



Bilaga C

Teknisk beskrivning vindkraftpark Polargrund Offshore

Version	drafted by	checked by	approved by
1.0	Frans Cleveson	31.01.2024 Anna Roxell	Fredrik Hallander

Printed versions are not subject to document control

Version	Section	Changes	by

Applicable Documents

Title	Date

Innehåll

a	Definitioner och terminologi	6
	Förkortningar och definitioner	8
1	Inledning.....	9
2	Utformning av vindkraftparken.....	11
3	Vindkraftverk.....	14
3.1	Torn	14
3.2	Maskinhus	15
3.3	Rotorblad.....	15
3.4	Generator	16
3.5	Transformator	16
3.6	Kontroll- och övervakningssystem	16
3.7	Åtkomstsystem.....	16
3.8	Hantering av isbildning på turbinblad	16
3.9	Användning av kemikalier i ett vindkraftverk.....	17
4	Transformatorstation och andra plattformar	18
4.1	Struktur för transformatorstationer och andra plattformar.....	19
4.2	Överbyggnad	19
4.3	Fundament för transformatorstationer	20
4.4	Fundament för omriktarstationer och stora transformatorstationer.....	21
4.5	Logi- och logistikplattformar	21
4.6	Användning av kemikalier på transformatorstationer och andra plattformar	22
4.6.1	Kemikalier i anslutning till transformatorstationer och andra plattformar	23
4.6.2	Kemikalier på omriktarstationer	23
4.6.3	Läckageförebyggande tekniker på komponentnivå	23
4.6.4	Läckageförebyggande tekniker i överbyggnaden.....	24
4.7	Kylsystem på omriktarstationer	24
5	Fundament	25
5.1	Monopile-fundament	25
5.2	Monosugkassunfundament.....	27
5.3	Gravitationsfundament	29
5.4	Fackverksfundament	30
5.4.1	Sugkassunfundament av fackverkstyp	32
5.5	Tripod-fundament	34
5.6	Utveckling av fundament	36
5.7	Avfärdade fundamentsalternativ	36

5.8	Anpassning till arktiska förhållanden	37
5.9	Erosionsskydd	38
5.10	Korrosionsskydd	38
6	Elkabelnät	39
6.1	Internt kabelnät.....	39
6.2	Redundanskabel	42
6.3	Kommunikationskablar.....	42
6.4	Elektromagnetiska fält.....	42
7	Fartyg och övrig infrastruktur.....	48
7.1	Installationsfartyg.....	48
7.2	Hamnar.....	49
7.3	Mätmast för meteorologisk utrustning.....	50
8	Anläggningskede	52
8.1	Undersökningar	52
8.1.1	Förberedande undersökningar.....	52
8.1.2	Andra undersökningar	52
8.1.3	Anläggning- och avvecklingsförberedande undersökningar	52
8.2	Installation av fundament	53
8.2.1	Installation av monopile-fundament.....	53
8.2.2	Installation av gravitationsfundament	54
8.2.3	Installation av fackverksfundament	55
8.2.4	Installation av sugkassunfundament och monosugkassunfundament	56
8.2.5	Installation av tripod-fundament	56
8.2.6	Anläggningsarbete – Pålning och ljudutbredning	56
8.2.7	Borrning vid installation av fundament.....	57
8.3	Installation av vindkraftverk.....	58
8.4	Installation av transformatorstation och andra plattformar	59
8.5	Installation av internkabelnät och redundanskablar	60
8.5.1	Nedgrävning av kablar.....	62
8.5.2	ROV	64
8.5.3	Externt skydd	65
9	Drift och underhåll	66
9.1	Service- och underhållsarbete.....	67
9.2	Åtkomst under drift.....	68
9.3	Logistik.....	69
10	Avveckling.....	70

10.1	Avveckling av vindkraftverk.....	70
10.2	Avveckling av transformatorstationer och andra plattformar	70
10.3	Avveckling av fundament	71
10.3.1	Avveckling av monopile-fundament.....	71
10.3.2	Avveckling av fackverksfundament	71
10.3.3	Avveckling av gravitationsfundament	72
10.3.4	Avveckling av sugkassunfundament och monosugkassunfundament.....	72
10.3.5	Avveckling av tripod-fundament	72
10.4	Avveckling av kablar inom vindkraftparken	72
11	Tidplan för anläggning.....	73
12	Säkerhet.....	74
12.1	Hinderbelysning.....	74
12.2	Brandsäkerhet	76
13	Följdverksamheter.....	77
13.1	Exportkablar	77
13.2	Befintliga kablar och ledningar.....	77
13.3	Reaktiv effektkompensering	77
13.4	Landtagning av exportkablar	77
13.5	Anslutning på land.....	77
13.6	Dumpning av muddermassor och borrhullmassor.....	78
13.7	Transporter med fartyg	78
14	Referenser	79

Definitioner och terminologi

Term	Definition
Erosionsskydd	Stenkrossmaterial eller annan lösning som placeras runt fundament och konstruktioner i syfte att förhindra underminering genom erosion.
Exportkabel	Förbindelsekabel mellan vindkraftspark och land i vilken strömmen exporteras.
Fundament	Bärande konstruktioner stående på eller förankrade i havsbotten som utgör bas för vindkraftsparkens olika delar.
Internkabelnät	Förbindelsekablar mellan ett eller flera vindkraftverk och transformator- eller omriktarstationer.
J-rör	Kanalisation på eller i fundament som leder kabel mellan havsbotten och vindkraftverket.
Kabelplog	Utrustning för kabelförläggning i havsbotten med en plöjningsmetod.
Kommunikationskabel	Kabel, ofta fiberoptisk, för dataöverföring mellan vindkraftverk, transformator- och omriktarstationer, logi- och logistikplattformar samt till land.
Kuttersug-mudderverk (eng. cutter suction dredger)	Schaktmetod där bottenmaterial lösgörs mekaniskt och sedan sugs upp och pumpas till avsedd plats eller fartyg.
Logi- och logistikplattform (eng. accommodation platform)	Plattform inom vindkraftspark med personal- och bostadsdel samt utrymmen för lager och materialhantering.
Maskinhus	Huvudkomponent placerat på vindkraftsverkets torn som inrymmer generator, växellåda och styrsystem m.m.
Metallisk returkabel	Elektrisk ledare som kan användas i HVDC-kabelsystem.
Omriktarstation (eng. converter station)	Elnätstation till havs där strömmen likriktas innan leverans till land genom exportkablar. Ett alternativ till transformatorstation.
Reaktor	Nätstation för kompensering av reaktiv effekt i långa kablar i HVAC-system. Anläggs vanligen mitt på kabelsträckningen.
Redundanskabel	Förbindningskabel mellan transformator-, omriktarstationer eller logi- och logistikplattform inom vindkraftspark för redundant kraftförsörjning.

Term	Definition
Rotor	Vindkraftverkets roterande vingar som skördar energin ifrån vinden.
Skarvgrop	Schaktgrop på land där exportkablar och landkablar skarvas.
Transformatorstation (eng. offshore substation, "OSS")	Nätstation till havs där strömmen från anslutna vindkraftverk transformeras upp innan leverans till elnätet genom landanslutna exportkablar.
Ufs - Underrättelser för sjöfarande	Information för yrkes- och fritidssjöfarten t.ex. notiser med sjökortsrättelser, notiser med temporär och preliminär information samt övrig information som kan vara relevant för den sjöfarande.
Väderdagar	Dagar med dåligt väder som begränsar eller hindrar verksamhet till havs.
Övergångsdel /övergångsstycke	Konstruktionsdel mellan fundament och vindkraftverkets torndel som sammankopplar de två.

Förkortningar och definitioner

Förkortning	Definition
μT	Mikrotesla
A	Ampere
AC	Air Conditioning
AIS	Automatic Identification System
CBRA	Cable Burial Risk Assessment
CLV	Cable Laying Vessel
CPT	Cone Penetration Test
CSD	Cutter Suction Dredger
CTV	Crew Transfer Vessel
EPR	Ethylene Propylene Rubber
EEZ	Exclusive Economic Zone (Sveriges ekonomiska zon)
HDD	Horizontal Directional Drilling
HLV	Heavy Lift Vessel
HVAC	High Voltage Alternating Current (växelström)
HVDC	High Voltage Direct Current (likström)
JUV	Jack-Up Vessel
kV	Kilovolt
LIDAR (F-LIDAR)	Light Detection And Ranging (Floating-LIDAR)
MFE	Mass Flow Excavator
MKB	Miljökonsekvensbeskrivning
MW	Megawatt
OSS	Offshore Substation
RACON	Radar Beacon
ROV	Remotely Operated Vehicle
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEL	Sound Exposure Level
SOV	Service Operated Vessel
SODAR	Sonic Detection and Ranging
SPL	Sound Pressure Level
SSCV	Semi-Submersible Crane Vessel
TSFS	Transportstyrelsens Författningssamling
TSHD	Trailing Suction Hopper Dredgers
TWh	Terawattimmar
UXO	Odetonerad ammunition
W2W	Walk to Walk
WCS	Worst case scenario
WTIV	Wind Turbine Installation Vessel
XLPE/PEX	Cross-Linked Polyethylene

1 Inledning

Den tekniska beskrivningen utgör ett underlag till ansökan om tillstånd till vindkraftparken Polargrund Offshore. Tillståndsprövningen utförs av Polargrund Offshore AB som utgör en del av bolaget Skyborn Renewables AB (Skyborn). Syftet är att redogöra för de tekniska förutsättningarna avseende utformning och utförande som gäller för att utföra byggnation, drift och avveckling av vindkraftparken. Avseende utformning beskrivs vindkraftparkens huvudsakliga delar som vindkraftverk, nätstationer, fundament, logi- och logistikplattform och kabelinfrastruktur inom projektområdet. Även följdverksamheter som inte omfattas av ansökan, såsom exportkablar till land och tillhörande infrastruktur beskrivs översiktligt. Vidare redogörs för de metoder som kan komma att användas vid anläggning och drift samt vid avveckling av verksamheten.

Projektområdet för Polargrund Offshore är lokaliserat i norra Bottenviken inom både territorialhavet tillhörande Kalix kommun (kallat område A) och i Sveriges ekonomiska zon (kallat område B). Projektområdet omfattar ett havsområde om 341 km². Kortaste avståndet från projektområdet till svenska fastlandet är cirka 35 km. Avståndet till närmsta ö är ca 10 km. Projektområdet angränsar till Finlands ekonomiska zon. Djupet inom projektområdet varierar i huvudsak mellan 20–60 meter med några djupare dalgångar på ned till 120 meter och några grundare områden på upp till 12 meter. Medeldjupet inom projektområdet är 45 meter. Utifrån projektområdets storlek och optimering med hänsyn till lokala förutsättningar förväntas den totalt installerade effekten för vindkraftparken uppgå till cirka 3000 MW.

Utvecklingen vad gäller effekt och storlek av vindkraftverk har skett mycket snabbt de senaste decennierna och bedöms fortsätta inom överskådlig tid. Prövningen av vindkraft i territorialhavet och i ekonomiska zon samt anslutning till elnätet tar ett antal år i anspråk. Det är därför rimligt att anta att teknikutveckling skett som gör att det finns andra tekniska lösningar och optimeringar tillgängliga när projektet närmar sig realisering. Det är därför nödvändigt att tillståndet utformas så att den detaljerade utformningen av parken, avseende exempelvis turbinstorlek och fundamentstyp och antal verk kan fastställas närmare in på byggstart, dvs. vid detaljprojekteringen. Turbinstorleken är styrande för såväl placeringen av enskilda vindkraftverk, spänning i kablar, transformatorstationers storlek, bottenanspråk m.m. Turbinstorleken styr även hur många vindkraftverk som kan placeras inom det sökta området. Förutsättningarna för denna tekniska beskrivning är att totalt 120 vindkraftverk med maximal totalhöjd om 350 meter byggs inom projektområdet. Havsbottens djupvariationer och andra förhållanden inom projektområdet för Polargrund Offshore medför även att olika typer av fundamentstekniker, anpassade för olika djup och bottenförhållanden, kan komma att behöva användas.

Elenergin som produceras i turbinerna kan antingen

- 1) exporteras som elenergi genom bottenförlagd kabel eller
- 2) konverteras till vätgas inom parken och exporteras via rörledning på botten.

I ett elproduktionsfall ansluter grupper av vindkraftverken via internt kabelnät till transformator- eller omriktarstationer inom parken. Spänningsnivån i internkabelnätet kan uppgå till 170 kV. Transformator- och omriktarstationerna konverterar spänningen till rätt nivå för vidare transmission till land via exportkablar. Fyra havsbaserade transformator- eller omriktarstationer för antingen HVAC (växelström) eller HVDC (likström) eller en kombination planeras att installeras inom projektområdet. För att öka leveranssäkerheten kan vindkraftparkens transformator- och omriktarstationer kopplas samman med redundanskablar med en spänning på upp till 525 kV. Exportkablarna ansluts i land till stamnätet eller annan mottagare, såsom en industrialläggning för vätgasproduktion.

Vid vätgasproduktion kopplas vindkraftverken till ett rörledningsnät som antingen kopplas direkt till en exportledning eller via havsbaserade kompressorstationer. Kompressorstationer behövs i det fall de vätgasproducerande enheterna genererar vätgas med ett gastryck som är lägre än vad som är definierat för exportrörledningarna. Exportrörledningarna kan anslutas till ett framtida stamnät för vätgas eller till industri. De tekniska aspekterna av ett alternativ med vätgas redovisas i separat dokument, se bilaga C.1-Teknisk beskrivning decentraliserad vätgas.

Även en kombination av alternativen kan förekomma. I en kombination av alternativ, dvs att både elenergi och vätgas tillverkas inom parken och exporteras till land, kan det antas att det är olika geografiska delar av parken som anläggs för respektive ändamål. Det kan även bli aktuellt att anlägga parken i olika etapper, bland annat beroende på när i tiden anslutning till mottagare kan ske. Längden och bredden på internledningsnätet bedöms bli av samma omfattning oavsett om det är el eller vätgas som exporteras från vindkraftverken. Längden på internledningsnätet är tilltagen med marginal för att även ta höjd för en kombination av produktion av el och vätgas inom parken. Exempel på utformning av internledningsnät redovisas i denna TB för det interna elkabelnätet. Samma exempellayout gäller således även för ett eventuellt internrörledningsnät för vätgas.

Eftersom mottagare av vätgas och el inte är fastställd vid upprättande av denna handling kan det inte uteslutas att det kommer att bli fler än ett stråk för exportkabel/-rörledningar från parken in till land. Inom ett stråk kan det således förekomma endast exportkablar, rörledningar eller både exportkablar och – rörledningar.

2 Utformning av vindkraftparken

Slutlig placering av vindkraftverk, kablar, transformatorstationer, omriktarstation och logi- och logistikplattformar samt totalhöjd och fundamentsteknologi kommer att fastställas i samband med detaljprojektering och med hänsyn till val av teknik, områdesförutsättningar och tillståndets ramar och villkor. På så vis möjliggörs att den lämpligaste tillgängliga tekniken och turbintyp kan upphandlas och byggas vid tidpunkt för anläggning av vindkraftparken.

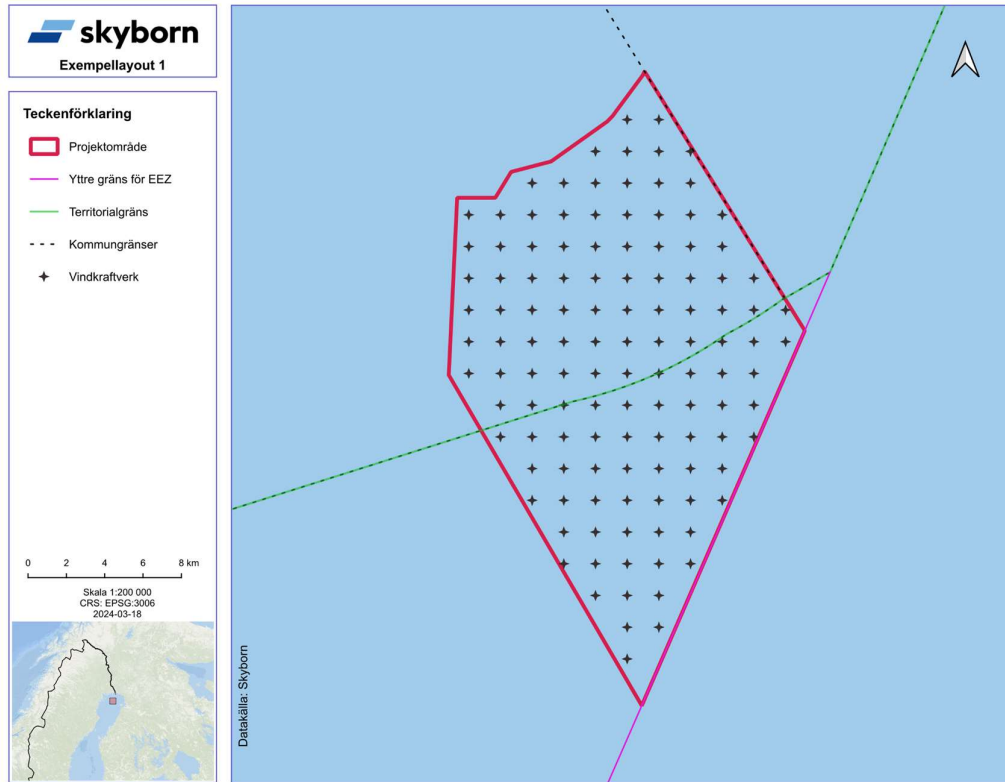
Det maximala antalet vindkraftverk som kommer byggas i hela projektområdet är 120 stycken. Skyborn har tagit fram tre alternativa layouter för vindkraftverken inom projektområdet som miljöbedömningar i MKB och denna tekniska beskrivning baseras på. Layouternas syfte är att redovisa de alternativ som beroende på aspekt skulle kunna ge upphov till störst miljöpåverkan. Alla layouter baseras på att upp till 120 stycken vindkraftverk med en maximal totalhöjd om 350 meter, anläggs fördelat över projektområdet men tätheten varierar mellan territorialhavet (Kalix kommun) och svensk ekonomisk zon, se exempellayouter, Figur 1, Figur 2 och Figur 3.

