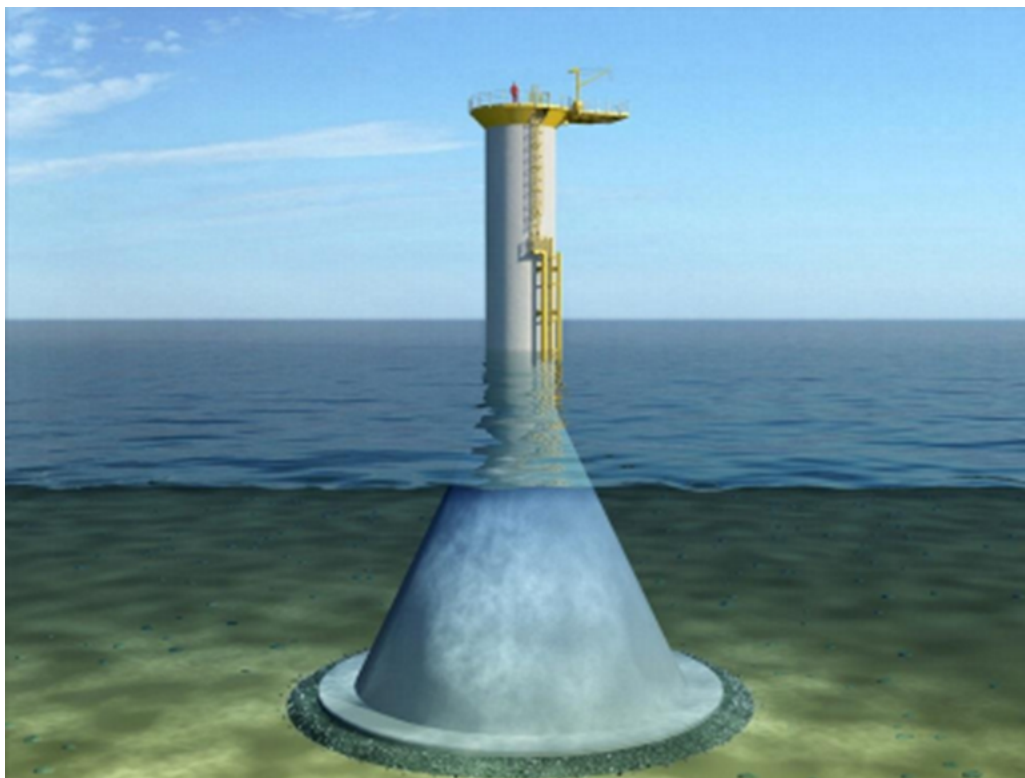
	Mindre transformatorstation/plattform för logi eller logistik		Större transformatorstation/omriktarstation
	<i>Monosugkassunfundament</i>	<i>Sugkassunfundament</i>	<i>Sugkassunfundament</i>
Antal ben	1	6	8
Avstånd mellan ben	-	70 m	100 m
Fotavtryck vid havsbotten	Ø 40 m	6 x Ø 25 m	8 x Ø 30 m
Djup i havsbotten	25 m	25 m	30 m
Fotavtryck vid havsytan	Ø 12 m	70 m x 70 m	100 m x 100 m
Cementvolym	900 m ³	2 100 m ³	4 000 m ³

3.4.4 Gravitationsfundament

Gravitationsbasfundamenten är tunga stål- eller betongkonstruktioner som genom sin tyngd håller vindkraftverket i en upprätt position, se Figur 3.9. Gravitationsbaserna varierar i sin design, men är betydligt bredare vid basen (vid havsbotten), för att ge stöd och stabilitet till strukturen, för att sedan minska i omfång närmare havsytan, se Tabell 3.7.

Gravitationsfundament kräver inte borrhning, dock behöver havsbotten att förberedas innan gravitationsfundamentet installeras för att få en havsbotten som ligger i nivå. Eventuellt läggs en bädd av stenkross på havsbotten innan fundamentet installeras. Fundamentet sänks ner till havsbotten antingen genom att pumpa in vatten eller genom att installera ballast (eller båda) i fundamentet. För att säkerställa att fundamentet har kontakt med havsbotten kan eventuellt en cementblandning användas mellan havsbotten och fundamentet.

För transformatorstationerna kan alternativa gravitationsfundament som kallas 'box-type' eller 'pontoon-type', användas. 'Box-type' har en fyrkantig bas som stöder en stål- eller betongkonstruktion på vilken transformatorstationen installeras. Istället för att ha en enda bas, har en 'pontoon-type' flera baser eller en öppen rektangulär bas som stöder transformatorstationen. Gravitationsfundament av typerna 'box-type' och 'pontoon-type' kommer inte att användas som fundament till de planerade vindkraftverken.



Figur 3.9 Gravitationsfundament med tillhörande övergångstycke och erosionsskydd (Illustration: Ramboll).

Tabell 3.7 Maximala tekniska parametrar för gravitationsfundament.

	Vindkraftverk	Mindre transformatorstation/ plattform för logi eller logistik	Större transformatorstation/ omriktarstation	
			'Pontoon-type'	'Box-type'
Antal ben	1	1	2	1
Fotavtryck vid havsbotten	Ø 60 m	75 m x 75 m	170 m x 90 m	150 m x 150 m
Djup i havsbotten	3 m	10 m	10 m	10 m
Fotavtryck vid havsytan	Ø 12 m	70 m x 70 m	100 m x 100 m	100 m x 100 m
Cementvolym	1 500 m ³	4 200 m ³	10 000 m ³	14 000 m ³

3.4.5 Erosionsskydd

För att förhindra att strömmar orsakar erosion som gräver ut och underminerar havsbotten kring fundamenten kan erosionsskydd behöva installeras. Erosionsskyddet anpassas efter förhållandena på platsen.

Fundamentens form är en viktig parameter som påverkar det potentiella djupet av erosionen. För gravitationsfundament krävs alltid erosionsskydd eftersom även en mindre underminering av botten skulle innebära betydande instabilitet. Pålade fundament (monopile- och fackverksfundament) kan dock anpassas till erosion och behöver inte alltid vara i behov av erosionsskydd.

Det finns flera typer av erosionsskydd, till exempel betongmadrasser, frondmadrasser (bildar över tid en skyddande sandbank) och sten- eller sandpåsar. Normalt består dock erosionsskyddet av ett lager av

mindre stenar och ovan på det ett lager med större stenar. Den maximala diametern på stenarna är cirka 1 m och tjockleken på erosionsskyddet maximalt cirka 2 m. Stenen till erosionsskydden kommer från närliggande platser på land vilket gör att inga främmande arter kan komma att spridas med stenen som läggs ut som erosionsskydd. Tabell 3.8 visar den maximala volymen sten som eventuellt kan användas som erosionsskydd för de olika fundamenten. Den totala volymen av sten som kan komma att användas för erosionsskydden till fundamenten är cirka 2 400 000 m³. För exempellayout RådandeTeknik för vindkraftparkens layout, se Tabell 2.2, är den totala volymen av sten som kan komma att användas för erosionsskydden 370 000 m³.

Tabell 3.8 Maximal volym sten för de olika fundamenten för erosionsskydd.

	Monopile-fundament	Fackverks-fundament	Monosugkassun-fundament	Sugkassun-fundament	Gravitations-fundament
Vindkraftverk	Cirka 12 500 m ³	Cirka 5 500 m ³	Cirka 3 500 m ³	Cirka 8 000 m ³	Cirka 16 000 m ^{3*}
Plattform och mindre transformatorstationer	Cirka 12 500 m ³	Cirka 3 000 m ³	Cirka 3 500 m ³	Cirka 13 500 m ³	Cirka 62 500 m ^{3*}
Större transformatorstation samt omriktarstation	-	Cirka 3 500 m ³	-	Cirka 20 500 m ³	Cirka 121 500 m ^{3*}

*Inklusive bädd av stenkross som fundamentet vilar på, se avsnitt 3.4.4.

Tabell 3.9 visar den maximala utbredningen av erosionsskydd som krävs för de olika fundament som kan komma att användas för vindkraftverken, transformatorstationer, omriktarstation samt plattform för logi eller logistik.

Tabell 3.9 Maximal yta per de olika fundamenten för erosionsskyddets utbredning.

	Monopile-fundament	Fackverks-fundament	Monosugkassun-fundament	Sugkassun-fundament	Gravitations-fundament
Vindkraftverk	Ø 90 m	4 x Ø 30 m	Ø 60 m	4 x Ø 40 m	Ø 100 m
Plattform och mindre transformatorstationer	Ø 90 m	6 x Ø 17,5 m	Ø 60 m	6 x Ø 45 m	175 m x 175 m
Större transformatorstation samt omriktarstation	-	8 x Ø 17,5 m	-	8 x Ø 50 m	250 m x 250 m

3.5 Undervattenskablar

Inom vindkraftparken kommer undervattenskablar att behöva installeras för bland annat att samla upp och överföra elen från vindkraftverken till exportkablar som sen transporterar elen intill land.