Exempellayout 1 har en jämn fördelning av turbiner över hela projektområdet. Exempellayout 2 baseras på ett maximalt antal vindkraftverk inom territorialhavet, dvs 85 vindkraftverk, vilket betyder att 35 vindkraftverk anläggs i svensk ekonomisk zon. Exempellayout 3 är på motsvarande sätt en layout med maximalt antal verk i svensk ekonomisk zon, dvs 75 vindkraftverk, vilket betyder att 45 vindkraftverk anläggs i territorialhavet.

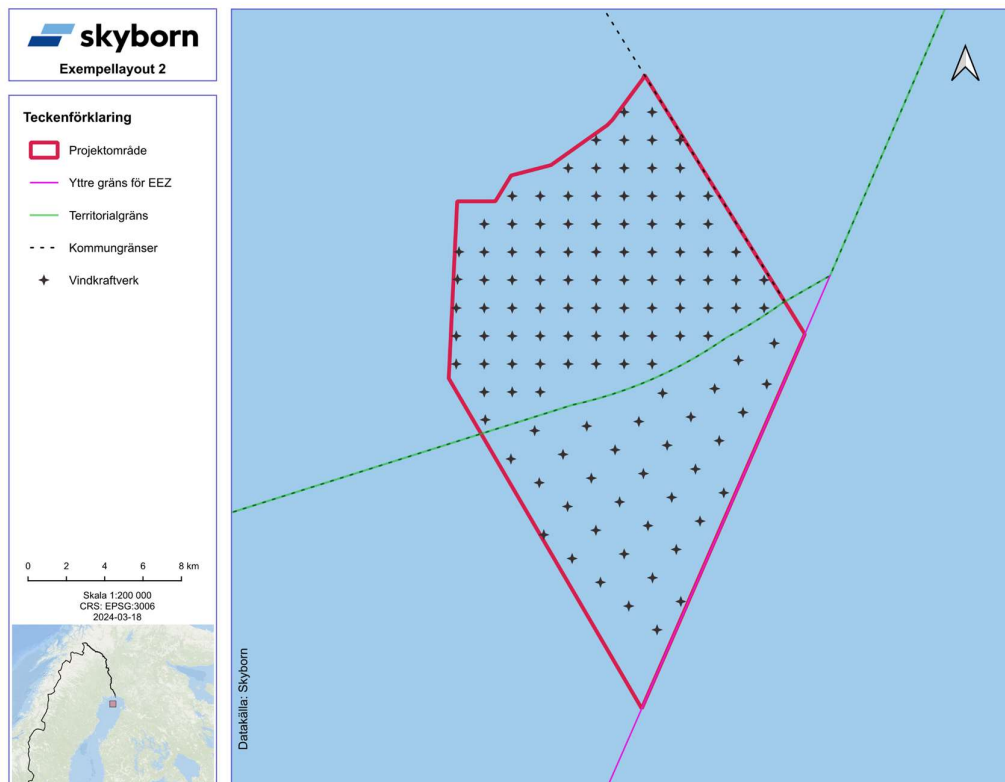
Det är av vikt att framhålla att exempellayouterna enbart syftar till att illustrera hur tre olika utformningar kan se ut. De syftar således inte till att ge en beskrivning av en slutlig utformning. 120 vindkraftverk planeras inom vindkraftparken, men utav dessa kommer inte fler än 85 stycken verk installeras i territorialhavet och inte fler verk än 75 stycken i Sveriges ekonomiska zon. Högsta höjden kommer vara 350 meter.

Tabell 1 Tekniska parametrar – Exempelutformning.

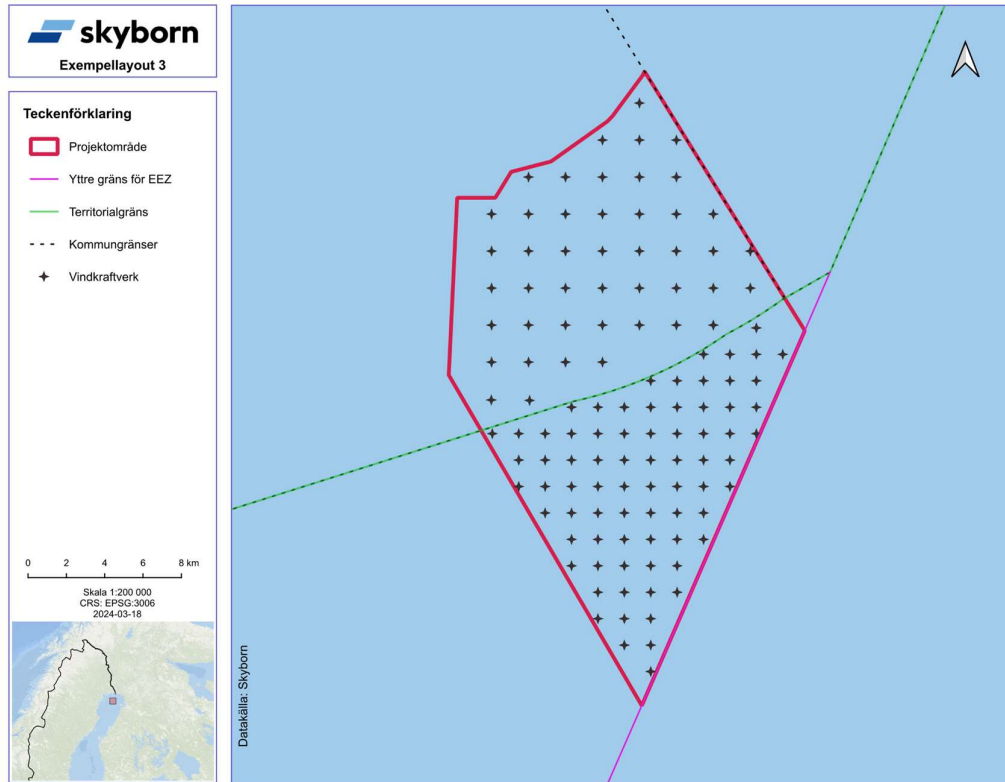
Parameter	Värde
Maximal totalhöjd	350 m
Antal verk	120 stycken
Största rotordiameter	Cirka 330 m
Ungefärligt separationsavstånd mellan vindkraftverk	Cirka 1,0–3,5 km
Beräknad årlig produktion	Cirka 9–10 TWh
Area projektområde för vindkraftsproduktion	341 km ²
Bottendjup inom projektområdet	12–120 m
Avstånd till fastlandet	Cirka 35 km
Estimerat bottenanspråk av projektområdet bestående av fundament för vindkraftverk samt plattformar.	Cirka 0,4 %
Maximalt bottenanspråk av projektområdet bestående av kablar (inkl. redundanskablar) med externt skydd.	Cirka 1,3 %



Figur 1 Exempellayout 1 med 120 vindkraftverk med en totalhöjd om 350 meter.



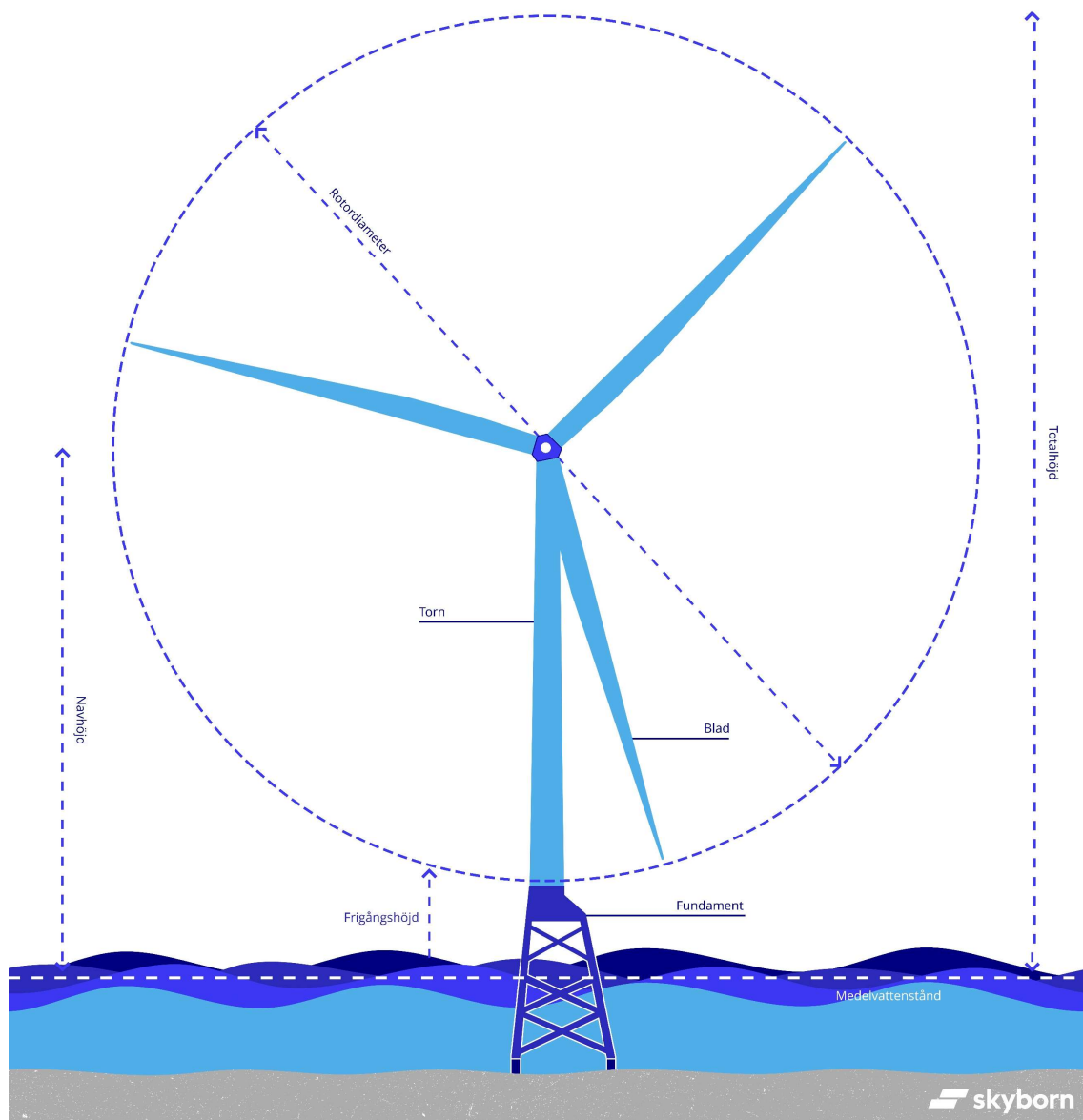
Figur 2 Exempellayout 2 med 85 vindkraftverk med en totalhöjd om 350 meter i Kalix kommun.



Figur 3 Exempellayout 3 med 85 vindkraftverk med en totalhöjd om 350 meter i Sveriges ekonomiska zon.

3 Vindkraftverk

Ett havsbaserat vindkraftverk utviner energi genom att omvandla luftens rörelseenergi till elektricitet med hjälp av en rotor med en tillkopplad elgenerator. Rotorn består av ett nav där, på de flesta moderna verk, tre rotorblad är monterade. Rotorn är i sin tur monterad på ett maskinhus högst upp på vindkraftverkets torn som förutom elgeneratoren inrymmer vindkraftverkets delkomponenter, system och i förekommande fall en växellåda. Figur 4 visar en principskiss av ett vindkraftverk.



Figur 4 Principskiss av ett vindkraftverk på ett fackverksfundament. ©Skyborn Renewables

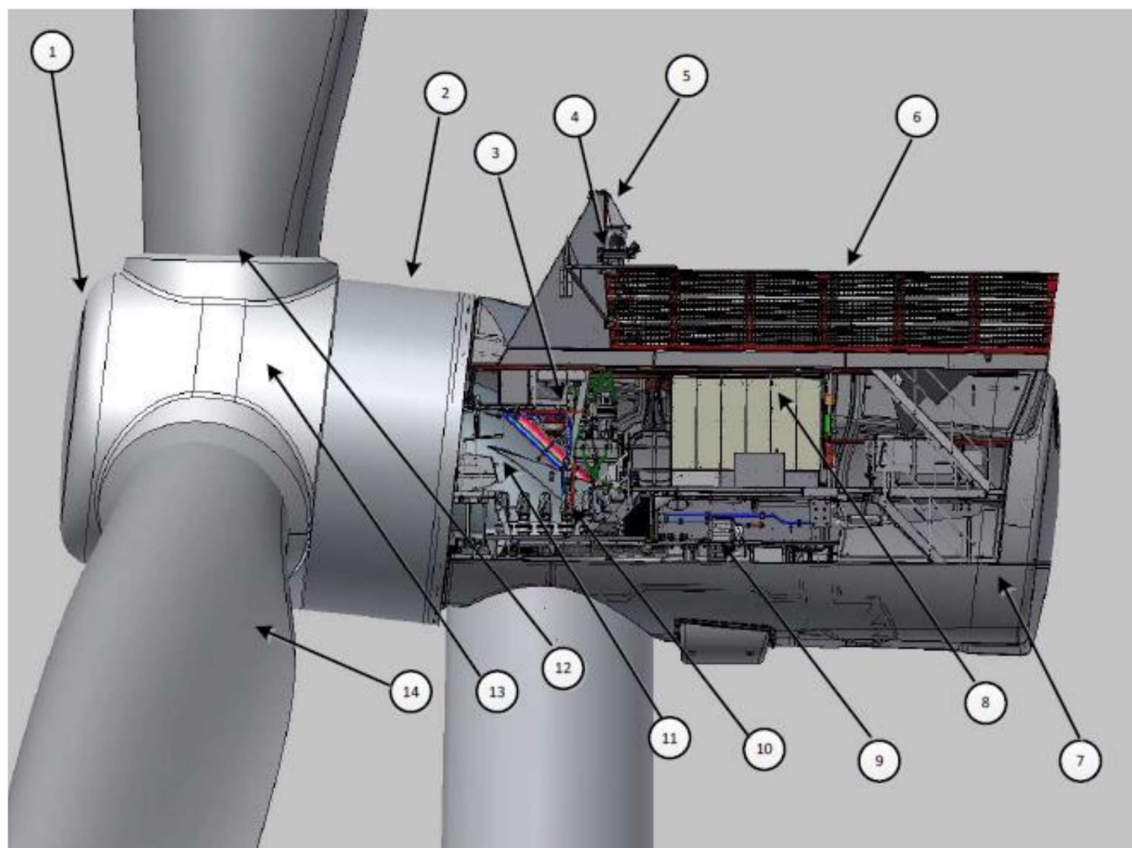
3.1 Torn

Vindkraftverkets torn är den långa slanka konstruktionsdel som placeras på fundamentets struktur och som bär upp vindkraftverkets rotor och maskinhus. Tornet består vanligtvis av ett antal sammansatta rörsektioner sammanfogade med skruvförband. På tornets nedre del finns en manlucka eller dörr för servicepersonal. Inuti tornet finns oftast en hiss och stege för transport av

personal och materiel till maskinhuset. Vidare leds kablar från maskinhuset ner via tornet och till fundamentet.

3.2 Maskinhus

Inne i maskinhuset återfinns vindkraftverkets framdrivningskomponenter. I Figur 5 visas exempel på de delkomponenter som kan ingå i ett vindkraftverk. Figuren redogör för ett vindkraftverk utan växellåda. Vanligt förekommande på marknaden är även vindkraftverk som använder en växellåda. I anslutning mot tornet är maskinhuset utrustad med en girväxel som vrider hela huset i optimal vinkel mot vindriktningen.



Figur 5 Översikt av vindkraftverkets komponenter.

Tabell 2 Exempel på komponenter i ett vindkraftverk.

Pos.	Beskrivning	Pos.	Beskrivning
1	Spinner	8	Växelriktare
2	Generator	9	Transformator
3	Hiss för service	10	Girväxel
4	Anemometer	11	Maskinfundament
5	Passiv kylare och aktiv fläkt	12	Rotorbladlager
6	Helikopterplatta	13	Nav
7	Skal	14	Rotorblad

3.3 Rotorblad

Rotorbladen utgörs av ihåliga, aerodynamiskt och optimerade vingprofiler, utformade för att skörda mesta möjliga energi ur den vind som passerar. Bladen tillverkas vanligtvis av kol- och/eller

glasfiberarmerade kompositmaterial för optimal vikt och styrka. Rotorbladens anfallsvinkel (s.k. "pitch") justeras dynamiskt under drift genom rotation runt den egna längdaxeln. Pitchen justeras för att reglera effektuttag och hastighet på rotorn på sådant sätt så att systemen alltid skördar energin med optimal effektivitet inom de tillåtna driftsparametrarna.

3.4 Generator

Generellt används två huvudtyper av generatorsystem i vindkraftverk, antingen direktdrivna generatorer där generatoren och rotorn är direktkopplade och håller samma varvtal eller generatorer med växellåda där rotor och generator håller olika varvtal.

Gemensamt för båda typerna är generatorerna regleras för att ge konstant spänning, men med ett effektuttag som fluktuerar med vindhastigheten. Innan elenergin lämnar kraftverket justeras spänningen, normalt höjs (eller transformeras upp), till nivå med interna nätets spänningsnivå.

3.5 Transformator

Transformatorn är en elektroteknisk komponent placerad inne i maskinhuset och har som uppgift att öka spänning som produceras av generatoren. Spänningen höjs från en låg spänningsnivå till spänningsnivån i parkens internkabelnät, vanligtvis 66 kV idag. Utvecklingen av vindkraftverk innebär att ännu högre spänningar, upp till 170 kV, kan vara aktuella vid realisering av vindkraftparken.

3.6 Kontroll- och övervakningssystem

Vindkraftparken är utrustad med ett kontroll- och övervakningssystem, ett så kallat SCADA-system, (eng. "Supervisory Control And Data Acquisition"). Systemet möjliggör fjärrstyrning och avläsning av parkens driftdata från en oftast landbaserad driftcentral.