Tre olika slags undervattenskablar kan komma att ingå i vindkraftparken, uppsamlingskablar för elen mellan de olika vindkraftverken som ansluter till transformator- eller omriktarstationen, redundanskablar mellan de olika plattformarna samt kommunikationskablar som ansluter de olika delarna med varandra inom vindkraftparken.

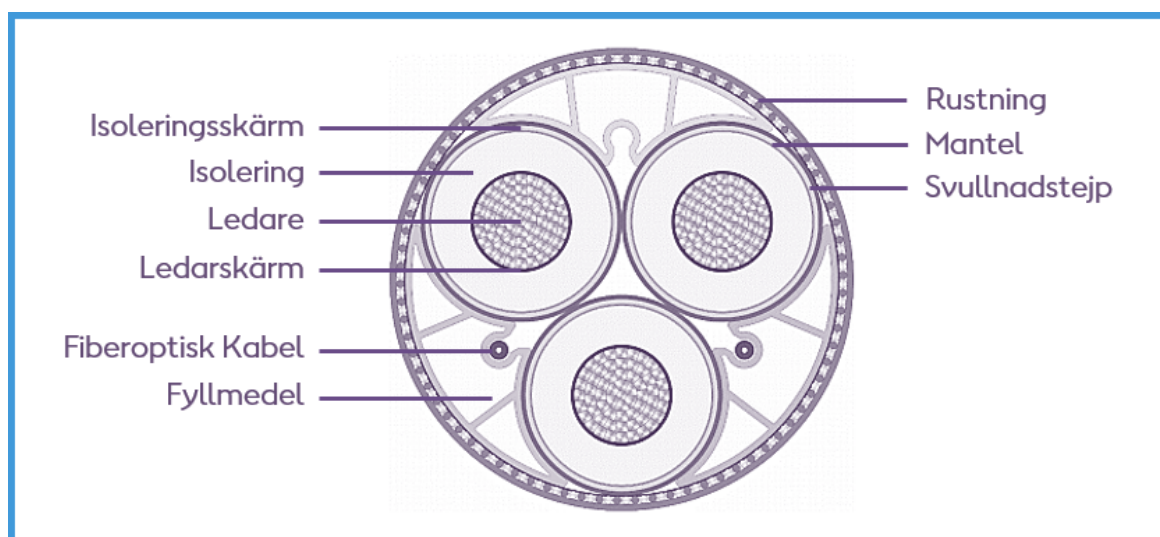
3.5.1 Uppsamlingskablar

I projektområdet kommer flera av vindkraftverken vara sammankopplade på samma uppsamlande elkabel som sedan ansluter till en transformatorstation eller omriktarstation. Upp till cirka 400 km av uppsamlingskablar kan komma att behövas inom vindkraftparken. Spänningen i uppsamlingskablar kommer att vara upp till 170 kV. Tabell 3.10 visar parametrar för de uppsamlande elkablarna.

Tabell 3.10 Maximala tekniska parametrar för de uppsamlande elkablarna.

Sammankopplande elkablar	
Spänning	170 kV
Yttre diameter	200 mm
Längd	400 km

Troligen kommer uppsamlingskablar använda HVAC-system men det är också möjligt att ett HVDC-system kan användas som ett alternativ. De uppsamlande elkablarna kommer att bestå av flera ledkärnor, troligen av koppar eller aluminium, omgivna av ett lager isolerande material samt ytterligare ett lager av material för att skydda kabeln från yttre skador, se Figur 3.10.



Figur 3.10 Genomsnittsskärning av elkabel.

3.5.2 Redundanskablar

Inom projektområdet kan det även komma att behövas ytterligare kablar utöver elkablarna mellan vindkraftverken. Kablar kan behövas för att skapa redundans i systemet för att säkerställa överföringen i fall något fel har uppstått någonstans hos uppsamlingskablar samt för att säkra kraftförsörjning till plattformen för logi eller logistik.

Upp till 80 km redundanskablar kan komma att behövas inom vindkraftparken. Spänningen i redundanskablarna kan vara upp till 420 kV. Tabell 3.11 visar parametrar för redundanskablarna.

Tabell 3.11 Maximala parametrar för redundanskablar mellan vindkraftverken-

Redundanskablar	
Spänning	420 kV
Yttre diameter	350 mm
Längd	80 km

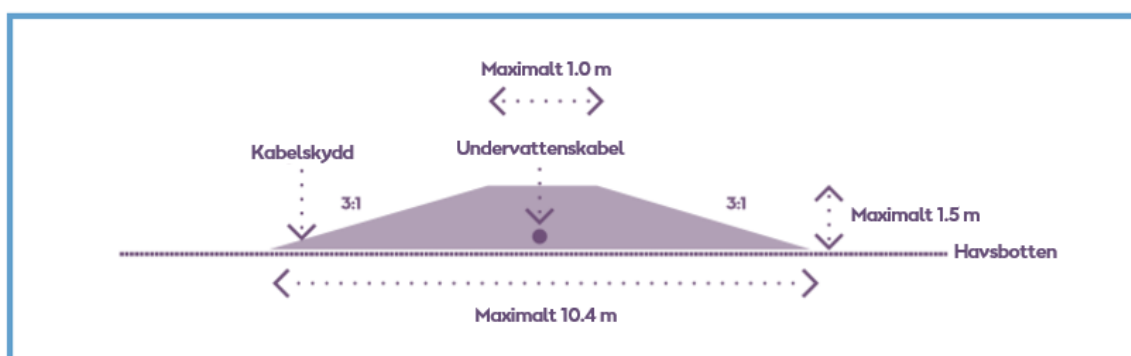
3.5.3 Kommunikationskablar

Undervattenskablar för kommunikation kan behövas inom parken för att förbinda de olika delarna inom vindkraftparken. Kommunikationskablar består vanligen av fiberoptiska kablar. Upp till 150 km av dessa kommunikationskablar kan komma att behövas inom vindkraftparken.

3.5.4 Skydd för undervattenskablar

Undervattenskablar inom vindkraftparken kommer att anläggas under havsbotten där det är möjligt. Djupet för undervattenskablar kommer att vara i storleksordningen 1-2 m under havsbotten. I områden där undervattenskablar inte kan anläggas under havsbotten eller där de inte har kommit ner tillräckligt djupt, till exempel där det är lite eller hårda sediment, kommer kabelskydd att användas. Upp till 10 % av den totala längden för undervattenskablar (uppsamlings-, redundans- och kommunikationskablar men exklusive kabelkorsningar) kan komma att kräva kabelskydd. De kabelskyddsmetoder som övervägas och kan vara aktuella inkluderar stenläggning, betongmadrasser, frondmadrasser och stenpåsar.

Stenläggning för kabelskydd sker genom att stenarna placeras ut över undervattenskabeln genom ett fartyg med fallrörsystem. Först placeras ett mindre lager av sten ut (90-125 mm) över undervattenskabeln för att skydda den mot stötar från de större stenarna (upp till 250 mm) som placeras ovanpå det första lagret av sten. Stenläggningen bildar en trapetsform som är upp till 1,5 m ovan havsbotten och har en lutning på 3:1, med en maximal tvärsnittsbredd på 10,4 m, se Figur 3.11. Trapetsformen på kabelskyddet är utformat för att ge skydd mot direkta ankarslag och ankarsläp. Större stenar (upp till 500 mm) kan komma att användas i stenläggningen om de behövs som skydd för till exempel större ankare.



Figur 3.11 Kabelskydd för undervattenskablar inom den planerade vindkraftparken.

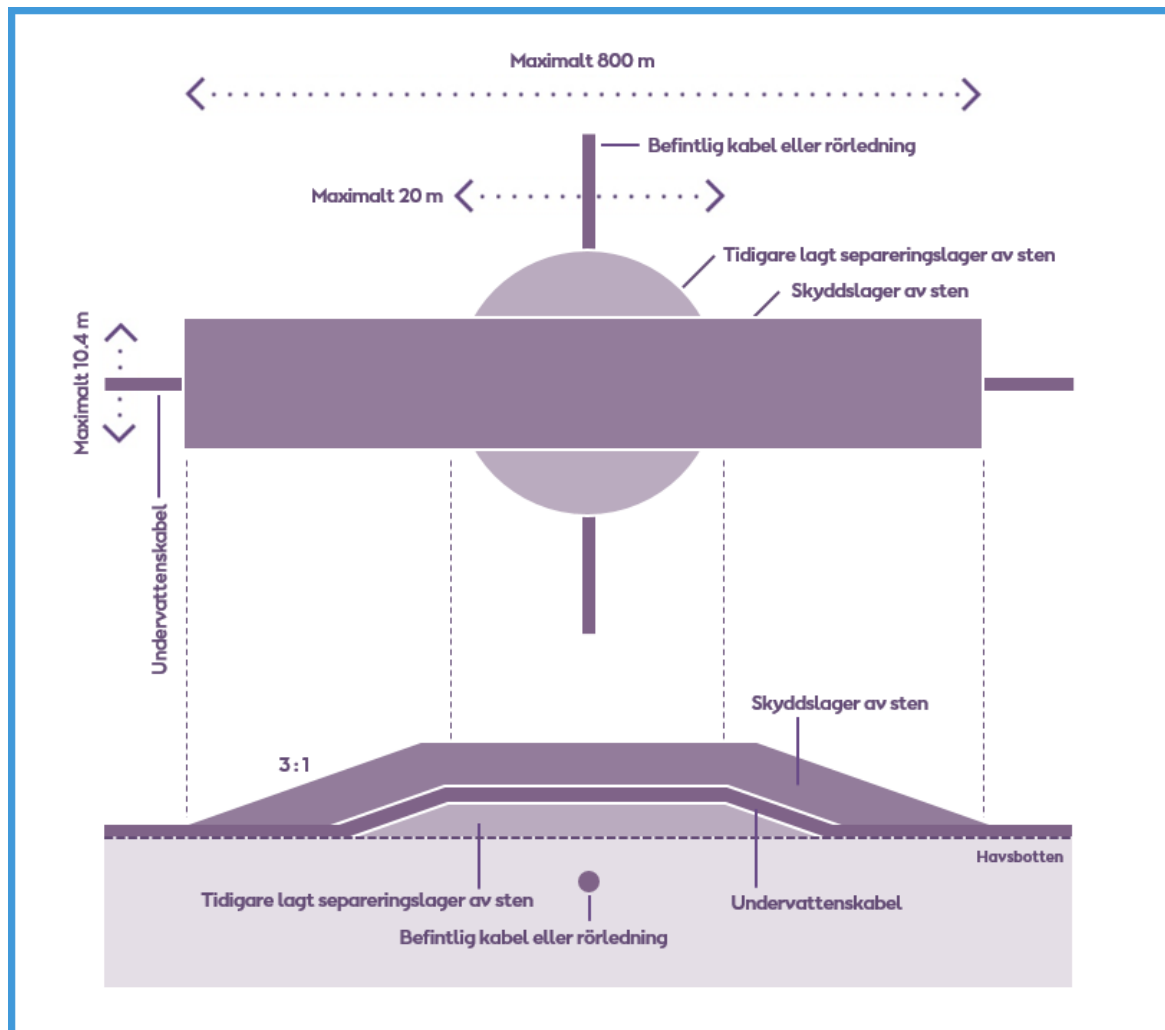
Betongmadrasser består av ett antal sammansatta betongblock som bildar ett kabelskydd i storleksordningen 6 m lång, 3 m bred och är 0,3 m hög. Betongmadrassen sänks ned mot havsbotten i en ram där den efter positionering över undervattenskabeln släpps ned. Ramen tas sedan upp för att återanvändas. Betongmadrasserna skyddar mot direkta ankarslag och ankarsläp.

Ytterligare ett kabelskydd är så kallade frondmadrasser som är en variant av betongmadrasser som över tid kommer ge att lokala sandbankar bildas över kabelskyddet.

Stenpåsar med sten i olika storlekar kan också användas som kabelskydd. Dessa stenpåsar placeras med en kran på havsbotten i korrekt läge. Stenpåsar är mest lämpade att lösa stabiliteten hos undervattenskablar eller erosionsrelaterade problem.

3.5.5 Kabelkorsningar med existerande ledningar

Inom vindkraftparken finns flera existerande kablar för el, telecom samt en gasledning som undervattenskablar kommer att behöva korsa. Designen och metoden för hur dessa ledningar ska korsas kommer att bekräftas tillsammans med kända ägare av ledningarna. Sannolikt kommer dock ett lager av sten placeras över den existerande ledningen där sedan den nya undervattenskabeln placeras i en 90° vinkel mot ledningen. Undervattenskabeln täcks därefter av ytterligare ett lager sten för att säkerställa att den ligger säkert och inte flyttar på sig, se Figur 3.12. Alternativt kan något lager av sten ersättas med en betongmadrass och fortfarande uppnå samma nivå av kabelskydd.



Figur 3.12 Kabelkorsning av undervattenskabel med existerande ledningar.

3.6 Isbildning på blad och fundament

Under vissa väderförhållanden kan is bildas på vindkraftverkets torn, dess blad samt på fundamentet. För att förhindra att isbildningen på vindkraftverkens blad blir en fara under driften kan vindkraftverken eventuellt komma att utrustas med ett automatiskt isdetekteringssystem. Systemet kan antingen stänga av vindkraftverket eller byta vindkraftverkets driftläge till ett läge som är anpassat för drift under isbildning. Detta driftläge justerar bladens hastighet samt dess vinkel för att optimera driften under isbildningen och för att minimera eventuella iskast från bladen. Utöver detta finns det flera metoder för att förhindra isbildning eller för att få bort eventuell isbildning. Den vanligaste metoden är att värme från nacellen leds in i bladen eller direktvärme från komponenter installerade i eller på bladen. Andra aktiva eller passiva metoder för att förbygga och motverka isbildning är under utveckling och kan finnas att tillgå under tidpunkten för anläggningen av vindkraftparken. För isbildning på fundamenten, samt dess tillhörande utrustning, kommer specifika riskanalyser att genomföras av drift- och underhållspersonal för att kunna garantera säkerheten när personal ska ha tillträde till dessa vindkraftverk.

3.7 Hinderbelysning och markering

Med hinderbelysningen blir vindkraftverken synliga även i mörker vilket är viktigt för säkerheten för flyg och sjöfart.

Vindkraftverken kommer att hindermarkeras för luftfartens navigationsändamål enligt Transportstyrelsen föreskrifter om hinderbelysning i TSFS 2020:88. Belysningen planeras bestå av ett vitt, högintensivt, blinkande ljus i den yttre gränsen för parken samt ett fast rött ljus på övriga vindkraftverk med erforderlig ljusstyrka enligt Transportstyrelsens föreskrifter. Blinkfrekvensen på det vita ljuset planeras vara 40–60 blinkningar per minut.

Vindkraftverken kommer även markeras med sjösäkerhetsanordningar och utmärkningar med hänsyn sjöfarten i form av bland annat ljus på fundamenten eller den nedre delen av tornet enligt Transportstyrelsens föreskrifter TSFS 2017:66.

Även andra konstruktioner, som till exempel plattformarna, inom vindkraftparken kommer att markeras ut för luftfart och sjöfarten på liknande sätt som beskrivits för vindkraftverken ovan.

Vid behov kommer en tillfällig hinderbelysning och markering att användas kring platsen för anläggningen för att tydliggöra säkerhetszoner och hjälpa till att uppehålla säkerheten. Den tillfälliga hinderbelysningen och markeringen kommer att utformas efter riktlinjer från IALA (The International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities).

4 Planerade arbeten

4.1 Undersökningar

Ungefär ett till två år innan anläggningen av vindkraftparken kommer ett antal förberedande undersökningar att genomföras för att i detalj kartlägga havsbotten, dess utseende samt för att identifiera eventuella hinder och förekomst av oexploderad ammunition (UXO).

Undersökningarna kommer bland annat innefatta sidavsökande sonar, sedimentekolod, flerstråleekolod, magnetometer, geotekniska borrhål, spetstrycksondering och vibrocore. Utöver undersökningarna kommer

inspektioner med fjärrstyrd undervattensfarkost (ROV) att genomföras för att söka efter eventuella förekomster av UXO.

De geotekniska undersökningar kommer att genomföras inom fotavtrycket (yta på botten som tas i anspråk) för fundamenten med tillhörande erosionsskydd och andra strukturer som tillhör vindkraftparken. De geofysiska undersökningarna kommer utföras för att få detaljerad information om eventuell förekomst av UXO, havsbottens utseende och förekomst av stenblock, batymetri och olika sedimentlager. De geofysiska undersökningarna kommer att genomföras inom hela projektområdet och innebär inga fysiska interaktioner med havsbotten.

4.2 Anläggningsskede

Under anläggning utförs anläggningsarbetena dygnet runt, 7 dagar i veckan till dess att vindkraftparken har färdigställts, med hänsyn till eventuella villkorsbegränsningar. Under hela anläggningsskedet kommer hänsyn tas till eventuella marinarknologiska värden, bland annat vrak som kan finnas på havsbotten.

4.2.1 Säkerhetszoner, hinderbelysning och markeringar

En tillfällig säkerhetszon etableras runt alla arbetsområdet, vanligtvis på en radie av 500 m, för att skydda anläggning, personal och för att upprätthålla säkerheten för tredje part som till exempel förbipasserande fartyg. Säkerhetszonen kommer säkerställas bland annat genom att skyddsfartyg ser till att inga obehöriga kommer in i zonen under anläggningen. Den tillfälliga säkerhetszonen gäller runt installation av fundament och vindkraftverk samt kring platsen för installation av undervattenskablar. För anläggningen av undervattenskablar flyttar sig säkerhetszonen med kabellägningsfartyget.

Där arbete är tillfälligt pausat under anläggningen och en säkerhetszon på 500 m inte längre gäller, men en konstruktion har installerats som exempelvis ett fundament gäller en mindre säkerhetszon, vanligtvis på 50 m. Den slutgiltiga utformningen av tillfälliga säkerhetszoner kommer att ske i samråd med svenska myndigheter.