3.7 Åtkomstsystem

Maskinhuset nås via en uppstigningsanordning i tornet. I vissa fall används en stege men oftast är vindkraftverken utrustade med en hiss som används för transport av personal och material.

3.8 Hantering av isbildning på turbinblad

Projektområdet är lokaliserat på en plats där isbildning på turbinblad och konstruktioner kan förekomma. Olika system som förbygger eller avlägsnar is kan installeras för att minska påverkan av isbildning på turbinbladen. Avisning av turbinblad minskar aerodynamiska störningar och turbulens på strömningen runt turbinbladen som isbildning kan ge upphov till och bidrar till att bibehålla en effektiv elproduktion. Avisning minskar även den adderade belastning på konstruktionen av isbildning ger och bidrar på så sätt till en ökad livslängd. Det finns i dagsläget ett antal system som kan implementeras för att detektera isbildning:

- Mekatroniskt system – Mätning av dämpning av ultraljudssignaler på ytan eller skifte i resonansfrekvens.
- Elektriska system – Mätning av förändring i elektriska parametrar som till exempel avvikande uteffekt från förväntad produktion.
- Optiska system – Mätning av reflekterat ljus eller absorption av infrarött ljus.
- Turbinbaserade parametrar – Förändring av aerodynamisk prestanda.
- Ljudmätningar – Isbildning leder till ökad ljudemission.
- Termodynamisk status av ytan – Mätning av temperatur på ytan.

Alla dessa metoder har olika egenskaper vad gäller pålitlighet, hållbarhet, krav på underhåll. Utöver system som upptäcker isbildning finns det även system som förhindrar eller minskar risken för isbildning:

- Mekaniskt system – Vibrationen induceras i bladen för att bryta isen.
- Termiskt system– Elektrisk uppvärmning med slingor eller inbyggda kanaler system där varm luft cirkuleras.
- Passivt system – Hydrofobt och/eller isavstötande beläggning används på bladen.

Flera olika system för att detektera isbildning och hantera isbildning på turbinbladen övervägs för Polargrund Offshore.

3.9 Användning av kemikalier i ett vindkraftverk

Kemikalier som oljor och andra fluider förekommer både i mekaniska och elektriska komponenter.

Exempel på kemikalier som kan förekomma i ett vindkraftverk är:

- Transformatorolja för isolering och kylning av transformatorer.
- Smörjmedel för att minska förslitning av rörliga komponenter.
- Glykol/vatten för slutna kylsystem och i vätskedämpare.
- Inert gas och kväve är exempel på kemikalier som kan användas i olika brandsläckningssystem.
- Isoler- och brytargas för högspänningsutrustning.

Exempel på estimerade mängder av kemikalier som kan förekomma i vindkraftverk, beroende på turbinstorlek presenteras i Tabell 3.

Tabell 3 Exempel på volymer av oljor, smörjmedel och andra vätskor i ett vindkraftverk för två olika turbinstorlekar.

Kemikalie/substans (för ett vindkraftverk)	Uppskattad mängd
Transformatorolja, växellådsolja och hydraulolja	9–20 m ³
Smörjmedel	0,4–1,0 m ³
Glykol/Vatten (kylning/dämpningsvätska)	22–65 m ³
Kväve/inert gas	55–100 m ³ @1 bar abs
Isoler- och brytargas	60–150 kg

Vindkraftverken är konstruerade för att inte orsaka utsläpp av kemikalier till miljön, både vid normal drift och vid tillbud.

Alla system innehållande kemikalier i vindkraftparken är utformade som slutna system. Det finns i tillägg passiva uppsamlingssystem, som i händelse av läckage på komponentnivå kan hantera och samla upp de mängder det skulle kunna vara fråga om och aktiva övervakningssystem som notifierar och larmar ”kontrollrummet” om problem med något av smörjmedels- eller kylsystemen uppstår. Varningar triggas av exempelvis tryckfall, temperaturändringar i komponenter, ändring av nivåer i smörjmedels- och uppsamlingssystem. Beroende på felets karaktär kan berört vindkraftverk stoppas manuellt eller automatiskt.

Smörjmedel byts med intervall definierade av underhållsplanen för respektive komponent.

Underhållsarbetet kan innehålla moment med överföring och påfyllning av kemikalier.

4 Transformatorstation och andra plattformar

Energien som produceras i vindkraftparken distribueras vidare via undervattenskablar från vindkraftparken till transmissionsnätet på land. De enskilda vindkraftverken i parken producerar och matar ut el med lägre spänningsnivå i det interna kabelnätet än den spänningsnivå som exporteras till land från parken. Ändringen av spänningsnivån sker i en eller flera transformatorstationer som är placerade ute till havs inom projektområdet.

Spänningen på lågspänningssidan av en transformatorstation kan idag uppgå till cirka 66 kV för en havsbaserad vindkraftpark. Det finns idag även prototyper för havsbaserade vindkraftverk med en spänning om 132 kV. Framtida förväntad spänning kan komma att uppgå till 170 kV.

Fyra transformatorstationer eller omriktarstationer planeras installeras beroende av vindkraftparkens slutgiltiga totala installerade effekt, produktion, antal vindkraftverk, respektive plattformars kapacitet och miljömässiga faktorer. Tabell 4 redovisar tekniska specifikationer för internkabelnätet i Polargrund Offshore. Tabellen visar de största värdena enligt framtagna exempellayouter vilket motsvarar WCS (eng. "Worst Case Scenario").

Tabell 4 Preliminära elektriska specifikationer för de elektriska komponenterna i Polargrund Offshore.

Parametrar	Preliminära värden
Antal transformatorstationer eller omriktarstationer	4 stycken
Internkabelnät	Cirka 370 km
Redundanskabel	Cirka 65 km
Spänningsnivå i internkabelnätet	66–170 kV
Spänningsnivå i redundanskabel	100–525 kV

Vid transmission av el finns olika fysiska begränsningar för överföringskapacitet beroende på transmissionsteknik. I det här fallet kan avståndet mellan vindkraftpark och inmatningspunkt i land utgöra en sådan faktor i val av teknik. Förstahandsvalet är vanligen växelströmsteknik (HVAC, eng. "High Voltage Alternating Current") men om transmissionsförlusterna anses för stora kan högspänningslikströmsteknik (HVDC, eng. "High Voltage Direct Current") vara ett alternativ. HVDC kan framför allt vara fördelaktigt om avstånden är stora samtidigt som den totala installerade effekten är stor. HVDC kräver i tillägg till transformatorstationer även omriktarstationer som likriktar strömmen innan den exporteras. I vissa fall är transformatorstation och omriktarstation sammanbyggda till en enhet.

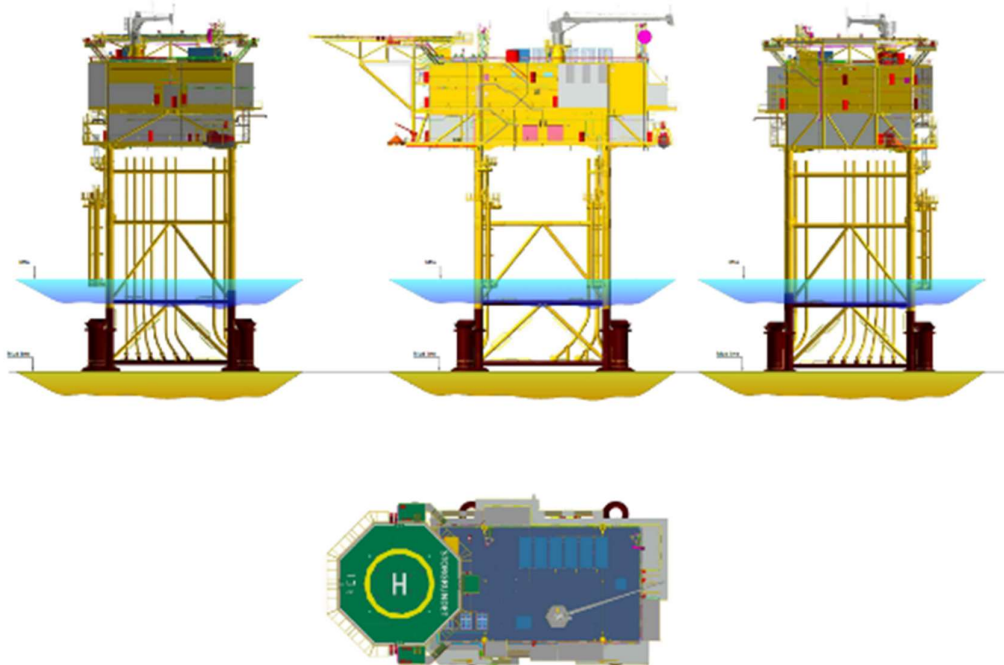
Generellt kräver tekniken för HVDC mer plats än HVAC vilket gör att överbyggnaden och fundament för dessa kan ha större dimensioner. Antalet transformatorstationer eller omriktarstationer som behövs kommer att bero på vilken teknik som väljs samt vindkraftparkens nominella kapacitet.

Tabell 5 Olika tekniska lösningar för HVAC och HVDC.

Komponent	HVAC	HVDC
Transformatorstation	Ja	Eventuellt
Omriktarstation	Nej	Ja
Redundanskabel	Eventuellt	Eventuellt

4.1 Struktur för transformatorstationer och andra plattformar

En havsbaserad transformatorstation består av två huvuddelar. Den ena delen är ett fundament där flera olika lösningar är aktuella och valet av fundamentslösning kan, men behöver inte vara samma som för vindkraftverken. Den andra delen är överbyggnaden dvs. transformatorstationen och kringutrustning. Exempel på en transformatorstation uppförd på ett fackverksfundament visas i Figur 6 samt ett exempel på mindre transformatorstation uppförd på en monopile visas i Figur 7.



Figur 6 Exempel på transformatorstation på fackverksfundament. ©Skyborn Renewables

4.2 Överbyggnad

Överbyggnaden är normalt en sluten konstruktion utförd i stål som bärs upp av någon typ av fundament. Konstruktionen är utformad specifikt för att skydda inrymda komponenter nödvändiga för att transformera upp spänning från internkabelnätet innan export och i det fall station är en omriktarstation för HVDC även likriktad strömmen.

Exempel på huvudkomponenter som kan förekomma i en transformatorstation:

- Transformator
- Kontroll- och övervakningssystem för transformatorstationen och vindkraftverken
- Kopplingskåp
- Brandlarmscentral
- Tank för släckningsmedel
- Pumpar för släckningsmedel
- Oljeavskiljare
- Reservgeneratorer
- Bränsletank för reservgenerator

Utöver detta inryms känslig utrustning i en kontrollerad miljö som är utrustad med värme, ventilation, AC och brandsläckningssystem. Överbyggnaden kan utrustas med helikopterplatta.

Extern utrustning som kranar, master för kommunikation och mätutrustning samt åskledare kan monteras på överbyggnaden vilket adderar till överbyggnadens totala höjd.

Höjden över vattenytan för överbyggnaden beror på maximal våghöjd och lokala förhållanden. Fysiska dimensionerna på överbyggnaden på transformatorstationen bestäms av dess kapacitet, dvs. vilken effekt och därmed antal vindkraftverk som den ska hantera. Vid användning av större transformatorstationer skulle färre antal behövas inom vindkraftparken. Teknikoptimering, kabeldragning och ekonomiska förutsättningar påverkar transformatorstationens storlek och därmed vilket antal transformatorstationer som är den mest lönsamma lösningen.

Indikativa dimensioner för överbyggnaden på en mindre transformatorstation kan ses i Tabell 6.

Tabell 6 Indikativa dimensioner för överbyggnaden på en transformatorstation.

Transformatorstation – Parametrar	Preliminära maximala dimensioner
Höjd över vattenytan	15–35 m
Dimension överbyggnaden [L x B x H]	50 x 30 x 30 m
Totalhöjd huvudstruktur	65 m
Totalhöjd huvudstruktur inklusive åskledare	80 m

Indikativa dimensioner för överbyggnaden för en stor transformatorstation kan ses Tabell 7.

Tabell 7 Indikativa dimensioner för överbyggnaden på en stor transformatorstation.

Stor transformatorstation – Parametrar	Preliminära maximala dimensioner
Höjd över vattenytan	15–35 m
Dimension överbyggnaden [L x B x H]	80 x 60 x 30 m
Totalhöjd huvudstruktur	65 m
Totalhöjd huvudstruktur inklusive åskledare	80 m

En omriktarstation har generellt sett en större överbyggnad än en transformatorstation eftersom utrustning för likriktning tillkommer. Indikativa dimensioner kan ses i Tabell 8.

Tabell 8 Indikativa dimensioner för överbyggnaden på en omriktarstation.

Omriktarstation – Parametrar	Preliminära maximala dimensioner
Höjd över vattenytan	15–35 m
Dimension överbyggnaden [L x B x H]	120 x 85 x 60 m
Totalhöjd huvudstruktur	95 m
Totalhöjd huvudstruktur inklusive åskledare	110 m

4.3 Fundament för transformatorstationer

Transformatorstationer är vanligtvis uppförda på fackverksfundament. Även andra fundamentsteknologier bli aktuella. Över tid sker en utveckling av transformatorstationer i betydelsen att varje generation av transformatorstationer kan hanterat större effekt än föregående generation. Det innebär att det vid tidpunkt för anläggningsfasen av Polargrund Offshore kan vara aktuellt att använda färre transformatorstationer men med större kapacitet och dimensioner. Antalet transformatorstationer beror på det slutgiltiga valet av utformning men bedöms inte överskrida fyra stycken.

Vid fundamenten finns båtlandningar som används vid drift och underhållsarbeten. Fler båtlandningar kan finnas på samma fundament och vara lokaliserade på varsin sida om fundamentet då vindriktning och vågbildningen påverkar vilken sida som är mest lättillgänglig. Transformatorstationen nås via externa plattformar och stegar.

Bottenytan runt fundamenten kan vara belagd med erosionskydd för att undvika lokal erosion till följd av sedimentrörelser och förskjutning av materialet i havsbotten. Det primära syftet med erosionskyddet är att säkerställa konstruktionens stabilitet och hållfasthet.

4.4 Fundament för omriktarstationer och stora transformatorstationer
Den tillkommande utrustning som krävs för likriktning på en omriktarstation resulterar i en generellt sett större överbyggnad än på en transformatorstation med samma kapacitet. Givet den större överbyggnaden på omriktarstationer kommer fundamenten behöva vara större än för transformatorstationer med samma kapacitet. Dimensioner för olika fundamentmodeller för omriktarstationer och stora transformatorstationer kommer att samredovisas i de fall där omriktarstationerna är drivande för storleken.

En kombination av mindre transformatorstationer och separata omriktarstationer kan vara en teknisk lösning som visar sig vara fördelaktig.



Figur 7 Mindre plattform i vindkraftpark. ©Skyborn Renewables

4.5 Logi- och logistikplattformar

Det stora avståndet från vindkraftparken till land innebär ett behov av att kunna bemanna transformatorstationerna eller omriktarstationerna en längre tid. Plattformarna kan utrustas för att husera personal under längre tid. En annan lösning är att upprätta separata logi- och logistikplattformar (eng. "accommodation station") inom projektområdet.

Logi- och logistikplattformarna använder liknande fundamenttyper som transformatorstationer, de är dock vanligtvis av mindre storlek än transformatorstationer. Ibland kan logi- och logistikplattformen uppföras i nära anslutning till transformatorstationer eller omriktarstationer. En gångbrygga kan i det fallet sammanlänka logi- och logistikplattformar och andra intilliggande stationer. Ett troligt inbördes avstånd mellan de olika plattformarna och stationerna ligger in en storleksordning på cirka 20–100 m beroende på utformning. Indikativa dimensioner för överbyggnaden på logi- och logistikplattformen redogörs i Tabell 9.

Tabell 9 Indikativa dimensioner för en logi- och logistikplattform.

Logi- och logistikplattform – Parametrar	Preliminära dimensioner
Antal	0–1
Höjd över vattenytan	15–35 m
Överbyggnad [L x B x H]	40 x 20 x 15 m
Totalhöjd huvudstruktur	50 m
Totalhöjd huvudstruktur inklusive åskledare	65 m

På logi- och logistikplattformen kan fluider och vätskor förvaras som behövs för underhållsarbete

4.6 Användning av kemikalier på transformatorstationer och andra plattformar

I likhet med vindkraftverken kommer kemikalier att förekomma vid de elektriska och mekaniska komponenterna i transformatorstationer och omriktarstationer. Alla komponenter som innehåller kemikalier (exempelvis olja eller diesel) är konstruerade för att mekaniskt kunna motstå högre påfrestningar. Konstruktionen är ett slutet system för att samla upp eventuella läckage på komponentnivå och därmed är sannolikheten mycket låg för externt läckage under normal drift.

Under driften förvaras och används olika kemikalier på transformatorstationer och omriktarstationer för dess elektriska och mekaniska komponenter. Beroende på storlek eller teknik kommer olika ämnen och kvantiteter att förekomma på plattformen. Exempel på kemikalier som kan förekomma på en transformatorstation eller omriktarstation är följande:

- Transformatorolja för transformatorer eller reaktorer.
- Dieselolja för reservgeneratorer.
- Glykolvatten för slutna kylsystem.
- Inert gas eller skumbas är exempel som kan användas i olika brandsläckningssystem.
- Isoler- och brytargas för högspänningsutrustning.

4.6.1 Kemikalier i anslutning till transformatorstationer och andra plattformar
 Tabell 10 redogör för indikativa mängder kemikalier som kan komma att förvaras vid drift av en mindre transformatorstation.

Tabell 10 Indikativa mängder kemikalier på en transformatorstation.

Kemikalier	Mängd (uppskattad)
Transformatorolja till transformatorer och reaktorer	350 m ³
Dieselolja	20 m ³
Glykolvatten	10 m ³
Inert gas	800 m ³
Skumbas	0,2 m ³
Isoler- och brytargas	4–6 ton

Tabell 11 redogör för indikativa mängder kemikalier som kan komma att förvaras vid drift av en stor transformatorstation.