Före och under anläggningsarbetena kommer anläggningsfartygens och anläggningsverksamhetens positioner att tillkännages hos Sjöfartsverkets "Underrättelser för sjöfarande" (Ufs), så att passerande fartyg hållas informerade om aktuella positioner.

Vid behov kommer en tillfällig hinderbelysning och markering att användas kring platsen för anläggningen för att tydliggöra säkerhetszoner och hjälpa till att uppehålla säkerheten. Den tillfälliga hinderbelysningen och markeringen kommer att utformas efter riktlinjer från IALA (The International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities).

4.2.2 Installation av fundament

Vid installation av fundament används flera olika slags fartyg, bland annat utrustade med kran, gripanordning och annan utrustning för att säkerställa en korrekt positionering av fundamenten. Supportfartyg, pråmar, bogserbåt, säkerhetsfartyg och besättningsfartyg kan också användas vid installationen.

Flera olika sorters specialfartyg kan komma att användas under installationen av de olika fundamenten (men också under installation av vindkraftverk och plattformar, se avsnitt 4.2.3 respektive 4.2.4). 'Jack-up' fartyg har ben som fälls ned från fartyget till havsbotten. Fartygets skrov lyfts sedan upp ur vattnet för att

skapa en stabil arbetsplattform. Alternativt kan ett 'semi-jack-up' fartyg användas där skrovet fortfarande förblir flytande men där stödben sänks 2 till 15 m ner och ställs ovanpå havsbotten för att säkerställa stabiliteten. Halvt nedsänkbara fartyg innebär att fartygets skrov sänks ned i vattnet och därmed påverkas det inte lika mycket av vågrörelserna vilket ger en stabil plattform. Fartyg med ett dynamiskt positioneringssystem kan också användas under anläggningen, här säkerställs fartygets position via styrpropellrar.

Bottenförbredande arbete kan komma att behöva utföras innan installation av fundamenten. Det bottenförberedande arbetet kan innefatta utjämning av havsbotten eller avlägsnande av till exempel stenblock, förlorad fiskeutrustning eller ankare. Om det finns föremål under havsbotten som kan hindra installationen kan det också krävas att dessa grävs upp och avlägsnas från platsen.

Förlorad fiskeutrustning, ankare, med mera som påträffas på havsbotten kommer att tas iland och hanteras av godkänd mottagningsanläggning.

Om erosionsskydd behövs kring fundamenten kommer stenmaterialet att lastas på fartyg och transporteras till platsen. Stenen kan placeras på botten direkt från fartyget eller genom en gripanordning.

4.2.2.1 Monopilefundament

Bottenförbredande arbeten för monopilefundament är vanligtvis mycket begränsade i omfattning. Om det finns stenblock eller andra föremål som kan påverka installationen kan dessa behöva tas bort från platsen innan monopilefundament installeras.

Monopilefundament transporteras till platsen inom vindkraftparken på installationsfartyg eller på pråmar. Installationsfartyget är vanligtvis ett 'jack-up' fartyg eller ett dynamiskt positioneringsfartyg.

Monopilefundament anläggs genom pålning. Fundamentet lyfts till på plats och en hammare driver sedan ned monopilefundamentet i havsbotten till önskat djup. Om bottenmaterial stöts på som inte kan pålas igenom kan borring krävas innan pålningen kan återupptas igen.

Om ett övergångsstycke används på monopilefundamentet installeras den på den förankrade fundamentet, antingen av samma installationsfartyg eller från ett separat fartyg dedikerat till denna installation. Övergångstycket fäst med bultar eller cementblandning som sprutas in mellan övergångstycket och fundamentet.

4.2.2.2 Fackverksfundament

För fackverksfundament är det bottenförbredande arbete vanligtvis mycket begränsade i omfattning. Om föremål påträffas som kan påverka installationen av fundamentet tas dessa bort från platsen.

Fackverksfundament transporteras antingen direkt på installationsfartyget eller på pråmar.

Installationsfartyget är ett 'jack-up' fartyg, ett dynamiskt positioneringsfartyg eller ett halvt nedsänkbart fartyg.

Varje rotfäste för fackverksfundamentet pålas ned i sediment på likande sätt som för monopilefundament. Två olika tillvägagångssätt kan användas för att installera fackverksfundamentet:

1. Antingen genom att en mall för pålning placeras ut på havsbotten för att säkerställa att rotfästen hamnar i rätt position, därefter drivs rotfästena ner och huvudkonstruktionen av fackverksfundamentet förankras i rotfästena och därmed havsbotten.
2. Med det andra tillvägagångssättet sänks huvudkonstruktionen av fackverksfundamentet ner på havsbotten i rätt position och rotfästena drivs sedan ner genom fackverksfundamentet ben.

Om bottenmaterial stöts på som inte kan pålas igenom kan borring krävas innan pålningen kan återupptas igen.

4.2.2.3 Sugkassunfundament

För sugkassunfundament, inklusive monosugkassunfundament, innebär det bottenförberedande arbetet att stenblock och andra föremål avlägsnas från platsen. En viss utjämning av havsbotten kan ske så att benen är i nivå och för att säkerställa att havsbotten är jämn, då det annars inte kan bildas en förseglad kammare under sugkassunfundament där vakuumet skapas.

Sugkassunfundament transporteras till platsen för installation antingen direkt på installationsfartyget eller på pråmar. Installationsfartyget kommer att vara ett 'jack-up' fartyg, ett dynamiskt positioneringsfartyg eller ett halvt nedsänkbart fartyg.

Sugkassunfundament sänks ner på havsbotten och vattnet pumpas ut från behållarna under konstruktionens ben där vakuumet skapas som förankrar fundamentet i havsbotten. Pumparna som skapar vakuumet stängs av när fundamentet har nått önskat djup i havsbotten. Ett tunt lager av en cementblandning injekteras sedan i den kvarstående luftspalten i behållaren för att säkerställa kontakt mellan havsbotten och "tak" av behållaren.

4.2.2.4 Gravitationsfundament

Det bottenförberedande arbetet innan installationen av gravitationsfundamenten kan innebära en viss utjämning av havsbotten. Eventuellt kan det krävas ett lager av stenkross på havsbotten innan gravitationsfundamentet installeras.

Gravitationsfundament transporterar antingen på ett installationsfartyg eller på pråmar, alternativt bogseras de till platsen för installationen då fundamenten kan designas för att hållas flytande under transport. Installationsfartyg kommer vara antingen ett dynamiskt positioneringsfartyg eller ett halvt nedsänkbart fartyg.

Fundamenten sänks ned till havsbotten på ett kontrollerat sätt antingen genom att pumpa i vatten eller genom att installera ballast (eller både och).

4.2.2.5 Muddring och borring

Viss borring kan eventuellt krävas för monopilefundamenten och fackverksfundamenten beroende på vad för slags bottenmaterial pålarna måste drivas igenom. Sedimentspillet från detta kommer att släppas ut kring fundamentet som anläggs.

Sugkassunfundament och gravitationsfundament kan båda eventuellt kräva ett bottenförberedande arbete för att se till att havsbotten är i nivå innan de anläggs. Sedimentmassorna kommer då att muddras bort

från platsen till ett fartyg/pråm för att dumpas på ett annat lämpligt ställe. Lokaliseringen för eventuell dumpningen kommer att behandlas i separat i särskild prövning.

Tabell 4.1 visar de olika maximala parametrarna för borrhning-/muddringsvolymerna för anläggning av en de olika fundamenten. Den totala maximala borrhning-/muddringsvolymerna för det maximala scenariot, se Tabell 2.2, är 2 562 500 m³ för vindkraftverken och 789 000 m³ för de olika plattformarna. För exempellayout RådandeTeknik, se Tabell 2.2, är de totala maximala borrhning-/muddringsvolymerna 130 000 m³ för vindkraftverken och 1 100 m³ för plattformen.

Tabell 4.1 Maximala parametrar för borrhning-/muddringsvolymerna för de olika fundamenten. Volymerna är för installation av ett fundament.

	Monopile-fundament	Fackverks-fundament	Monosugkassun-fundament	Sugkassun-fundament	Gravitations-fundament
	<i>Borrhning</i>		<i>Muddring</i>		
Vindkraftverk	Cirka 1 300 m ³	Cirka 700 m ³	Cirka 5 000 m ³	Cirka 20 500 m ³	Cirka 8 000 m ³
Plattform och mindre transformatorstationer	Cirka 1 300 m ³	Cirka 1 100 m ³	Cirka 5 000 m ³	Cirka 57 500 m ³	Cirka 38 000 m ³
Större transformatorstation samt omriktarstation	-	Cirka 1 100 m ³	-	Cirka 112 500 m ³	Cirka 131 500 m ³

4.2.2.6 Pålning

Den maximala energin som kommer att användas vid pålning inom vindkraftsparken är 5 000 kJ för monopilefundamenten. Den faktiska energin som används för pålning av monopilefundamenten kommer dock att vara betydligt lägre under den största delen av tiden som installationen sker. För att minimera belastningen på monopilefundamentet är energin som används för att driva ner fundamentet den minsta energin som krävs i förhållanden till havsbottens egenskaper. Pålningen startar därför med en låg energi (750 kJ), en så kallad mjuk uppstart, och ökar gradvis till den energi som ofta är signifikant mindre än den maximala energin på 5 000 kJ, och som krävs för att driva ner monopilefundamentet i havsbotten.

Eftersom rotfästena för fackverksfundamentet har en mindre diameter än monopilefundamentet kommer den maximala energin som krävs för att påla ner fundamentet vara mindre, cirka 4 000 kJ.

Analyser av pålning som har skett vid andra vindkraftsparker som Ørsted har anlagt visar att pålningen av monopilefundament tar i genomsnitt två timmar eller mindre, inklusive den mjuka uppstarten. Vanligtvis tar det lite längre tid för pålningen i början av projektet men tiden minskar efterhand med ökad erfarenhet. Pålningen av transformatorstationerna tar ofta lite längre tid, cirka tre timmar eller kortare. Pålning av fundament som överstiger fyra timmar är vanligen en mycket liten andel av all pålning som sker, cirka 5 % eller mindre. Att pålningen överstiger med fyra timmar beror på avbrott i installationen, ofta orsakade av svåra havsbottenförhållanden eller fel på utrustning, vilket innebär att pålningen inte genomförs i ett sträck under dessa tillfällen med avbrott.

Hinder för pålningen kommer vara en sällsynt händelse inom Skåne Havsvindpark eftersom bottenförhållandena kommer att vara väl undersökta till följd av de förberedande undersökningarna och att anläggningen planeras därefter. Där det finns hinder för pålningen kan detta bero på oväntade/oupptäckta

objekt djupt begravda i havsbotten, som till exempel större stenblock (>1,5 m i diameter) som inte upptäckts under de seismiska undersökningarna. Om det händer att ett hinder för pålningen uppstår innan måldjupet uppnåtts finns det tre alternativ beroende på hur djupt pålningen har nått:

1. Hinder på 0-5 m under havsbotten: Fundamentet kan med störst sannolikhet dras tillbaka i sin helhet och drivas ner igen några meter från sin ursprungliga position.
2. Hinder nära måldjupet (till exempel inom 2 m från måldjupet): Fundamentet kan förstärkas genom att lägga till ytterligare stenar runtomkring fundamentet (erosionsskydd) för att ge en nödvändig bärighet och rigiditet, samt genom att utforma resterande konstruktioner på fundamentet på ett sätt som är anpassat till penetrationsdjupet för att höjden på vindkraftverket ska bli korrekt i förhållande till havsnivån.
3. Hinder där varken alternativ 1 eller 2 kan tillämpas (det mest troliga scenariot): Fundamentet kommer att skäras av vid, eller strax under havsbotten och den inbäddade delen av fundamentet i havsbotten kommer att lämnas kvar. Den avlägsnade delen kommer antingen att skrotas och ett nytt fundament tillverkas och installeras om det ursprungliga fundamentet fått signifikanta skador. Annars kan fundamentet delvis återanvändas i den meningen att en ny sektion ersätter den inbäddade delen och svetsas fast i den intakta övre delen som sedan kan drivas ner.

Om ett fundament inte går att driva ner på grund av hårda sedimentlager (till exempel kalksten eller krita), kan detta lager borrar bort i området kring fundamentet och därmed eliminera den interna friktionen och göra det möjligt att fortsätta pålningen.

4.2.3 Installation av vindkraftverk

Det finns flera olika tekniker för installation av vindkraftverken. Vanligtvis används en eller flera så kallade 'jack-up' fartyg eller ett 'semi-jack-up' fartyg.



Figur 4.1 Anläggning av vindkraftverk med ett 'jack-up' fartyg.

De mest komplicerade lyftoperationerna är då tornet, nacellen och de tre bladen ska installeras. Utöver installationsfartyget kan ett antal mindre supportfartyg för utrustning och personal behövas. Installationen är väderkänslig och kräver stor precision vilket är utmanande med vindkänsliga komponenter vid höga höjder. Vindkraftverkens huvudkomponenter kan dock installeras på cirka en dag, om tiden för transporter och de väderstopp som krävs räknas bort (cirka 30 % av tiden).

Efter installation och nätanslutning kommer vindkraftverken att funktionstestas, varefter de är tillgängliga för att generera el.

4.2.4 Installation av plattformar

Plattformarna med dess huvudstrukturer, se avsnitt 3.3, installeras ofta i två steg: (1) Fundamentet förankras i havsbotten, se avsnitt 4.2.2, och (2) plattformen med huvudstrukturen lyfts på plats från ett transportfartyg eller pråm. Plattformarna kan också transporteras till platsen för installationen direkt på installationsfartyget. Större transformatorstationer, och omriktarstationen, kan också designas för att bogseras ut till platsen för installationen, på samma sätt som för gravitationsfundament, se avsnitt 4.2.2.4.

4.2.5 Installation av undervattenskablar

Innan installation av undervattenskablar kan ske undersöks området, se avsnitt 4.1, och eventuella hinder tas bort från havsbotten för att säkerställa en optimal nedläggning och nedgrävning av undervattenskablarna.

Installationen av undervattenskablarna kan ske antingen med ett eller med två steg. I tvåstegsprocessen lägger fartyget först ned kabeln på havsbotten, kabeln begravs en tid senare av ett separat fartyg (eller

genom att byta till annan uppsättning utrustning på det ursprungliga fartyget). I enstegsprocessen utförs dessa två aktiviteter (nedläggning och nedgrävning) samtidigt med hjälp av specialutrustning.

4.2.5.1 Röjning av stenblock

Där det finns ett stort antal stenblock (>0,3 m) kan det krävas en detaljplanering för att anlägga undervattenskablar. Detta kan både vara svårt och opraktiskt att genomföra i praktiken och kan därmed vara en risk för projektet om de lämnas kvar. Stenblocken kan potentiellt leda till att undervattenskablar blir exponerade eller är för grunt nedgrävda i havsbotten vilket gör att kabelskydd i form av stenläggning eller betongmadrasser måste anläggas efter att undervattenskabeln har grävts ner i havsbotten. Stenblocken kan också utgöra hinder för utrustningen som gräver ner undervattenskabeln vilket kan leda till skador på utrustning och/eller att utrustningen för kabelnedgrävningen måste passera över samma plats flera gånger för att få ner undervattenskabeln till korrekt djup. Att då inte röja bort stenblocken innan undervattenskablar anläggs kan leda till förseningar (samtidigt som man riskerar att inte få ner undervattenskablar till rätt djup) och risk för eventuella skador på undervattenskablar.

Det finns huvudsakligen två metoder för att röja bort stenblock från havsbotten, med hjälp av en plog eller med en gripskopa. Vid högre tätheter av stenblock används en plog medan det vid lägre tätheter används en gripskopa. Plogen har formen av ett Y som dras längs med havsbotten och skjuter stenblocken åt sidan för att skapa en cirka 15 m bred kabelkorridor fri från stenblock. Gripskopan styrs från ett fartyg med hjälp av observationer från videoundersökning. Stenblocken lyfts från havsbotten och placeras utanför kabelkorridoren.

4.2.5.2 Dragging

Efter de förberedande undersökningarna och röjning av stenblock, se 4.1 respektive 4.2.5.1, har genomförts kan ytterligare en undersökning av kabelkorridoren komma att utföras tillsammans med dragging av havsbotten. Eventuella föremål som till exempel förlorade fiskeredskap, ankare eller annat skräp som hittas på havsbotten kommer då att plockas upp på fartyget om möjligt och tas till land för att hanteras av godkänd mottagningsanläggning.

Om undervattenskablar kommer att korsa övergiva ledningar kommer dessa att tas upp genom att ena änden kapas av för att sedan dra upp ledningen tills att den har passerat undervattenskabelns kabelkorridor. Ledningen kapas och fraktas sedan bort från platsen med fartyget. Kapningen och bortforslingen av eventuella ledningar som korsar kabelkorridorerna kommer att genomföras i samråd med ägaren av ledningen och i enlighet med riktlinjer från International Cable Protection Committee (ICPC).

Resultatet av undersökningen samt draggingen kommer att användas för att avgöra om ytterligare rensning av havsbotten behövs innan undervattenskabeln anläggs.