Tabell 11 Indikativa mängder kemikalier på en stor transformatorstation.

Kemikalier	Mängd (uppskattad)
Transformatorolja till transformatorer och reaktorer	800 m ³
Dieselolja	40 m ³
Glykolvatten	20 m ³
Inert gas	1 000 m ³
Skumbas	0,3 m ³
Isoler- och brytargas	10 ton

4.6.2 Kemikalier på omriktarstationer

I omriktarstationer kommer teknik som skiljer sig från transformatorstationer att användas och därmed kan andra kemikalier och mängder komma att användas. Exempel på kemikalier som kan förekomma på en omriktarstation och indikativa mängder presenteras i Tabell 12.

Tabell 12 Indikativa mängder kemikalier på en omriktarstation.

Kemikalier	Mängd (uppskattad)
Transformatorolja till transformatorer och reaktorer	800 m ³
Dieselolja	70 m ³
Glykolvatten	48 m ³
Inert gas	2 400 m ³
Skumbas	0,6 m ³
Isoler- och brytargas	45 ton

4.6.3 Läckageförebyggande tekniker på komponentnivå

Det finns övervakningssystem och tekniska lösningar som förebygger att läckage av olja eller annan vätska rinner ut i havsmiljön under drift och underhåll. I avsnitt nedan redogörs för dessa system på komponent- och strukturnivå.

Vid läckage från komponenter inuti konstruktionen kan vätskan antingen samlas upp på transformatorstationen/omriktarstationen via tråg eller spilltankar (som är utformade för aktuella

volymer av möjligt oljeläckage) eller via ett dräneringssystem i kombination med oljeavskiljare vid varje komponent som innehåller olja.

Utveckling av ny teknik kan göra det möjligt att använda alternativa eller helt utesluta kemikalier för vissa av de elektriska och mekaniska komponenterna i transformatorstationer och omriktarstationer. Ett exempel är att konstruktion och material för högspänningsbrytare ändras så att användning av isoler- och brytgaser byts ut samt helt eller delvis elimineras.

Olika förebyggande skydd installeras på komponentnivå i konstruktionen för att öka säkerheten och förhindra läckage. Exempel på skydd på komponentnivå som kan implementeras är följande:

- Läckageskydd vid exempelvis dieseltankar.
- Läckagesensorer, larm och andra säkerhetssystem vid skada/läckage på grund av funktionsfel eller andra fel.
- Automatisk avstängning av pumpar, ventiler och andra system vid händelsen av exempelvis brand eller annan fara.

4.6.4 Läckageförebyggande tekniker i överbyggnaden

Överbyggnaden kan konstrueras och utrustas med diverse system för att förebygga externt läckage.

Exempel på skyddssystem i överbyggnaden som kan implementeras är följande:

- Passiva uppsamlingsystem som spilltrattar och oljetråg under komponenter mekaniska delar och tankar innehållande vätskor. Antingen kan trågvolymer utformas för att inrymma den totala vätskevolymer eller så kan ett centralt oljedräneringssystem med separata spilltankar anslutas för att hantera större volymer.
- Oljeavskiljare där oljeinnehållet separeras från uppsamlat sump- eller ytvatten.

4.7 Kylsystem på omriktarstationer

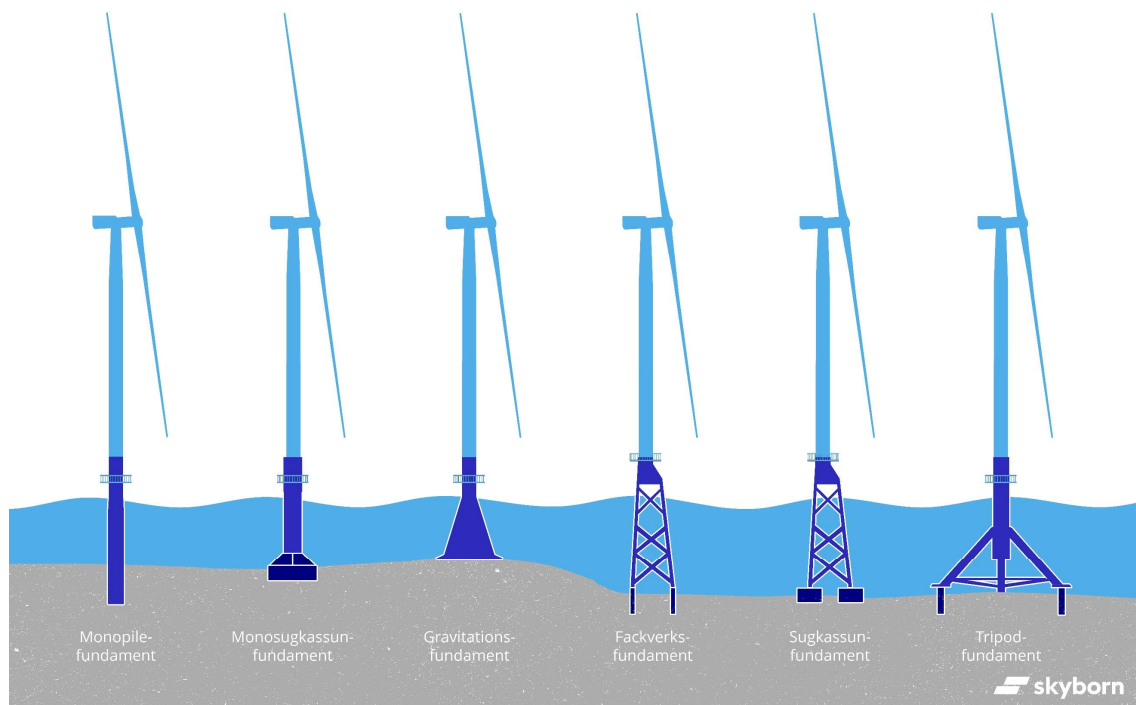
Vid omvandling från växelström till likström i omriktarstationer genereras överskottsvärme som kräver kylning. Kylning sker vanligtvis med luft eller omgivande havsvatten. Vid vattenkylning används ett primärt slutet kylsystem i kombination med ett sekundärt system. Det primära systemet är vanligtvis ett slutet system som cirkulerar ett kylmedium mellan den komponent som ska kylas och en värmeväxlare. Värmeväxlaren kyls i sin tur av ett sekundärt system som använder havsvatten. Havsvattnet tas upp via ett eller flera vattenintag och filtreras från sand och andra partiklar. Efter att ha cirkulerat i värmeväxlaren leds det uppvärmda havsvattnet tillbaka i havet. Vattnet som släpps ut uppskattas ha en temperatur om 10–20 grader Celsius högre än det intagna havsvattnet. Indikativa maximala totalvolym av kylvatten för hela vindkraftparken uppgår till cirka 1–2 m³/s beroende på installerad effekt, utsläppstemperatur och val av kylsystem. Volymen kylvatten är fördelad på antalet installerade omriktarstationer i vindkraftparken.

5 Fundament

Vid anläggning av havsbaserad vindkraft är val av fundament av väsentlig betydelse för ett projekts anläggningskostnad, utformning och bottenanspråk. Detta till följd av att olika fundamentstyper kräver olika mycket areal för att motstå samma laster samt lämpar sig olika väl för olika djup och geologi. Parkens olika anläggningsdelar uppförs på bottenförankrade fundament som vart och ett tar en del av bottenytan i anspråk. Fundamenten i sig placeras inom projektområdet utifrån djup som bäst lämpar sig för vald fundamentstyp.

I Polargrund Offshore beaktas ett flertal olika fundamentlösningar som under olika förutsättningar kan utgöra bästa möjliga teknik. Slutligt val av fundamentstyp för Polargrund kommer att baseras på vindkraftverkets specifikationer, platsspecifika förhållanden som geologi, batymetri, variationer av våg- och vattenstånd samt förutsättningar på marknaden. Idealt används en enskild typ av fundament, men en kombination kan övervägas om det anses fördelaktigt vid detaljprojektering. De mest troliga fundamentstyperna, baserat på nuvarande kunskapsläge, är fackverksfundament eller gravitationsfundament.

Fundamentets utformning och dimensionering är kopplat till vindkraftverkets specifikationer, vattendjup, vågklimat, islaster och geologiska förhållanden. Figur 8 visar exempel på olika typer av fundament som beaktas i projektet.



Figur 8 Exempel på fundamentmodeller kan vara aktuella i Polargrund Offshore. ©Skyborn Renewables

5.1 Monopile-fundament

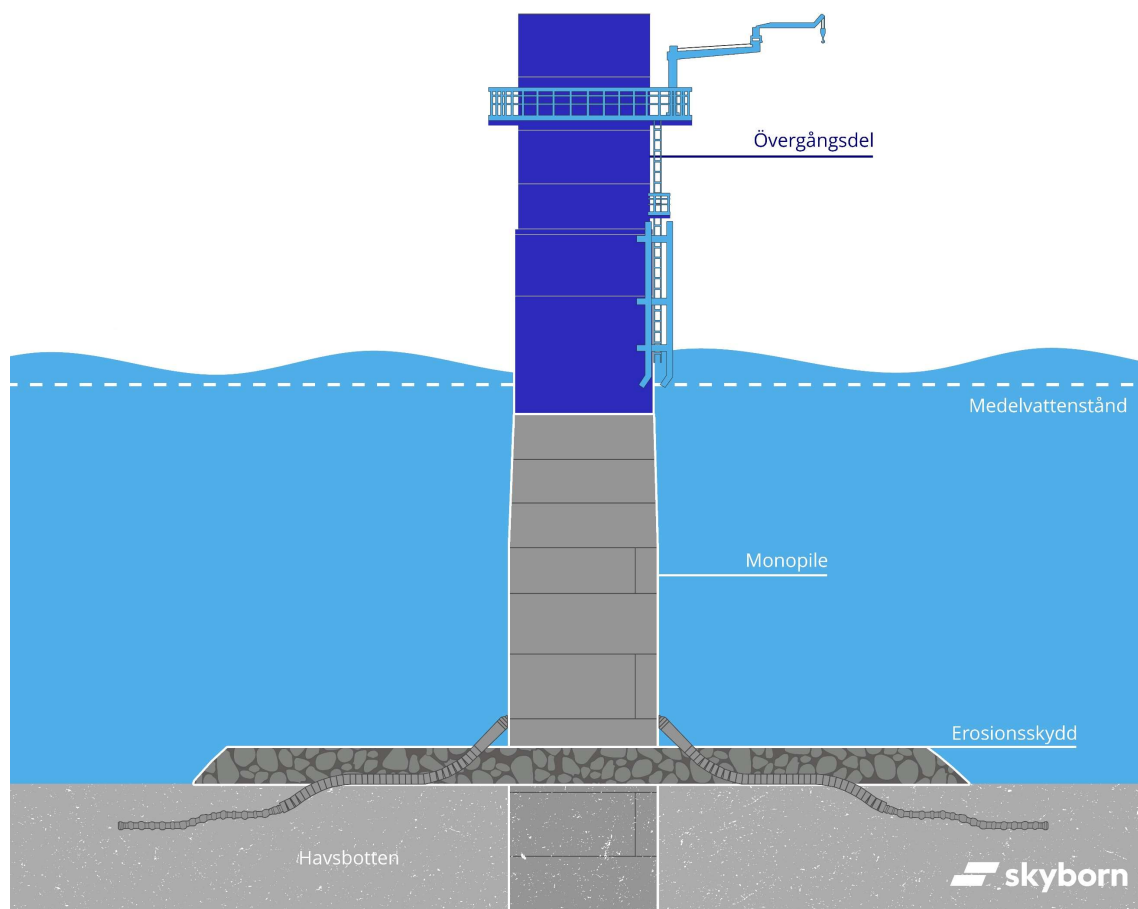
Monopile-fundament är den vanligast förekommande fundamentstypen inom havsbaserad vindkraft. Fundamentet består av en cylinder som försänks ned i och penetrerar havsbotten till ett förbestämt djup genom pålning med slag, vibrering eller borrar. Ett övergångsstycke monteras över monopile-fundamentet på vilken själva vindkraftverket sen monteras. Övergångsstycket inkluderar

båtlandningsfunktion, stegar, kran och andra kompletterande komponenter. Övergångsstycket är normalt utfört i gul kulör och märkt enligt tillämpliga säkerhetskrav.

Monopile-fundament och övergångsstycket utförs oftast i stål, även andra material kan komma att användas för hela eller delar av komponenter. Exempel på andra material är armerad betong, aluminium och kompositmaterial.

Fundamentet förankrar vindkraftverkets tyngd genom friktion mellan cylinderns väggar och omgivande material i havsbotten men även jordtryck mot pålens mantel och friktion i bottenmaterialet som sådant. Monopile-fundamentet använder den omgivande geologin för att motverka horisontella dynamiska laster från vind, havsströmmar och havsis som uppstår.

Fundamentets sättdjup, diameter och godstjocklek beror av vindkraftverkets storlek och effekt, havsdjup, oceanografiska förhållanden och geotekniska förhållanden. Figur 9 visar en principskiss av ett monopile-fundament.



Figur 9 Principskiss, monopile-fundament. ©Skyborn Renewables

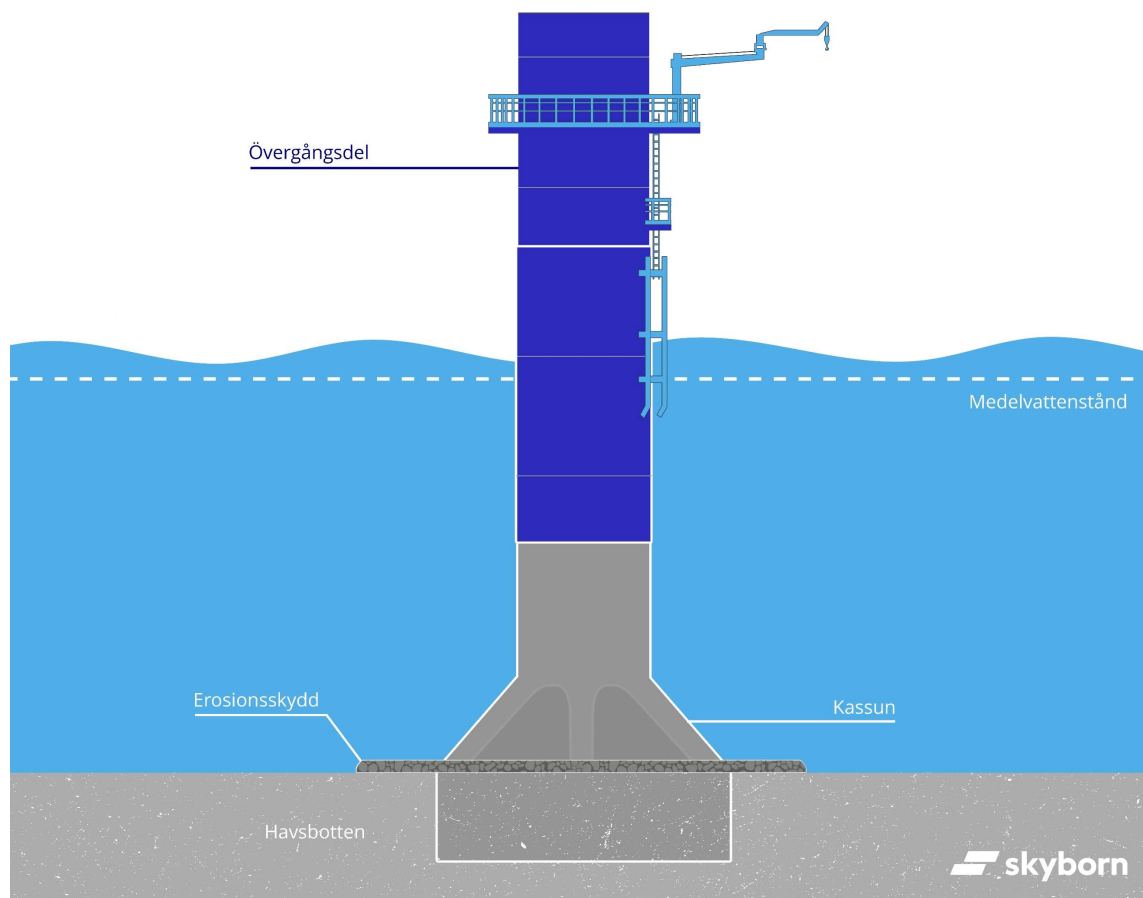
Indikativa dimensioner för ett monopile-fundament vid Polargrund Offshore redovisas i Tabell 13. Uppskattningarna är gjorda utifrån största möjliga turbinstorlek och uppskattad storlek på plattform.

Tabell 13 Indikativa dimensioner för exempel med monopile-fundament för olika överbyggnader.

Monopile-fundament - Parametrar	Vindkraftverk [120 st]	Transformatorstation/ Logi – och logistikplattform.
Diameter monopile	15 m	13 m
Diameter erosionsskydd	90 m	65 m
Inbäddningsdjup/djup i havsbotten	60 m	50 m
Bottenanspråk per fundament	180 m ²	135 m ²
Bottenanspråk per fundament inklusive erosionsskydd	6 400 m ²	3 300 m ²
Andel av projektområdets totala area som upptas av alla monopile-fundament inklusive erosionsskydd	0,23 %	0,005 %

5.2 Monosugkassunfundament

Ett förankringsalternativ till monopile-fundamentet är ett monosugkassunfundament. Dessa ersätter monopile-fundamentets påle som annars penetrerar havsbotten relativt djupt med en grundare sugkassun med relativt stor diameter och öppen botten. Kassunen sänks under installationsförfarandet ner i bottenmaterialet dels passivt av egentyngd dels aktivt av ett undertryck i kassunen som skapas genom att vattnet pumpas ut. Tryckdifferensen mellan utsidan och utrymmet inuti kassunen är tillsammans med friktionen mellan kassunens väggar och bottenmaterialet det som förankrar fundamentet i botten. För att ytterligare stabilisera sugkassunen kan betong eller annat material injekteras inne i sugkassunen mellan havsbotten och sugkassunens överdel. Lösningen kräver i vissa fall bottenförberedande arbete likt schaktning. Figur 10 visar en principskiss av ett monosugkassunfundament.