4.2.5.3 Sandbankar

Om det har bildats större sandbankar på havsbotten kan dessa behövas tas bort innan installation av undervattenskablar. Detta sker av två anledningar:

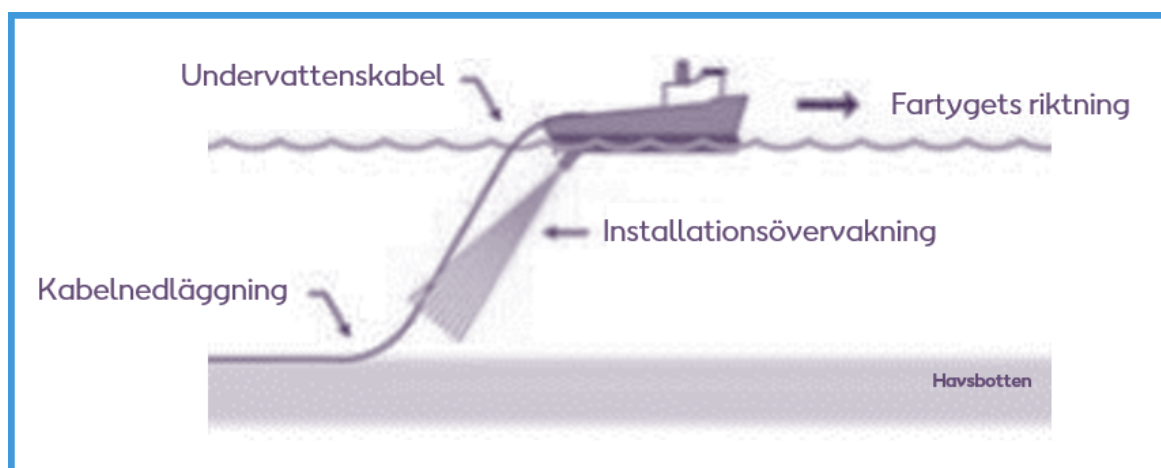
1. Installationen av undervattenskablar kräver en relativt plan yta då det inte är möjligt att anlägga undervattenskabeln upp eller nedför en sluttning över en viss vinkel eller där en plötslig fördjupning finns, som till exempel området mellan två sandbankar.

2. Sandbankarna på havsbotten är allmänt rörliga av sig då de påverkas av strömmar i området. Undervattenskabeln måste därmed installeras på ett sådant djup att den ligger under den nivå där de naturliga rörelserna av sandbankarna eventuellt skulle kunna exponera den.

Om det finns mycket sandbankar i området kan dessa behöva planas ut delvis, upp till ett år innan nedläggningen av undervattenskablarna.

4.2.5.4 Nedläggning av undervattenskablar

Undervattenskablarna lastas på ett fartyg för nedläggning, antingen direkt från tillverkaren eller från den plats där undervattenskablarna mellanlagras, innan fartyget tar sig till projektområdet. Båda ändarna av undervattenskabeln måste installeras i antingen ett vindkraftverk eller en plattform. Fartyget för kabelnedläggningen startar vid en av dessa konstruktioner och positionerar änden på undervattenskabeln. Undervattenskabeln läggs sedan ner mot havsbotten samtidigt som fartyget färdas mot den andra konstruktionen, när fartyget har nått fram läggs änden på undervattenskabeln i position vid konstruktionen.



Figur 4.2 Nedläggning av undervattenskabel.

4.2.5.5 Metoder för installation av undervattenskablarna

Kablarna inom projektområdet kommer att anläggas under havsbotten där det är möjligt. Hur djupt kabeln anläggs beror på den riskbedömning som görs med hänsyn till bottenförhållanden samt eventuell påverkan från trålningsutrustning och fartygsankare.

Installationen av undervattenskablarna utförs av ett specialfartyg utrustat med den utrustning som krävs för att kunna gräva ner undervattenskabeln till korrekt måldjup. Nedgrävningen kan ske antingen samtidigt som nedläggningen av undervattenskabeln, eller i ett separat steg efter att nedläggningen av undervattenskabeln har skett, se avsnitt 4.2.5 och Figur 4.3. Genom att separera de olika stegen av kabelinstallationen kan ytterligare en flexibilitet införas i installationsprocessen och undervattenskabeln kan komma att tas i bruk tidigare.



Figur 4.3 Exempel på hur nedgrävning av undervattenskablarna kan se ut om undervattenskabeln har lagts ut i ett tidigare skede.

Nedgrävning av undervattenskablarna kan utföras med hjälp av flera olika möjliga metoder såsom jetting, plogning, skärning, dikning eller vertikal injektion, eller i en kombination av dem:

- Jetting innebär att kabeln spolats ned i sedimenten till korrekt måldjup.
- Vid plogning styrs kabeln in under en plog ner i en fåra. Denna metod kräver homogena och mjuka bottensediment.
- Skärning är en metod som är liknande jetting men som används i hårdare sediment där spolning av sedimentet inte är tillräckligt för att få ner undervattenskabeln. Istället används ett mekaniskt verktyg som skär ner i sedimentet och därmed skapar ett dike i vilket undervattenskabeln placeras.
- När dikning användas, sker installation av undervattenskabeln i tre steg: (1) Först grävs ett dike i havsbotten, (2) undervattenskabeln läggs ner och som sista steg (3) återfylls diket med uppgrävda sediment för att täcka och skydda undervattenskabeln.
- Vid vertikal injektion sker plogningen samtidigt som vatten högtrycksprutas framåt för att lösa upp sediment. Kabeln dras genom plogen så att nedläggningen av undervattenskabeln sker samtidigt som kabeln täcks av sediment. Metoden är bland annat lämplig att använda nära farleder eftersom tekniken möjliggör nedläggning djupt under havsbotten. Metoden är dock tidskrävande och mer väderkänslig än andra metoder.



Figur 4.4 Exempel på hur metoden för jetting kan se ut som gräver ned undervattenskabeln.

Där undervattenskablarna passerar andra existerande ledningar, behövs extra skydd samt i områden med lite eller för hårda sediment, kan undervattenskablarna komma att skyddas med sten, betongmadrasser eller liknande, se avsnitt 3.5.5 respektive 3.5.4.

Det maximala tillfälliga fotavtrycket från nedläggningen av undervattenskablarna är en 40 m bred kabelkorridor.

4.2.6 Logistik

Transport av de stora komponenterna till vindkraftparken kan komma att ske från en tillfällig hamn. Vilken hamn det blir är i dagsläget inte bestämt. Transporten kan då ske med installationsfartyget eller med ett separat transportfartyg. Transporten kan även komma att ske direkt från en hamn nära tillverkaren för de olika komponenterna till vindkraftparken.

Även anläggningen av vindkraftparken kommer att behöva utgå från en hamn. Vilken hamn detta blir är ännu inte bestämt. Beslutet kommer att ske efter undertecknat avtal med huvudentreprenören. Eftersom flera olika slags fartyg kommer att användas under anläggningen kan de olika fartygen komma att använda olika hamnar baserat på deras specifika krav.

Flera fartyg kommer att användas under anläggningsskedet för installation, support och transport av utrustning och infrastruktur till projektområdet. Området är vidsträckt och anläggningen, inklusive pålning, kommer att ske i olika delar av projektområdet samtidigt. Helikoptrar kan också i viss utsträckning komma att användas under anläggningsskedet. Logistikaktiviteter, med maximalt antal fartyg och resor under anläggningsfasen för att installera fundament, vindkraftverk och plattformar, presenteras i Tabell 4.2. Varje fartygsrörelse representerar en tur- och returresa till vindkraftparken.

Tabell 4.2 Maximalt antal fartyg som är i vindkraftparken samtidigt, samt det totala antalet tur- och returresor till vindkraftparken för de fundament, vindkraftverk och plattformar som installeras.

	Fundament		Vindkraftverk		Plattformar	
	Antal fartyg	Antal resor	Antal fartyg	Antal resor	Antal fartyg	Antal resor
Installationsfartyg	4	125	2	125	2	24
Fartyg för muddring	2	125	-	-	-	-
Fartyg för erosionsskydd	2	65	-	-	-	-
Transportfartyg	40	500	12	375	4	48
Supportfartyg	16	625	24	750	12	144
Helikopter	-	125	-	100	-	45

I Tabell 4.3 visas maximalt antal fartyg och tur- och returresor till vindkraftparken för nedläggningen av undervattenskablarna.

Tabell 4.3 Maximalt antal fartyg som är i vindkraftparken samtidigt samt det totala antalet tur- och returresor till vindkraftparken för installation av undervattenskablarna.

	Undervattenskablar	
	Antal fartyg	Antal resor
Fartyg för kabelnedläggning	3	145
Fartyg för kabelnedgrävning	3	145
Supportfartyg	12	750
Helikopter	-	275

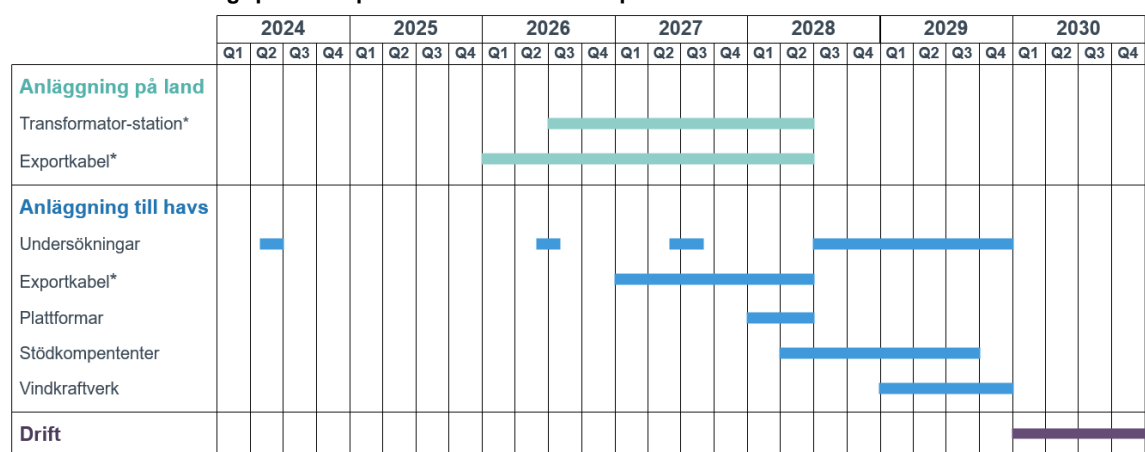
Arbetet med att övervaka och hantera anläggningsaktiviteterna, fartygsrörelser och logistik kommer ske dygnet runt från en sambandscentral från vilken Ørsted redan i dagsläget övervakar sina havsbaserade vindkraftparker. Sambandscentralen säkerställer en hög precision av arbetet samt stödjer det övergripande genomförandet av anläggningen, prognostiserar aktiviteter, övervakar framsteg, minimerar förseningar och tillhandahåller hjälp vid behov.

4.2.7 Övergripande tidsplan för anläggningsskede

En övergripande tidplan för anläggningsarbetena i vindkraftparken visas i Tabell 4.4. För att ge en förståelse för helheten i projektet beskrivs även anläggningsdelarna som kommer ske på land i tidplanen. Tidplanen visar storleksordningen på anläggningsarbetena, samt när de olika anläggningsdelarna är planerade i förhållande till varandra. Utbyggnaden av vindkraftparken planeras i dagsläget till år 2026–2029.

Anläggningens start beror på när tillstånd för Skånes Havsvindpark beviljas, nätanslutningsdatum samt ledtider och tillgänglighet för de komponenter som krävs för att anlägga vindkraftparken. Utöver detta är anläggningsarbetet till havs väderberoende. Det är dock ofta möjligt att utföra anläggningsarbetet året om, men risken för förseningar är större under vintermånaderna. Installationen av själva vindkraftverken är mest väderkänslig, dessa anläggningsarbeten behöver därför anpassas så att det kan göras vid bra väderförhållanden.

Tabell 4.4 Övergripande tidplan för Skåne Havsvindpark.



*Beroende på nätanslutningsdatum enligt kommande överenskommelse med Affärsnätverket svenska kraftnät.

4.2.8 Idriftsättning av vindkraftparken

Innan driftsättningen måste vindkraftparken auktoriseras. Syftet med detta är se till att energiproduktionen i vindkraftparken sker på ett säkert och ordnat sätt. Slutlig driftsättning innebär att planera, dokumentera, testa och verifiera att vindkraftparken och alla dess enskilda komponenter är fullt funktionsdugliga med avseende på säkerhet och kvalitet.

För att säkerställa att idriftsättningsprocessen sker på ett säkert, strukturerat och effektivt sätt kommer ett dedikerat team med specialister att utföra detta. Teamet kommer att vara ett stöd under anläggningen i de frågor som rör planering, förberedelser och genomförande av idriftsättningen. Detta inkluderar att hjälpa entreprenörer med att se till att allt arbete och leveranser överensstämmer med aktuella säkerhetspolicyer, beviljade tillstånd, samt andra regler och förordningar.

4.3 Driftskede

De arbeten som kommer att behöva utföras under driftskedet är till viss del beroende av vilken vindkraftverk som väljs, samt vilket elsystem och layout av vindkraftparken som blir aktuellt. Arbeta under driften är för inspektion, underhåll samt för att utföra eventuella reparationer inom vindkraftparken om vindkraftverken eller dessa olika komponenter skulle av någon anledning gå sönder. Beskrivningen nedan är därför generell. Drift- och underhåll av vindkraftparken kommer att pågå dygnet runt hela året.

Den övergripande underhållstrategin kommer att slutföras när hamnen som kommer användas under driften blir känd, samt när det slutgiltiga tekniska specifikationerna är gjorda för vindkraftparken. Eftersom mer kunskap kontinuerligt uppkommer inom drift och underhåll av vindkraftsparker förbättrar branschen ständigt sin övervakning och förebyggande underhåll av operativa vindkraftsparker.

4.3.1 Säkerhetszoner, hinderbelysning och markeringar

Då underhållsarbeten sker inom vindkraftparken kommer en säkerhetszon på 500 m att gälla runt alla fartyg som medverkar i arbetet. Detta kommer att meddelas till Sjöfartsverkets Ufs, så att passerande fartyg hålls informerade om de inblandade fartygens aktuella positioner. Vid behov kommer tillfälliga markeringar/hinderljus användas att upprätthålla säkerheten kring platsen för anläggningen. Den tillfälliga hinderbelysningen och markeringen med bojar kommer att utformas efter riktlinjer från IALA.

Slutlig utformning av säkerhetszoner och hindermarkering kommer att tas fram i samråd med svenska myndigheter. För vindkraftverken bedöms 50 m kring respektive fundamentet komma att bli otillåten tillträdeszon för obehöriga. Området för vindkraftparken kommer i övrigt att fortsatt vara tillgängligt för sjötrafik och fiske, i så stor utsträckning som är möjligt med bibehållen sjösäkerhet.

4.3.2 Underhåll av vindkraftverk

Underhåll av vindkraftverken inom den planerade vindkraftparken kan involvera, från mindre reparationer och underhåll, till större reparationer och underhåll som till exempel kan innebära att komponenter så som blad, lager, generatorer, nacelle, och så vidare måste bytas ut. Större reparationer och underhåll skulle kunna innebära att 'jack-up' fartyg måste användas tillsammans med stöd från ytterligare supportfartyg.

För att förhindra korrosion på de olika delarna av vindkraftverken kommer ny färg eller andra beläggningar behöva underhållas. För att genomföra detta krävs detta att den befintliga ytbeläggningen och eventuell korrosion tas bort innan beläggning kan appliceras. Sannolikt kommer varje vindkraftverk behövas målas om ungefär vart tionde år och förbättras runt vart tredje år.

Påväxt under vattenlinjen och fågelguano tas fysiskt bort från vindkraftverken genom att borsta av det följt av högtryckstvätt. Högtryckstvätten använder endast havsvatten. Rengöring av vindkraftverken sker cirka fem gånger per år.

För att förhindra korrosion fästs katodiskt skyddande anoder i och utanpå fundamenten. Istället för att metallen som fundamentet utgörs av korroderar är det anoden som förbrukas vilket innebär att anoden behövs bytas ut efter cirka fem år. Utbytet av anoderna kommer sannolikt att utföras med hjälp av dykare eller ROV

Fundamentens J-rör, som leder kabeln ner till havsbotten, kräver ibland underhåll samt modifieringar, bland annat under kabelrepetitioner eller vid byte av undervattenskabel. Arbetet med fundamentens J-rör utförs antingen med en dykare eller från ett 'jack-up' fartyg.

4.3.3 Underhåll av plattformar

På samma sätt som för vindkraftverken, se avsnitt 4.3.2, krävs det underhåll av de olika plattformarna. Detta kan innebära på mindre och större arbeten för underhåll samt reparationer. Eventuellt kan även detta inkludera användning av 'jack-up' fartyg för att kunna byta ut större komponenter på plattformarna.

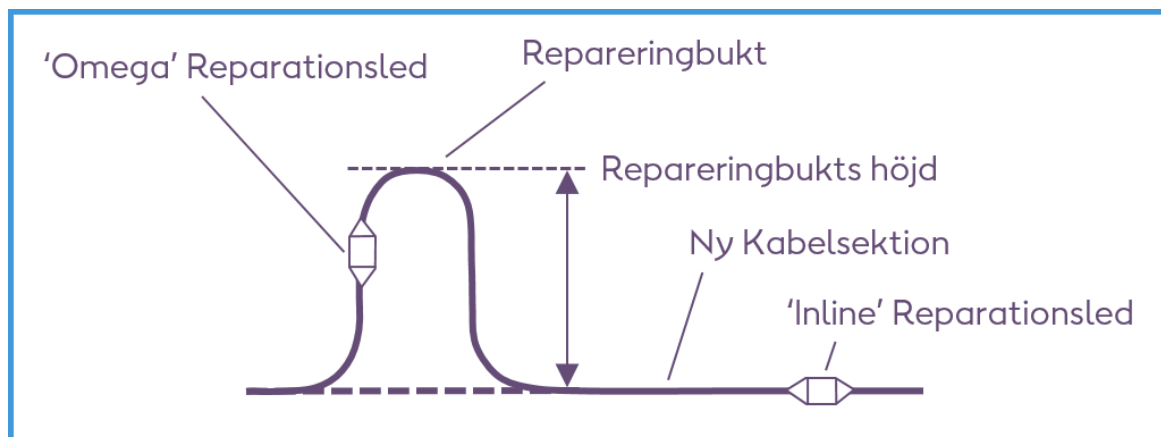
Även ny färg eller annan skyddande beläggning på plattformarna kommer behöva förnyas, påväxt under vattenlinjen kommer behöva avlägsnas, fågelguano behövs tas bort samt byte av anoder kommer behöva utföras. J-rören på plattformarnas fundament kan kräva underhåll och reparationer, detta kan ske med dykare eller genom att använda ett 'jack-up' fartyg.