Figur 10 Principskiss, monosugkassunfundament. ©Skyborn Renewables

Indikativa dimensioner för ett monosugkassunfundament för olika typer av överbyggnad vid Polargrund Offshore redovisas i Tabell 14. Uppskattningarna är gjorda utifrån största möjliga turbinstorlek och uppskattad storlek på plattform.

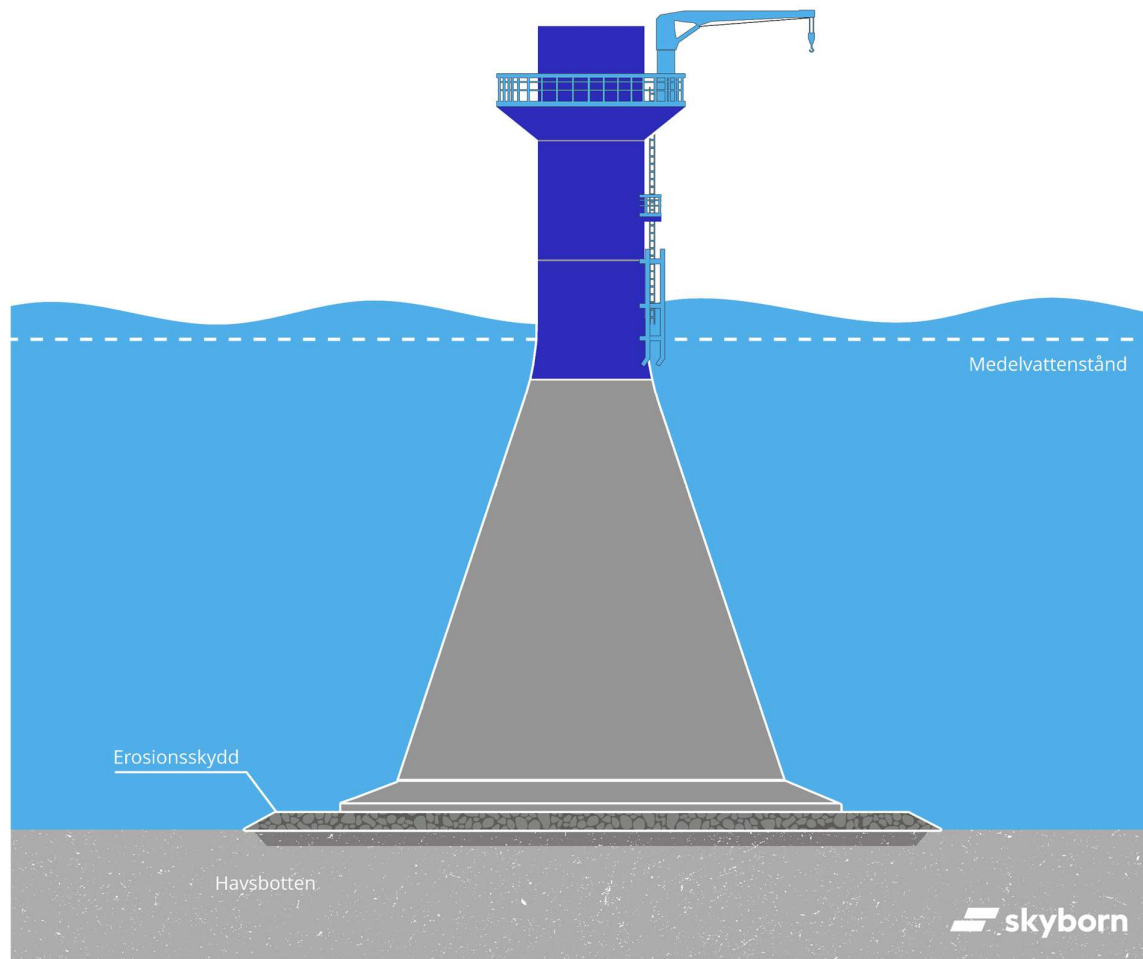
Tabell 14 Indikativa dimensioner för exempel med monosugkassunfundament för olika överbyggnader.

Monosugkassunfundament – Parametrar	Vindkraftverk [120 st]	Transformatorstation/ Logi – och logistikplattform.
Diameter monosugkassun	50 m	33 m
Diameter erosionsskydd	70 m	50 m
Inbäddningsdjup/djup i havsbotten	30 m	25 m
Bottenanspråk per fundament	2000 m ²	900 m ²
Bottenanspråk per fundament inklusive erosionsskydd	3 900 m ²	2 000 m ²
Andel av projektområdets totala area som upptas av alla monosugkassunfundament inklusive erosionsskydd	0,14 %	0,003 %

5.3 Gravitationsfundament

Ett gravitationsfundament är en bottenfast fundamentalslösning med stor egentyngd, tillräcklig för att hålla konstruktionen på plats. Egentyngden tillsammans med friktionen mot botten stabiliserar fundamentet och är tillräcklig för att motstå de laster som verkar på konstruktionen. Fundamenten utförs vanligen som en behållare eller skal i armerad betong eller stål som under installationstillfället fylls med ballastmassor av sten, betong eller annat material med hög densitet för att uppnå konstruktiv tyngd och stabilitet. Yttre formen på gravitationsfundament är vanligtvis sexkantiga, åttkantiga eller cirkulära. Oberoende av fundamentets utformning är basen alltid bredare vid botten för att skapa erforderlig stabilitet. Figur 11 visar en principskiss av ett gravitationsfundament. Gravitationsfundament kan kräva bottenförberedande arbete som schaktning vid installation.

Andra material kan komma att användas för delkomponenter, till exempel kompositmaterial, aluminium och ballastmaterial.



Figur 11 Principskiss, gravitationsfundament. ©Skyborn Renewables

Storleken på gravitationsfundament ser olika ut beroende på vilken överbyggnad det ska användas till. Indikativa dimensioner för gravitationsfundament vid Polargrund Offshore redovisas i Tabell 15. Uppskattningarna är gjorda utifrån största möjliga turbinstorlek och uppskattad storlek på plattformar.

Tabell 15 Indikativa dimensioner för exempel med gravitationsfundament för olika överbyggnader.

Gravitationsfundament – Parametrar	Vindkraftverk [120 st]	Transformatorstation/ Logi – och logistikplattform	Omriktarstation/ Stor transformatorstation
Diameter gravitationsfundament	53 m	38 m	53 m
Diameter erosionsskydd	120 m	85 m	120 m
Inbäddningsdjup/djup i havsbotten	1–5 m	1–5 m	1–5 m
Bottenanspråk per fundament	2 200 m ²	1 150 m ²	2 200 m ²
Bottenanspråk per fundament och erosionsskydd	11 300 m ²	5 700 m ²	11 300 m ²
Andel av projektområdets totala area som upptas av alla gravitationsfundament inklusive erosionsskydd	0,40 %	0,009 %	0,004 %

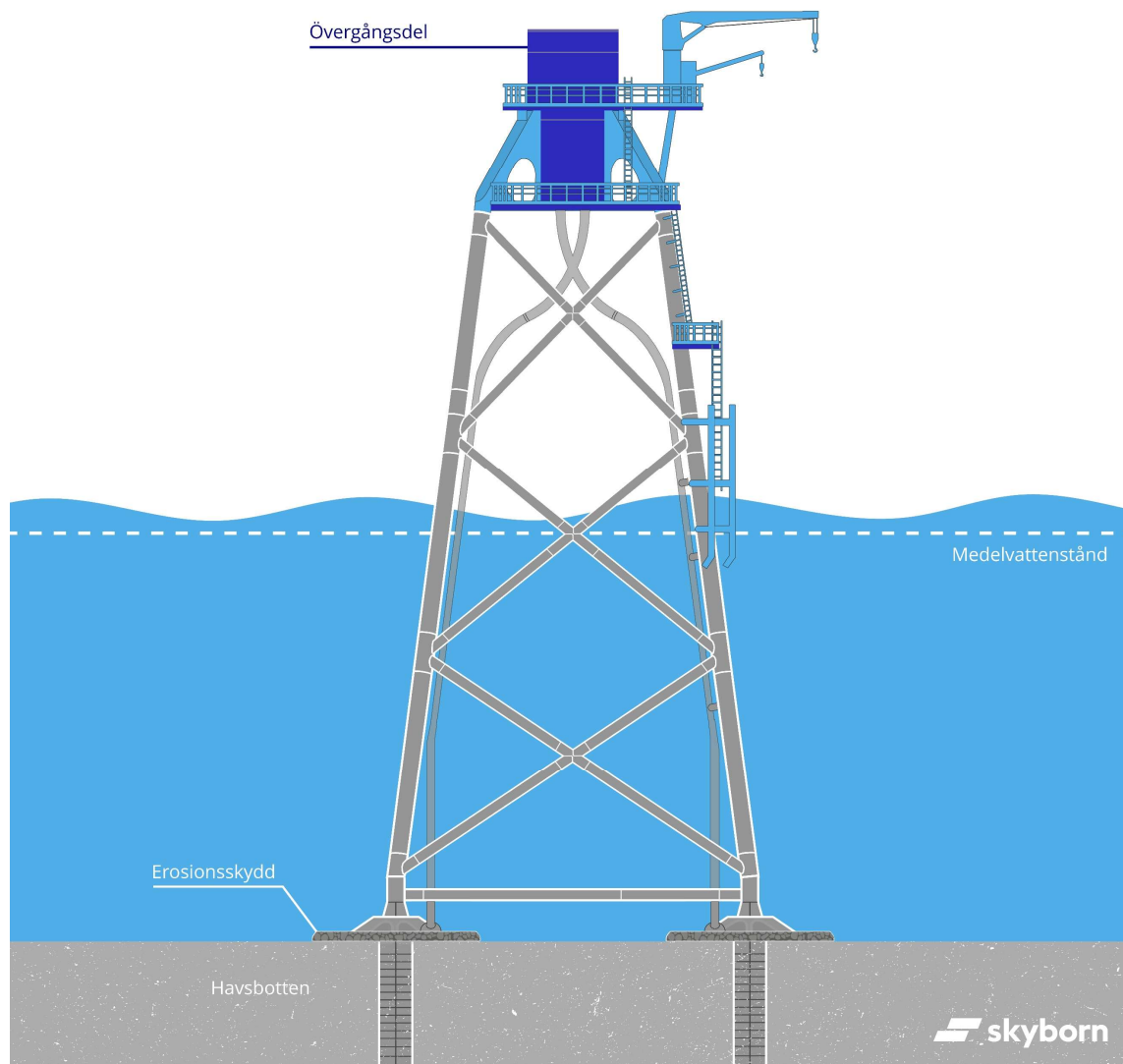
5.4 Fackverksfundament

Fackverksfundament kännetecknas av en tredimensionell fack- eller ramverkskonstruktion med tre eller fyra symmetriskt placerade ben. Förankring av fundamenten i havsbotten sker normalt med pålar som borrar eller slås ner till önskat djup. En eller flera pålar kan komma att behövas vid varje ben. Fackverksfundament för transformatorstationer, omriktarstationer eller logi- och logistikplattformar, som ofta är tyngre och större i volym än turbinernas, kan kräva sex till åtta ben beroende på storlek.

Fackverksfundament är ett alternativ för hårda bottnar eller där vattendjupet är större eftersom fackverkskonstruktionen som sådan möjliggör utformning av en styvare konstruktion som effektivt fördelar påförda statiska och dynamiska krafter.

Konstruktionen lämpar sig därför mycket bra för vindkraftverk med stor totalhöjd och rotordiameter. Fackverksfundament är vanligtvis tillverkade i stål, dock kan andra material komma att användas för delkomponenter, till exempel armerad betong, kompositmaterial och aluminium.

Figur 12 visar en principskiss av ett fackverksfundament. Övergångsdel har ett säkerhetsavstånd till vattenytan som är kopplat till vattenståndsvariationer och vågbildning på platsen.



Figur 12 Principskiss, fackverksfundament. ©Skyborn Renewables

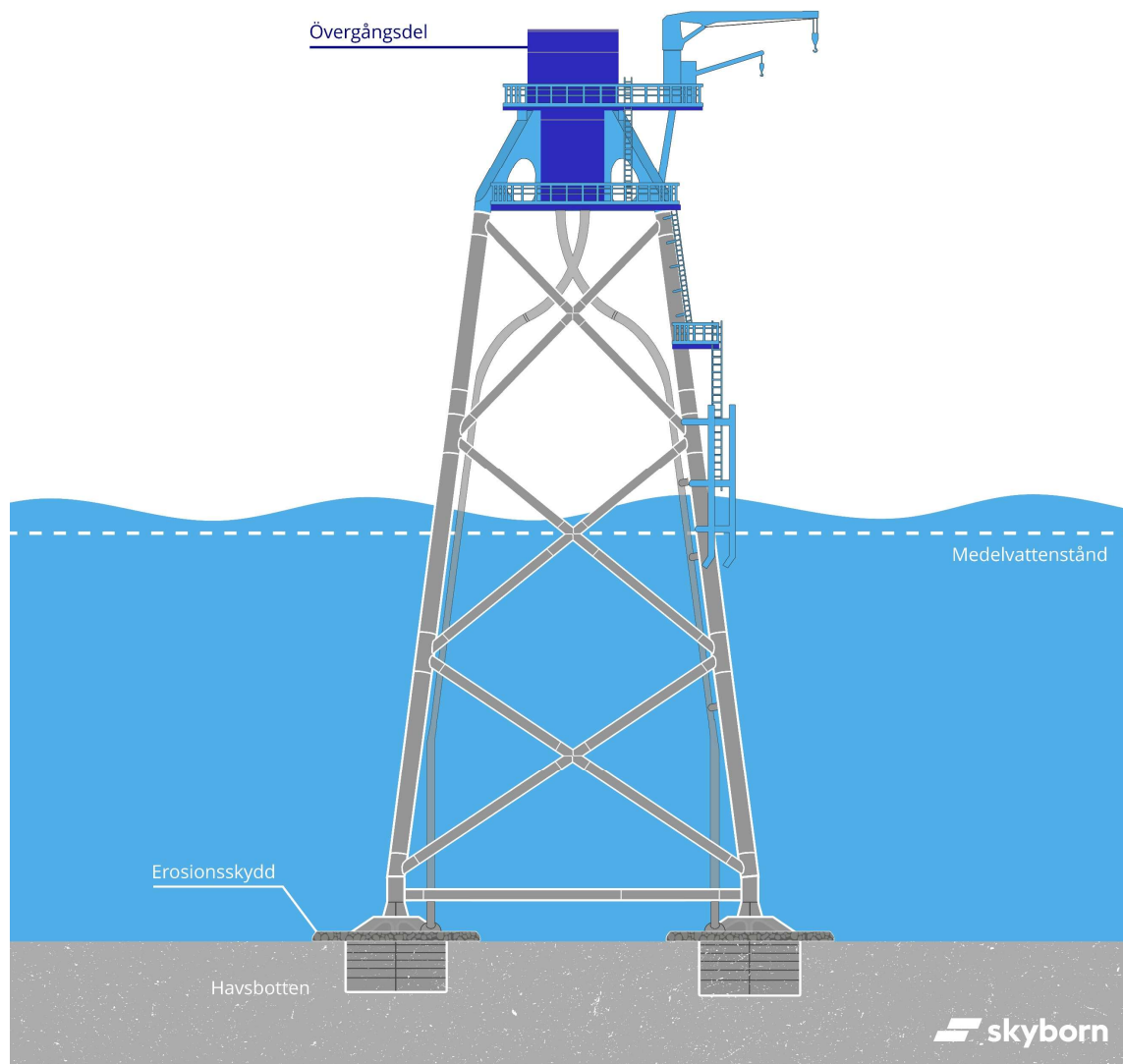
Indikativa dimensioner för fackverksfundament för olika överbyggnader vid Polargrund Offshore presenteras i Tabell 16. Uppskattningarna är gjorda utifrån största möjliga turbinstorlek och uppskattad storlek på plattform.

Tabell 16 Indikativa dimensioner för exempel med fackverksfundament för olika överbyggnader.

Fackverksfundament – Parametrar	Vindkraftverk [120 st]	Transformatorstation/ Logi – och logistikplattform	Omriktarstation/Stor transformatorstation
Antal ben	3–4 st	4–6 st	4–8 st
Diameter ben	6 m	6 m	6 m
Antal pålar per ben	1–4 st	1–4 st	1–4 st
Avstånd ben	60 x 60 m	90 x 70 m	140 x 110 m
Inbäddningsdjup/djup i havsbotten	70 m	70 m	70 m
Diameter erosionsskydd	3–4 x 34 m	4–6 x 34 m	4–8 x 34 m
Bottenanspråk per fundament	90–120 m ²	120–170 m ²	120–230 m ²
Bottenanspråk per fundament och erosionsskydd	3 700 m ²	5 500 m ²	7 300 m ²
Andel av projektområdets totala area som upptas av alla fackverksfundament inklusive erosionsskydd för respektive layout	0,13 %	0,008 %	0,002 %

5.4.1 Sugkassunfundament av fackverkstyp

Ett förankringsalternativ till pålning för fundament av fackverkstyp är att i stället för med pålar förankra konstruktionen i havsbotten med sugkassuner. Denna fundamentstyp består av flera och mindre sugkassuner jämfört med monosugkassunfundament. Kassunerna sänks under installationsförfarandet ner i bottenmaterialet dels passivt av egentyngd dels aktivt av ett undertryck i kassunerna som skapas genom att vattnet pumpas ut. Tryckdifferensen mellan utsidan och utrymmet inuti respektive kassun är tillsammans med friktionen mellan kassunens väggar och bottenmaterialet det som förankrar fundamentet i botten. För att ytterligare stabilisera sugkassunen kan betong eller annat material injekteras mellan havsbotten och sugkassunernas överdelar. Lösningar kräver i vissa fall bottenförberedande arbete likt schaktning. Figur 13 visar en principskiss av ett sugkassunfundament.