4.3.4 Underhåll av undervattenskablar

Eventuella fel eller skador på undervattenskablar kommer upptäckas av vindkraftparkens säkerhetssystem. Ett fel på undervattenskabeln kräver att en undersökning utförs på plats i vindkraftparken för att hitta den exakta lokaliseringen av felet. När felet har upptäckts kan det vara nödvändigt att gräva upp kabeln ur havsbotten till ett fartyg för att fastställa omfattningen och typen av reparation som krävs innan själva reparationen genomförs.

Figur 4.5 visar proceduren för att reparera undervattenskabeln genom att byta ut den skadade delen med hjälp av skarvning. Den skadade delen av undervattenskabeln tas bort och en ny undervattenskabel ansluts med två skarvar. När undervattenskabeln byts ut på havsbotten är en av skarvarna ('Inline'-reparationsled i Figur 4.5) i linje med den äldre undervattenskabeln, den nya undervattenskabeln bildar sedan en repareringsbukt vilket ger undervattenskabeln en Ω -form från var undervattenskabeln låg ursprungligen. Detta är en nödvändigt då kabeln måste tas upp på ett fartyg för att repareras. Den nya delen av undervattenskabeln kommer därmed bli längre än den ursprungliga delen som bytts ut vilket då gör att den inte kan ligga på samma plats.

Efter genomförd reparation kommer undervattenskabeln att återigen grävas ner under havsbotten. För att bekräfta att undervattenskabeln ligger på korrekt djup och i rätt läge i havsbotten genomförs en kontroll. Den tid som krävs för reparation av kabeln beror på skadans omfattning, men tar vanligtvis maximalt en månad.



Figur 4.5 När reparationen av undervattenskabeln genomförs på ett fartyg får undervattenskabeln en Ω-form när den läggs ner på havsbotten, då undervattenskabeln blir lite längre, vilket gör att den inte kan ligga på samma ursprungliga plats. Figuren visas undervattenskabeln från ovan ned mot havsbotten.

Undervattenskablar som har blivit exponerade via naturliga sedimenttransportprocesser kan återigen behöva läggas ned under havsbotten. Ett flerstråleekolod, eller liknande teknik, kommer användas för att lokalisera undervattenskablar, bekräfta djupet och om undervattenskabeln är eventuellt exponerad på ytan av havsbotten. Om undervattenskabeln ligger för grunt under havsbotten, eller är exponerad, kommer den läggas ner igen med 'jetting' från ett fartyg eller av dykare till önskat djup under havsbotten. Efter nedgrävningen av undervattenskabeln kommer en kontroll att genomföras för att bekräfta framgången med nedgrävningen samt för att dokumentera hur djupt undervattenskabeln ligger under havsbotten.

Om skydd för undervattenskablar i form av stenläggning har använts, kan detta eventuellt behöva fyllas på under driften av vindkraftparken om det finns risk för att undervattenskabeln kan bli exponerad. Under vindkraftparken livstid beräknas 175 000 m³ av skyddet för undervattenskablar behöva bytas ut på grund av det på något sätt har blivit skadat.

4.3.5 Logistik

Under driften kommer fartyg för personal (besättningsfartyg), supportfartyg och helikoptrar att användas. Under driftskedet kommer det även att behövas en hamn att utgå ifrån, vilken hamn detta blir har inte beslutats ännu.

Det maximala antalet transporter till vindkraftparken beror på den slutgiltiga utformningen av Skåne Havsvindpark. Exempel, om den eventuella plattformen i vindkraftparken (se avsnitt 3.3.3) kommer att användas för logi eller för logistik samt vilken utrustning som det finns tillgång till i vindkraftparken, och beroende på vilken logistik som istället kommer att utgå från en hamn. Underhåll och reparationer inom vindkraftparken kan kräva att 'jack-up' fartyg måste användas under vissa förutsättningar. 'Jack-up'-fartygen har ett fotavtryck på havsbotten på maximalt 1 020 m². Tabell 4.5 visar det maximala antalet transporter för olika logistiska aktiviteter som behövs under ett år då vindkraftparken är i drift. En logistisk aktivitet beräknas som en tur och retur resa till vindkraftparken.

Tabell 4.5 Årliga maximala logistiska aktiviteter under driften av Skåne Havsvindpark. En logistisk aktivitet innefattar en tur och retur resa till vindkraftparken.

Logistiska aktiviteter	Antal/år
Helikopter	2440
'Jack-up' fartyg	90
Besättningsfartyg	910
Supportfartyg	110

4.3.6 Avfall och kemikalier

Under driften sker ett kontinuerligt utbyte av slitagekomponenter samt smörjmedel, vätskor och annat. Allt avfall som genereras under drift kommer att samlas in och hanteras av godkänd mottagningsanläggning.

Nacellen till vindkraftverket är konstruerade för att samla upp eventuellt spill eller läckage för att förhindra att kemikalier kommer ut i miljön. Om något spill av kemikalier skulle ske kommer de kemikalier som används, i den mån det går, vara biologiskt nedbrytbara för att minska eventuella effekter på miljön.

För lagring, hantering, transport och användning av bränsle, smörjmedel, kemikalier och andra ämnen kommer åtgärder att vidtas för att förhindra utsläpp till havsmiljön. Alla beläggningar eller behandlingar som används är lämpliga för användning i marinamiljöer och kommer att användas i enlighet med godkända riktlinjer.

Potentiell frigöring av bisfenol-A (BPA) och annan mikroplast förväntas bli försumbar under vindkraftverkens livslängd på grund av moderna vindkraftverk till havs utformning, som inkluderar ett antal skyddande lager över det underliggande hartset. Ørsted har också nyligen åtagit sig att inte deponera rotorblad från avvecklade vindkraftverk vilket gör att potentiella utsläpp av BPA under avvecklingsfasen undviks.

4.3.7 Utsläpp av vatten

Regnvatten från plattformarna avvattnas via ett regnvattensystem som leder vattnet till en oljeavskiljare innan vattnet släpps ut i havet. Även tvättvatten som används till rengöring, utan några rengöringstillsatser, leds via en oljeavskiljare innan vattnet släpps ut. Ett övervakningssystem säkerställer att gränsvärdet för oljehalten på 5 ppm inte överskrids. Vatten som innehåller en högre oljehalt än så samlas automatiskt upp i tankar för att transporteras till land och hanteras.

Grå- och svartvatten fylls i uppsamlingstankar och tas iland för hantering. Eventuellt kan förbränningstoletter används, dessa toaletter drivs av el utan några kemikalier, och toalettavfallet förbränns till aska. Denna teknik används redan i flera av Ørsted vindkraftsparker. Askan från förbränningstoletten tas iland för hantering.

4.4 Avvecklingsskede

Vindkraftverkens livslängd beräknas vara cirka 35 år. Normalt upprättas en avvecklingsplan cirka två år innan avslut. Planen för avveckling av vindkraftparken kommer att utarbetas i dialog med myndigheter och genom samråd med berörda intressenter. Avvecklingsplanen kommer att beskriva metoder och processer som kommer att användas för att med den lämpligaste och säkraste tekniken avveckla vindkraftparken. Metoden för avveckling kommer att ske enligt den praxis och lagstiftningen som gäller vid tiden för avveckling. Syftet med avvecklingsplanen är att minimera de kortsiktiga och långsiktiga effekterna på miljön samt att området ska vara säkert för fartyg och annan användning efter avvecklingen av vindkraftparken.

Avvecklingen sker i omvänd ordning jämfört med anläggningen, det vill säga att nacellen, bladen och torn tas ned först med motsvarande utrustning som användes under anläggningen av vindkraftparken. Monopilefundament och fackverksfundament kapas under havsbotten, sugkassunfundament och gravitationsfundament transporteras in till land. Om det är miljömässigt ett mindre ingrepp kan fundamenten eventuellt lämnas kvar på havsbotten beroende på rådande praxis och lagstiftning vid tidpunkten för avvecklingen. Även undervattenskablar och erosionsskydd kan eventuellt lämnas kvar på havsbotten om ingreppet bedöms vid avvecklingens tidpunkt ha en mindre påverkan på miljön än att ta bort dem.

För närvarande kan mellan 85 % och 95 % av vindkraftverket i sin vikt återvinnas, där återvinning av rotorbladen en stor utmaning. Ørsted har nyligen åtagit sig att antingen återanvända eller återvinna alla rotorblad från vindkraftverken i sin globala portfölj vid avveckling och därmed undvika att skicka rotorblad till deponi. Det kvarvarande material som eventuellt inte kan återvinnas kommer att transporteras till godkänd avfallsanläggning.