Figur 13 Principskiss, sugkassunfundament. ©Skyborn Renewables

Indikativa dimensioner för sugkassunfundament för olika typer av överbyggnader vid Polargrund Offshore går att finna i Tabell 17. Uppskattningarna är gjorda utifrån största möjliga turbinstorlek och uppskattad storlek på plattformar.

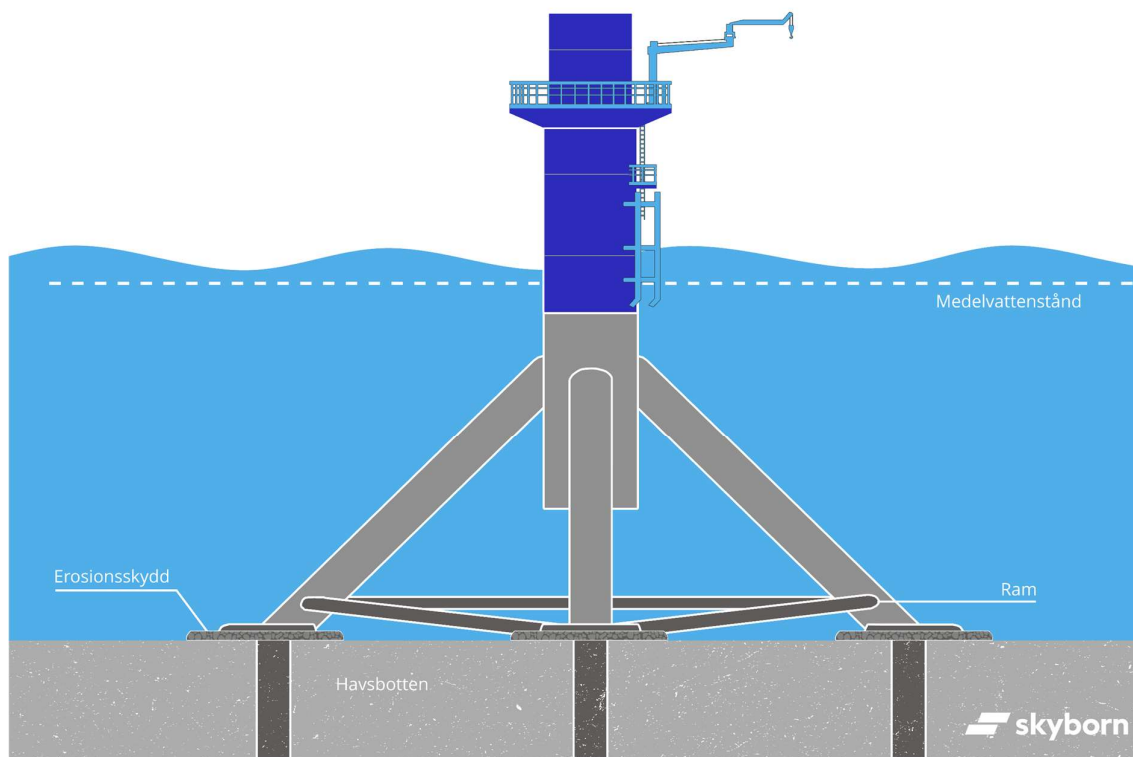
Tabell 17 Indikativa dimensioner för exempel med sugkassunfundament för olika överbyggnader

Sugkassunfundament - Parametrar	Vindkraftverk [120 st]	Transformatorstation/Logi – och logistikplattform	Omriktarstation/stor transformator-station
Antal ben	3–4 st	4–6 st	4–8 st
Diameter ben	25 m	30 m	36 m
Avstånd ben	60 x 60 m	85 x 65 m	140 x 110 m
Inbäddningsdjup/djup i havsbotten	30 m	30 m	30 m
Diameter erosionsskydd	3–4 x 55 m	4–6 x 65 m	4–8 x 80 m
Bottenanspråk per fundament	1 500–2 000 m ²	2 900–4 300 m ²	4 000–8 200 m ²
Bottenanspråk per fundament och erosionsskydd	7 200–9 500 m ²	14 000–20 000 m ²	20 000–20 000 m ²
Andel av projektområdets totala area som upptas av alla sugkassunfundament inklusive erosionsskydd för respektive layout	0,34 %	0,029 %	0,012 %

5.5 Tripod-fundament

Tripod-fundamentet är en fundamentalslösning där övre och centrala delen består av en pelare i stål på samma sätt som för ett monopile-fundament. Nedre delen av konstruktionen övergår till eller kompletteras med en trefotslösning bestående av triangulär bottenram med diagonala ben som stöttar mittenpelaren.

Trebensstrukturen är förankrad i havsbotten med pålar med mindre diameter än den bärande stålpelaren. Förankring av fundamenten i havsbotten sker normalt med pålar som borras eller slås ner till önskat djup och kräver därmed inte schaktning i havsbotten. Konstruktionen är stabil, mångsidig och lämpar sig för större djup. Figur 14 visar en principskiss av ett tripod-fundament.



Figur 14 Principskiss, tripod-fundament. ©Skyborn Renewables

Indikativa dimensioner för tripod-fundament för olika strukturer vid Polargrund offshore går att finna i Tabell 18. Uppskattningarna är gjorda utifrån största möjliga turbinstorlek och uppskattad storlek på plattform.

Tabell 18 Indikativa dimensioner för exempel med tripod-fundament.

Tripod-fundament - Parameter	Vindkraftverk [120 st]	Transformator-station/Logi – och logistikplattform
Antal ben	3 st	3 st
Diameter ben	6 m	6 m
Antal pålar per ben	1–4 st	1–4 st
Avstånd ben	60 x 60 m	60 x 60 m
Inbäddningsdjup/djup i havsbotten	70 m	70 m
Diameter erosionsskydd	3 x 34 m	3 x 34 m
Bottenanspråk per fundament	85 m ²	85 m ²
Bottenanspråk per fundament och erosionsskydd	2 800 m ²	2 800 m ²
Andel av projektområdets totala area som upptas vid maximalt antal tripod-fundament inklusive erosionsskydd och förberedelseyta för respektive layout	0,096 %	0,004 %

5.6 Utveckling av fundament

Utvecklingen av fundament går ständigt framåt och olika kombinationer av tidigare beskrivna fundament undersöks av vilka vissa kan komma att bli aktuella för projektet. Ett exempel på en ny teknik som utvecklas är en hybrid mellan gravitationsfundament och fackverksfundament där fackverksfundamentets pålade grundläggning ersätts med en tung bottenplatta av betong. Bottenanspråk för denna typ av fundament antas vara samma eller mindre än dimensionerna presenterade i Tabell 15.

Hybrider mellan gravitationsfundament och sugkassunfundament är under utveckling där egenvikten i fundamentet assisteras av sugkassunens förankrande egenskaper beskrivet i avsnitt 5.2 och 0.

En tredje fundamentslösning under utveckling är en stagad monopile där pålens stabilitet helt eller delvis åstadkoms genom förspända dragstag som ansluter övre delen av pålen med havsbotten i tre riktningar.

5.7 Avfärdade fundamentsalternativ

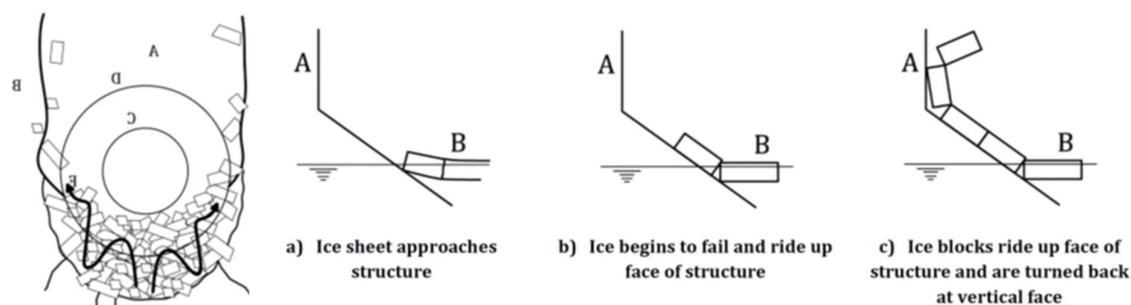
Flytande fundament kommer inte att användas i detta projekt bland annat på grund av att största delen av djupen inom projektområdet är för grunda för den tekniken.

5.8 Anpassning till arktiska förhållanden

Enligt SMHIs och FMIs digitala iskartor förekommer havsis i området för projektet säsongvis i mellan cirka 115 – 132 dagar per år. I de flesta fall handlar det om is som rör på sig, s.k. drivis. Det förekommer även stationär, s.k. fast is i mindre omfattning. 50-årsvärdet för isens tjocklek ligger på ca 83 cm. Inom projektområdet antas för konstruktiv utformning att isvallar kan bildas med en höjd av 28 m och att drivisen kan bilda konsoliderade islager på 1.3 m.

Det förekommer även risk för atmosfärisk is vilken kan orsaka isbildning på vindkraftverkets komponenter som torn, rotorblad, maskinhus och båtlandning, mm.

Konstruktion och dimensionering av vindkraftparkens delar som olika plattformar och vindkraftverk utförs med hänsyn tagen till laster från olika typer av is som förväntas förekomma. Det kan även komma att utföras mätningar av isens tjocklek och rörelse tillsammans med havsströmmar för att ge ytterligare input. I tillägg till specifika dimensioneringskriterier används teknik för att anpassa och minska belastningen från is och andra miljölaster på fundament och vindkraftverk. En vanlig lösning är att addera en s.k. "iskon" till den eller de delar av fundamentet som är lokaliserad i skvalpzonen. Iskonen utformas för att på ett kontrollerat sätt knäcka isen som driver förbi konstruktionsdelarna och därigenom reducera både stora lastväxlingar och ackumulerad utmattning i konstruktionsdelarna.



Figur 15 Funktion av en iskon.

Vidare kan olika typer av sensorsystem som mäter och bevakar vibrationer, accelerationer och krafter i konstruktionerna för att säkerställa att vindkraftverken opererar inom satta driftsvillkor samt stoppar driften av turbinen om lasterna ligger utanför driftsvillkoren.

5.9 Erosionsskydd

Erosionsskydd anläggs runt fundament för att säkerställa stabiliteten i bottenmaterialet genom att förhindra att lokala hydrografiska förändringar påverkar och transporterar bort sediment runt konstruktionerna. Vanligast förekommande erosionsskydd för havsbaserade konstruktioner är stenmaterial i olika fraktioner, stensäckar och betongmadrasser men alternativa typer av erosionsskydd som till exempel geotextil kan också vara aktuella. Erosionsskydden kontrolleras och justeras/kompletteras vid behov under driftskedet.

Under vissa förhållanden och för vissa fundamentstyper är inte erosionsskydd nödvändigt eller att utbredning blir mer begränsad. Erosionsskyddets höjd över botten bedöms uppgå till cirka 1–2 meter. I tillägg kan ytterligare massor för erosionsskydd och stöd för kablar på cirka 2 meter höjd behövas där kablar leds in i fundamenten.

Preliminära dimensioner för erosionsskydd redovisas under respektive fundamentsalternativ.

5.10 Korrosionsskydd

Där hela eller delar av fundamenten för vindkraftverken och andra anläggningsdelar är utförda i stålmaterial används olika metoder för att hantera påverkan i korrosiv miljö. Vanligen används olika typer av ytbehandlingar och färgsystem för att skydda stålet mot en korrosiv process.

Under vattenytan kan katodiskt skydd användas som komplement till ytbehandlingar och färgsystem men även som enda skydd mot korrosion. Katodiskt skydd kan utföras passivt och aktivt där det passiva systemet använder s.k. "offeranoder" av oädlare metaller vanligtvis aluminium, magnesium eller zink. Offeranoderna förbrukas och behöver bytas ut med ett visst intervall under konstruktionens livslängd. Vid användning av ett aktivt katodiskt system styrs i stället ström ut i vattnet för att åstadkomma ett galvaniskt skydd på samma sätt som vid användande av ett passivt system.

6 Elkabelnät

Elektriciteten som produceras i vindkraftparken kan distribueras vidare via exportkablar till transmissionsnätet på land. Det är idag inte beslutat var en vindkraftpark i området för Polargrund kan ansluta till transmissionsnätet. Tillstånd för exportkablar kommer att sökas separat men beskrivs översiktligt i detta avsnitt.

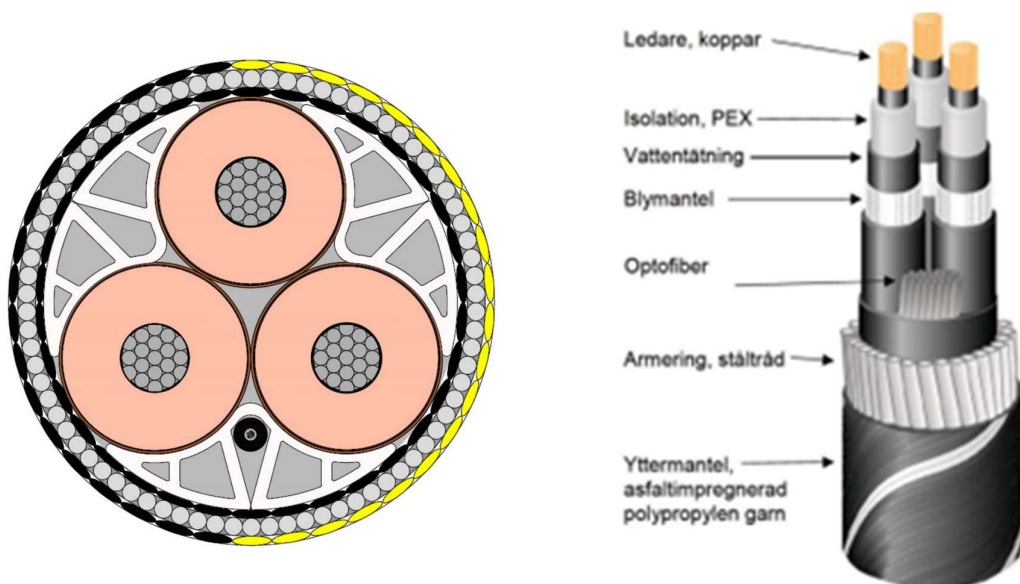
Inom vindkraftparken förekommer tre olika typer av kablar.

- Vindkraftparkens interna kabelnät som förbinder vindkraftverken med en eller flera transformatorstationer eller omriktarstationer.
- Eventuellt kan redundanskablar användas som sammanbinder transformatorstationer, omriktarstationer och logi- och logistikplattformar. Spänningen i redundanskablar beror på val av teknik.
- Separata kommunikationskablar kan förläggas inom parken mellan transformatorstationer och omriktarstationer.

6.1 Internt kabelnät

Internkabelnätet ansluter varje vindkraftverk antingen direkt till en transformator- eller omriktarstation eller indirekt via en serie andra vindkraftverk, vanligtvis 5–7 stycken i en s.k. ”sträng”, strängar med fler vindkraftverk kan förekomma. Hur dessa kopplas samman beror på flera faktorer. Strängarna är i sin tur kopplade till antingen en transformatorstation eller en omriktarstation som sedan övergår i exportkablar till land. Kablarna leds in i varje konstruktion från horisontell orientering på havsbotten via särskilda kanalisationer integrerade med fundamentet som gradvis böjer upp kablarna till vertikal orientering, ett s.k. ”J-rör”.

Kablarna i det interna nätet är vanligtvis tillverkade med ledarmaterial av koppar eller aluminium inneslutna i isolerande material av olika polymerer med ett mekaniskt skydd i form av yttre armering av stål. Ett exempel på en genomskärning av en kabel och dess olika komponenter visas i Figur 16. Kablarna kan ha ytterdiametrar om cirka 300 mm. Ledarens tvärsnittsarea i en kabelkärna kan uppgå till cirka 240–1400 mm² beroende på spänningsnivån, strömstyrka och antal tillkopplade vindkraftverk. Spänningsnivån i det interna nätet påverkar vilken typ och storlek av kabel som krävs för respektive sträcka.



Figur 16 Genomskärning av kabel och dess olika komponenter.

En ny teknik som kan komma att vara aktuell vid framtida byggnation är användning av likström inom det interna nätet genom implementering av turbiner som genererar likström i stället för, som idag, växelström. Användning av likström påverkar utformning av kabelnätet och förutsätter andra spänningsnivåer och specifikationer på kablar.

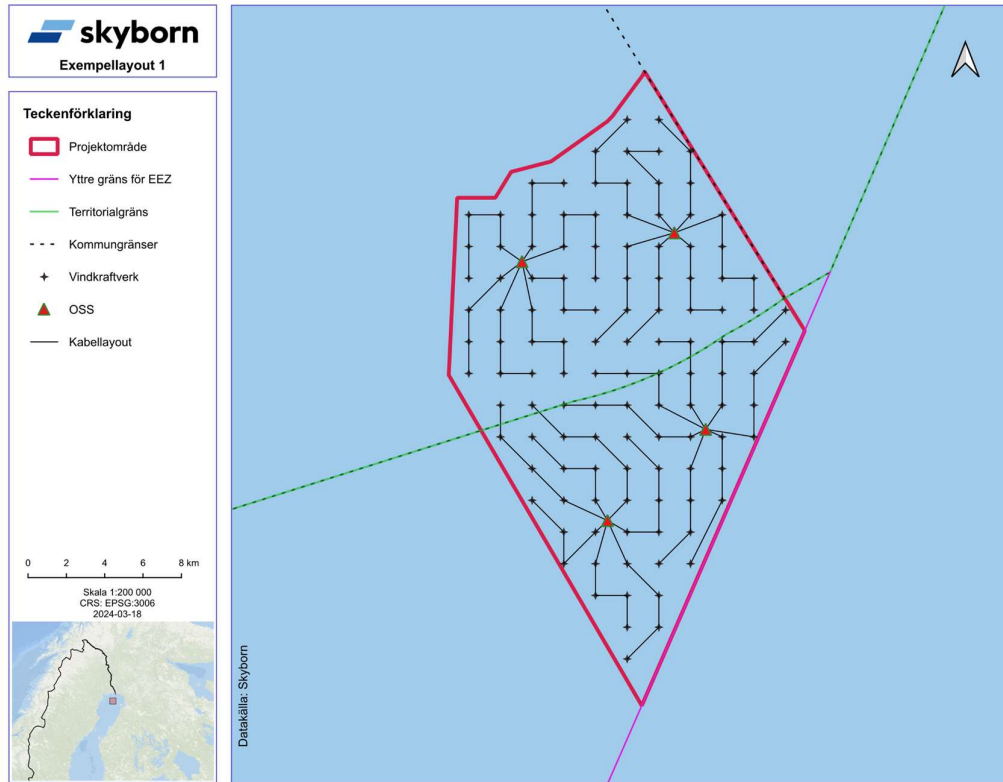
Kabelförläggning utförs antingen genom djupförläggning i havsbotten eller direkt på havsbotten med eller utan externa kabelskydd beroende på krav och förutsättningar. Kabelskydd som kan förväntas användas är stenmaterial i olika fraktioner, stensäckar, skyddsror och betongmadrasser.

Indikativa specifikationer för det interna kabelnätet och dess kabelskydd i det fall hela internkabelnätet täcks presenteras i Tabell 19. Den uppskattade kabellängden för det interna kabelnätet beror på antalet vindkraftverk och utformning av elektrisk infrastruktur.

Tabell 19 Preliminära specifikationer för det interna kabelnätet.

Komponent	Kabelinformation (preliminär)
Kabelvariant	PEX/XLPE/EPR
Uppskattad längd internt kabelnät	Cirka 370 km
Nedgrävningsdjup	0–3 m
Bredd på dike	Cirka 0,5–3 m
Uppskattad bredd på externt skydd för ej nedgrävda kablar	Cirka 1–10 m
Uppskattad höjd på externt skydd för ej nedgrävda kablar	Cirka 1–2 m
Uppskattad area på bottenanspråk för externt skydd	Cirka 4 km ²
Andel av projektområdets totala area som upptas långvarigt av det interna kabelnätet vid användning av externt skydd	Cirka 1,1 %

Spänningsnivån i kablarna, vindkraftverkens effekt och transformatorstationernas/omriktarstationernas kapacitet påverkar utformningen av internkabelnätet. Exempel på utformningar av internkabelnät visas i Figur 17.



Figur 17 Exempelutformning för internkabelnätet utifrån exempellayout 1, 120 jämnt fördelade vindkraftverk över hela projektområdet.

6.2 Redundanskabel

För att öka tillförlitligheten av tillgången på ström inom parken vid eventuella stopp av en enskild transformator- eller omriktarstation kan stationerna kopplas samman med högspänningskablar, s.k. redundanskablar.

Spänningsnivån i redundanskablarna är vanligtvis samma som exportkablarna vilka kan överstiga spänningen i det interna nätet och därmed kräva kablar med andra specifikationer. HVAC eller HVDC kan användas i redundanskablarna beroende på val av teknik i exportkablarna vilket påverkar vilken spänningsnivå som är aktuell. Vid användning av omriktarstationer kan flera olika typer av HVDC-kablar vara aktuella vilket beror på vald teknik. Ett exempel på teknik som kan vara aktuell vid användning av HVDC är ett kabelpar med en minuspol och en pluspol. Vanligtvis förläggs kablarna tillsammans men kan också förläggas separat. Till detta par kan en separat kommunikationskabel samt en metallisk returkabel med lägre spänning buntats ihop. Utvecklingen av kablar gör att nya tekniker kan vara aktuella vid byggnation. Indikativa kabelspecifikationer för redundanskabel kan ses i Tabell 20.

Tabell 20 Preliminära tekniska specifikationer för redundanskablar.

Komponent	Kabelinformation (preliminär)
Uppskattad längd	Cirka 65 km
Spänningsnivå	100–525 kV
Kabeltyp	Växelström eller likström
Maximal total diameter redundanskabel	300–600 mm
Dimensioner kabelkärna (+-poler & metallisk returkabel)	Upp till 3 x 1 x 1 800 mm ²
Bredd på dike	Cirka 0,5–3 m
Nedgrävningdjup	0–3 m
Uppskattad bredd på externt skydd för ej nedgrävda kablar	Cirka 1–10 m
Uppskattad höjd på externt skydd för ej nedgrävda kablar	Cirka 0,5–2 m
Uppskattad area på bottenanspråk för externt skydd	Cirka 0,7 km ²
Andel av projektområdets totala area som upptas av det redundanskablar vid användning av externt skydd	Cirka 0,2 %

6.3 Kommunikationskablar

Kablar för kommunikation anläggs inom parken dels mellan transformatorstationer/ omriktarstationer dels mellan logi- och logistikplattformar. Vanligen används fiberoptiska kablar. I vissa 3-fas HVAC-ledare kan fiberoptisk ledare för kommunikation integreras i samma kabel vilket visas som exempel i Figur 16. I andra fall används separata kommunikationskablar. Vid HVDC-teknik används separata plus- och minuspol kablar som buntas tillsammans för att bilda ett kabelpar, kommunikationskablar kan här fästas till likströmsströmkablarna för att förenkla läggningen av kabeln.

6.4 Elektromagnetiska fält

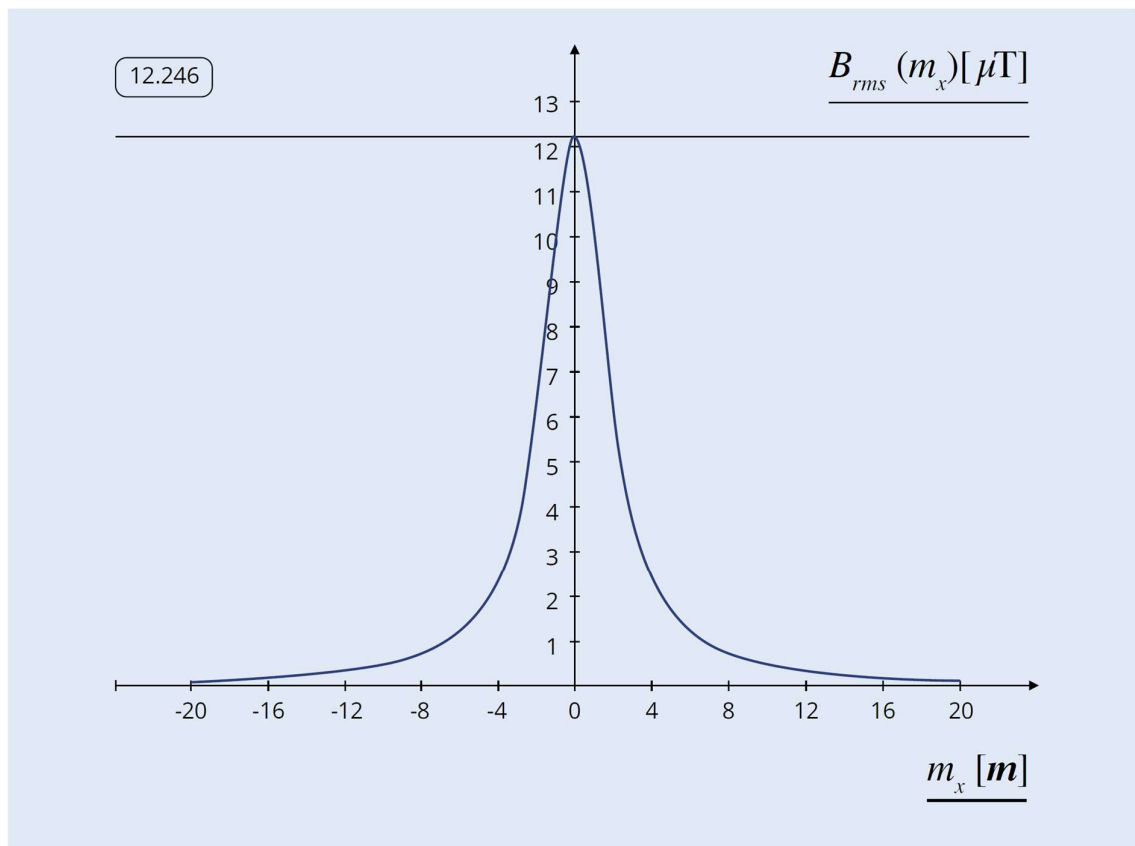
Ström som flödar genom en ledare bildar ett elektromagnetiskt fält. Elektromagnetiskt fältet består av två delar, dels ett elektriskt fält, dels ett magnetiskt fält. Det elektromagnetiska fältets styrka runt en kabel beror på strömstyrkan som är högst vid maximal elproduktion. Fältets styrka kring ledaren avtar snabbt med ökat avstånd från ledaren och anses försumbart efter några meter. Karaktären på fälten kring ledarna ser olika ut beroende på om 1-faskablar eller 3-faskablar används eftersom fälten från närliggande faser interfererar. 1-faskablar läggs i multiplar om tre och används typiskt vid höga

spänningsnivåer där 3-faskablar inte är finns tillgängliga. Strömstyrkan, och därmed styrkan på det elektromagnetiska fältet, beror på spänningsnivån i kabeln givet samma elektriska effekt.

Det elektriska fältets utbredning från ledaren kan till största delen elimineras med skärmande material runt kabels ledare inuti själva kabeln. Det magnetiska fältet kan däremot inte blockeras på ett lika effektivt sätt. Magnetiska fältet kring ledaren avtar dock med avståndet och minskar snabbt till en nivå som är försumbart i relation till med jordens egna statiska magnetfält som uppgår till cirka 50 μT . Däremot kommer magnetfältet kring en växelströmsledare att skifta med strömmens frekvens vilket skiljer sig från jordens statiska magnetfält. Nedgrävning av kablar eller användning av externa skydd innebär ett ökat avstånd mellan ledare och marint djurliv. Strömstyrkan i de olika delarna av det interna kabelnätet beror på hur vindkraftverkens kablar kopplas samman. Den indikativa storleken på magnetfältet kring kablarna inom internkabelnätet och för redundanskablar redovisas för tänkbara strömstyrkor och kabelkonfigurationer i figurerna nedan.

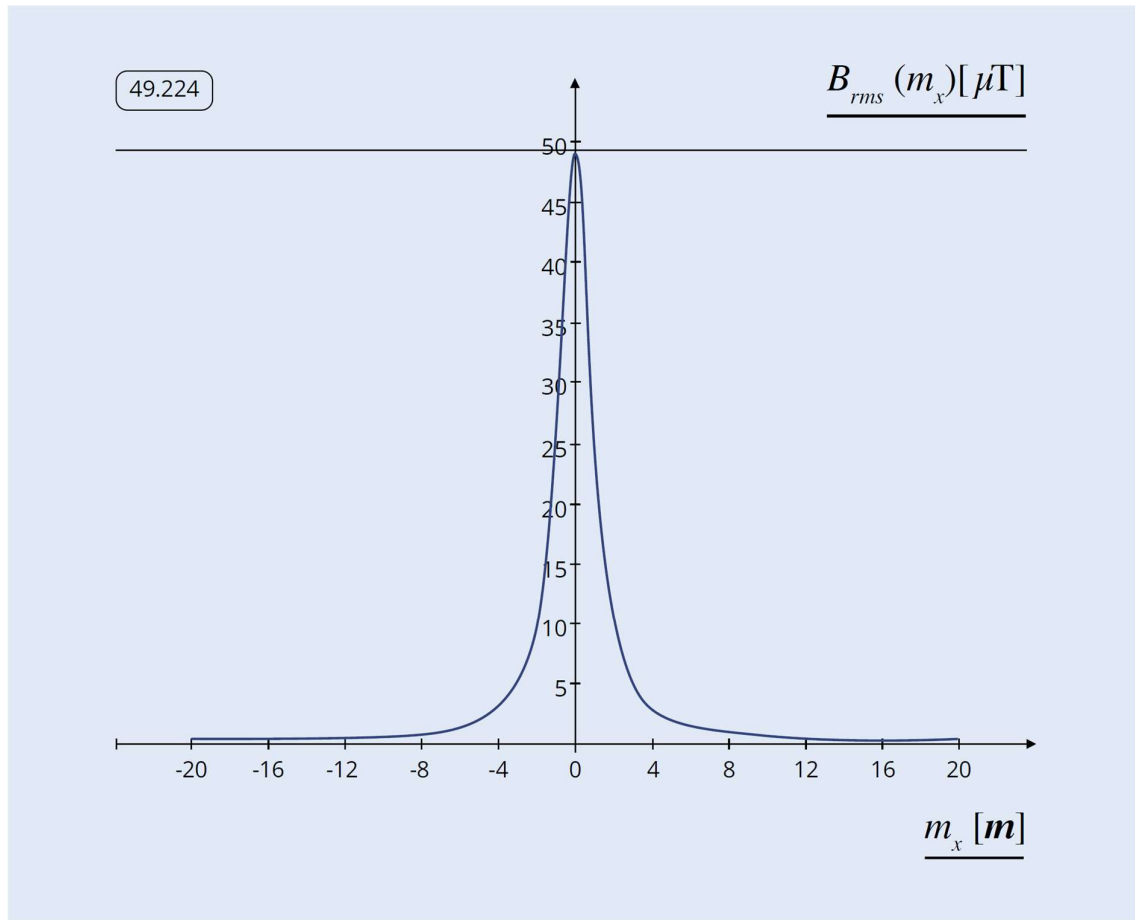
Graferna visar styrkan på det magnetiska fältet, $B_{rms(m_x)}$, i enheten μT ovan kabeln i relation till ökat avstånd från kabeln, m_x , per meter kabel längs havsbotten. Det resulterande magnetfältet beror på bottenmaterialets magnetiska egenskaper, om det är 3-fas eller 1-fas, skydd på kabeln, avstånd och andra faktorer.

I Figur 18 visas hur den estimerade styrkan på magnetfältet avtar med ökat avstånd från kabeln. Vid 2 meter täckande skikt för HVAC-kabeln är det estimerade magnetfältet cirka 12,5 μT och avtar till under 1 μT efter 8 meter.



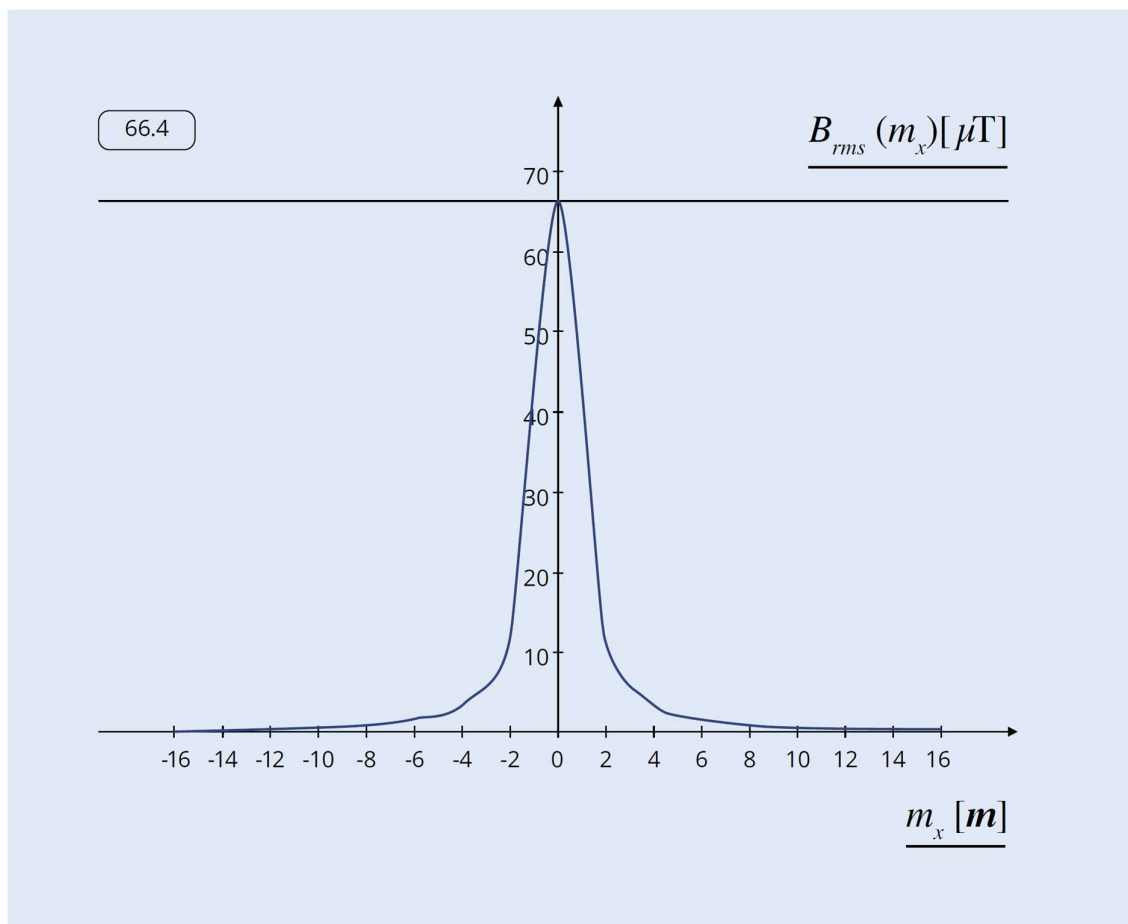
Figur 18 Indikativ maximal styrka på magnetfältet [μT] över en HVAC-kabel nedgrävd 2 meter under sjöbotten vid maximal produktion och en ström om 1 000 A. Källa: Rambøll. (12.246)

Vid 1 meter nedgrävningdjup är det estimerade magnetfältet cirka 50 μT och avtar till cirka 1 μT efter 8 meter.



Figur 19 Indikativ maximal styrka på magnetfältet [μT] över en HVAC-kabel nedgrävd 1 meter under sjöbotten vid maximal produktion och en ström om cirka 1 000 A. Källa: Rambøll (49.224)

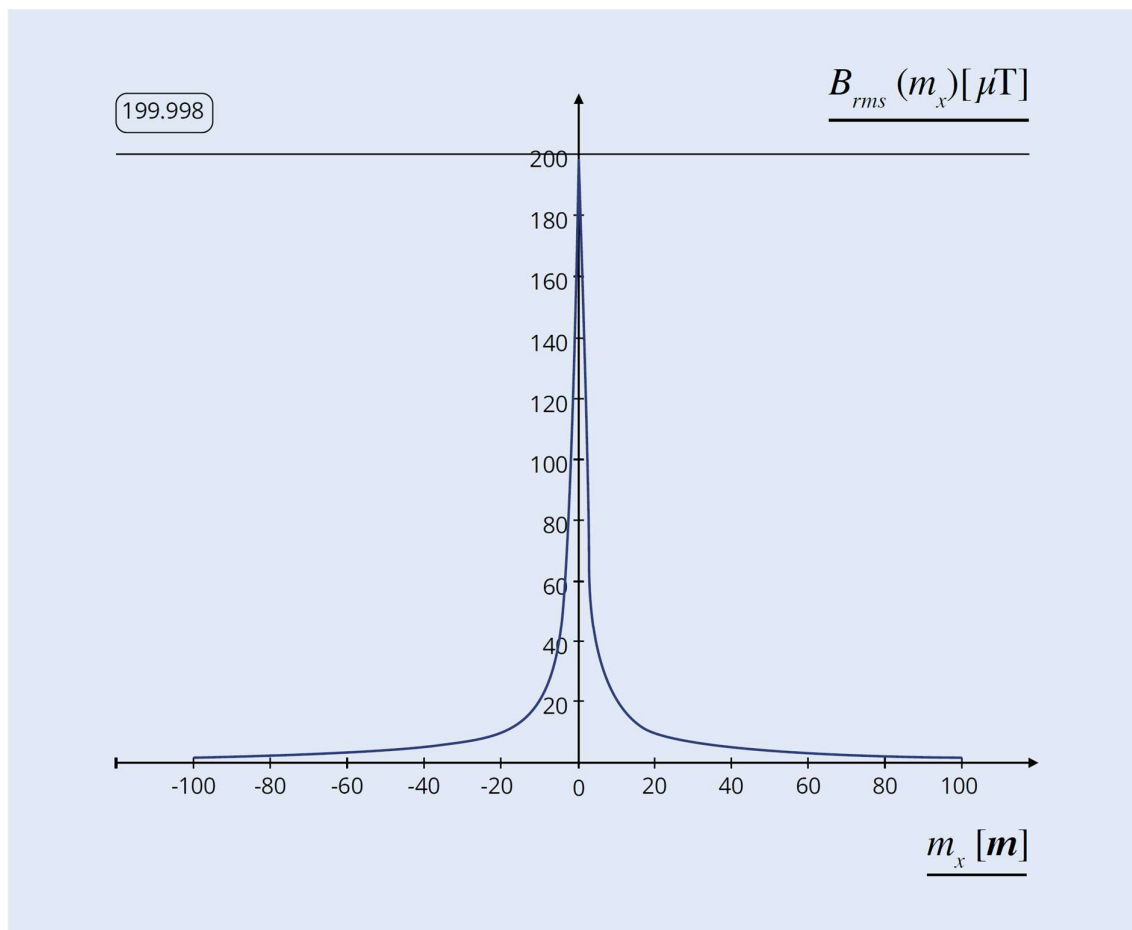
Vid användning av likströmstekning, HVDC, i redundanskablarna uppstår ett magnetiskt fält kring kablarna som skiljer sig från det som uppstår kring växelströmskablar. Indikativ storleksordning på magnetfältet kring likströmskablar där polerna ligger intill varandra uppskattas till 65 μT och avtar till cirka 1 μT efter 8 meter vilket visas i Figur 20 utan bidrag från jordens magnetiska fält. Beroende på kabelns lokala orientering kommer det totala magnetfältet kring kabeln att samverka med eller reduceras av jordens magnetfält. Vid användning av likströmskablar med olika poler beror storleken på magnetfältet av avståndet mellan polerna. Vid nedläggning av kablar i par med olika polaritet kommer magnetfältet från vardera ledare i viss mån att ta ut varandra.



Figur 20 Indikativ maximal styrka på magnetfältet [μT] över ett HVDC-kabelpar nedgrävd 1 meter under havsbotten vid maximal produktion och en ström om 1 000 A. Källa: Skyborn Renewables (66.4)

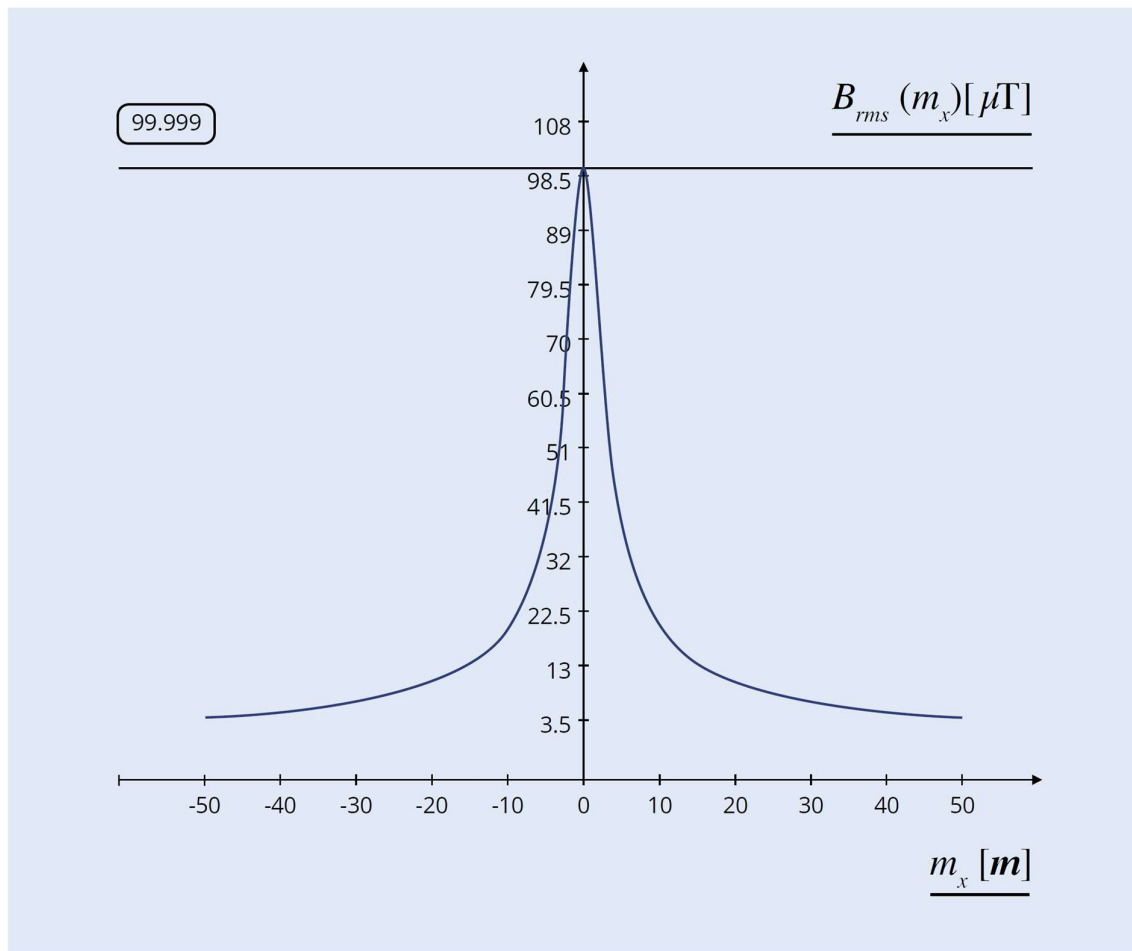
Om likströmskablarna installeras separat med ett större avstånd mellan polerna minskar den reducerade effekten på magnetfältet som närliggande kablar ger vilket resulterar i ökande styrka på magnetfältet. Indikativ storleksordning på magnetfältet kring separerade likströmskablar på olika täckande skikt visas i Figur 21 och Figur 22.

Vid 1 meter nedgrävningsdjup uppgår det estimerade maximala magnetfältet kring en separat HVDC-kabel till 200 μT och avtar till under 20 μT vid 10 meters avstånd vilket visas i Figur 21.



Figur 21 Indikativ maximal styrka på magnetfältet [μT] över en separat HVDC-kabel nedgrävd 1 meter under sjöbotten vid maximal produktion och en ström om 1 000 A. Källa: Rambøll (199.908)

Vid 2 meter nedgrävningdjup uppgår det estimerade maximala magnetfältet kring en separat HVDC-kabel till 100 μT och avtar snabbt till cirka 15 μT vid 20 meter vilket visas i Figur 22.



Figur 22 Indikativ maximal styrka på magnetfältet [μT] över separat HVDC-kabel nedgrävd 2 meter under sjöbotten vid maximal produktion och en ström om 1 000 A. Källa: Rambøll (99.999)

7 Fartyg och övrig infrastruktur

7.1 Installationsfartyg

Vid uppförande av en havsbaserad vindkraftpark används olika typer av fartyg vid installation och transport av komponenter. Beroende på vilket moment i installationsprocessen och vilken konstruktionsdel eller komponent som ska hanteras kan speciella installationsfartyg användas. Fartygen har olika egenskaper vad gäller räckvidd, lyftförmåga, hastighet och transportförmåga vilket påverkar deras lämplighet. Behovet av kranlyft tillkommer bland annat vid installation av fundament, turbiner, transformatorstationer, omriktarstationer och logi- och logistikplattformar.

För riktigt stora komponenter på upp till 10 000 ton eller mer används tunglyftfartyg (s.k. HLV, eng. "Heavy Lift Vessel") eller halvt nedsänkbara kranplattformar (s.k. SSCV, eng. "Semi-Submersible Crane Vessel"). För montage av mer precisionskrävande komponenter används ofta hissbara fartyg som står med ben på havsbotten, s.k. Jack-up-fartyg (s.k. JUV, eng. "Jack-Up Vessel/ Jack-Up Barge"). Det finns många olika typer av hissbara fartyg av vilka vissa kan vara konstruerade för ett mycket specifikt syfte i installationsprocessen, ett exempel är turbininstallationsfartyg (s.k. WTIV, eng. "Wind Turbine Installation Vessel"). Figur 23 visar installation av ett vindkraftverk.



Figur 23 Installation av vindkraftverk. ©Skyborn Renewables

Kabelinstallation till havs sker i första hand med kabellägningsfartyg (s.k. CLV, eng. "Cable Laying Vessel"). Fartygen är specifikt utrustade för att kunna lägga undervattenskablar över långa sträckor och kan utnyttja installationsmetoder som innefattar fjärrstyrda undervattenmaskiner (s.k. ROV, eng. "Remotely Operated Vehicle") och plogar, vilka beskrivs i ett senare avsnitt.

För de volymer av olika fraktioner av stenmaterial som används inom projektet kan fartyg särskilt konstruerade för olika typer av stenläggningsoperationer komma att användas. Två vanliga typer är sidotippande fartyg (eng. "side stone-dumping vessel") och fallrörsfartyg (eng. "fallpipe vessel") av vilka det senare utför läggning av stenmaterial med högre precision.



Figur 24 Transport av naceller med mindre fartyg. ©Skyborn Renewables

Utöver fartygen som beskrivits ovan kan andra typer av båtar och fartyg behöva användas för andra delar av installationsprocessen men också driftsfasen och avvecklingsfasen. Detta inkluderar assistans av större fartyg och underhållsarbete.

7.2 Hamnar

En stor del av logistiken i förberedelser, byggnation och underhållet av en havsbaserad vindkraftpark kommer att utgå från en eller flera installations- och servicehamnar. Hamnarna används för förvaring av vindkraftverkets komponenter inför installationen, arbete med förmontering, tillverkning samt lastning och lossning av fartyg. För att tekniskt klara detta kan hamnen behöva utvecklas genom utbyggnad, förstärkning av kajer och hamnplaner, installation av projektspecifik utrustning och på andra sätt förberedas. Avståndet från hamnen till projektområdet men även till fabrikena, där vindkraftverkets olika komponenter tillverkas, är en viktig faktor när hamnen väljs. Hur väl utrustad hamnen är och dess avstånd till projektområdet påverkar vilka fartyg som kan användas, installationstider och kostnader. Figur 25 visar exempel på en hamnlayout vid installation av en havsbaserad vindkraftpark. En lämplig hamn bör i dagsläget eller efter ombyggnation ha följande förutsättningar:

- Tillräckligt vattendjup och utrymme i farled, i hamnbassäng och vid kaj.
- Liten andel precisionsnavigering i farled och kort anlöp.
- Kaj och lagringsytor med tillräcklig bärighet.
- Tillräckliga lagringsytor och lagerlokaler.
- Lämplig yta och anläggning för hantering av fundament.



Figur 25 Exempel på hamnlayout. ©Skyborn Renewables

7.3 Mätmast för meteorologisk utrustning

För att få tillgång till platspecifika data för vindförhållanden med högre upplösning än officiellt tillgängliga data kan en så kallad vindmätningsskampanj komma att bli aktuell. En sådan kampanj genomförs ofta under en 2–4 års period och innebär att det installeras mätmaster inom projektområdet med olika meteorologiska instrument för att mäta vindhastighet, vindriktning och andra meteorologiska storheter. Mätmasten kan i tillägg utrustas för att genomföra andra typer av undersökningar. Ett exempel är att mäta bestånd av olika fågel- och djurarter i området. Mätmastens totalhöjd kan uppgå till cirka 195 meter. Liknande typer av fundament som används för vindkraftverk och plattformar kan också användas för mätmaster och exempel på fundament för mätmaster visas i Figur 26.



Figur 26 Alternativa fundamenttyper för mätmaster. Källa: Oh, Nam, et.al, 2018

En alternativ teknik som idag är aktuell för mätmaster är fundament som använder jack-up ben. Konstruktionen består av ett flytande skrov i stål eller betong som bogseras ut till platsen. Väl på plats hissas plattformen upp på tre eller fyra ben som vilar på havsbotten. När plattformen är i position pumpas sedan ballastvatten in i tankar i skrovet för att ytterligare stabilisera plattformen.

Det kan även bli aktuellt med olika former av radarteknik för mätning/validering av metrologiska förhållanden. För detta ändamål kan SODAR/LIDAR (ljud- respektive laserradar) användas.

Vid användning av LIDAR-teknik kan enheten monteras på en bottenförankrad plattform alternativt anläggas på en flytande boj, en så kallad F-LIDAR.

Mätmaster kan också komma att installeras för övervakning av vindkraftparken under drift.

8 Anläggningskedde

8.1 Undersökningar

8.1.1 Förberedande undersökningar

Som en del av anläggningsarbetena kommer ytterligare undersökningar av botten utföras för att slutligt fastställa exakta positioner för turbiner, plattformar och kablar. Till exempel säkerställs att den valda positionen är rätt med hänsyn till bottenförutsättningar, geotekniska förutsättningar, geomorfologi, kulturmiljö och risk för icke-detonerad ammunition s.k. UXO. Ansökan om undersökningstillstånd kommer att göras för undersökningarna i de fall där det behövs. Exempel på undersökningar som kan komma att genomföras:

Geofysiska undersökningar:

- Ekolodsundersökning med multistrålande ekolod (s.k. "multibeam echo sounder") vilket redan är utfört
- Ekolodsundersökning med sidostrålande (sidotittande) ekolod (s.k. "side-scan sonar").
- Magnetfältsundersökning med magnetometer.
- Sedimentundersökning med bottenpenetrerande ekolod (s.k. "sub-bottom profiling").

Geotekniska undersökningar:

- Geoteknisk provborring.
- Spetstrycksondering (s.k. CPT, eng. "Cone Penetration Test").
- Sedimentprovtagning (s.k. "vibrocore test").

Förberedande undersökningar inleds med att detaljerade geotekniska undersökningar genomförs vid fundament och planerad kabeldragning. Med hjälp av ROV eller dykare kontrolleras att det inte finns något på botten av marin arkeologisk art som undersökningarna inte lokaliserat och som riskerar att skadas. Undersökningarna bildar grunden för val av konstruktion och dimensionering av fundament och annan infrastruktur.

8.1.2 Andra undersökningar

Utöver förberedande undersökningar kan ett antal ytterligare undersökningar utföras.

Miljöundersökningar:

- Videospelning av botten s.k. droppvideoundersökning.
- Havsbottenprovtagning med bottenhugg.

8.1.3 Anläggning- och avvecklingsförberedande undersökningar

Innehåller till stor del samma typer av undersökningar som vid förberedande undersökningar, men med annan omfattning.

Geofysiska undersökningar:

- Ekolodsundersökning med multistrålande ekolod (s.k. "multibeam echo sounder") och sidostrålande (sidotittande) ekolod (s.k. "side-scan sonar").
- Magnetfältsundersökning med magnetometer.
- Sedimentundersökning med bottenpenetrerande ekolod inklusive (s.k. "sub-bottom profiling").

Geotekniska undersökningar:

- Detaljerade geotekniska undersökningar (borrhål, spetstrycksondering, sedimentprovtagning, kabelläggningstester).

Visuella undersökningar:

- Fjärrstyrd undervattensfarkost (ROV).
- Undersökning med arbetsdykare.

8.2 Installation av fundament

Fundamenten tillverkas oftast på land men även på flytande produktionsanläggningar eller flytande i sig själva i anslutning till land. Olika typer av installationsfartyg används sedan för att installera fundamenten inom projektområdet. Därtill kan även erosionskydd i form av sten komma att anläggas vid varje fundament. Installationsmetoderna för fundamenttyperna som beskrivs i detta avsnitt gäller om fundamentet ska bära ett vindkraftverk, transformatorstation, omriktarstation eller logi- och logistikplattform. Det som kan skilja sig är dimensioner och utformningen av fundamentet.

8.2.1 Installation av monopile-fundament

Vid installation av monopile-fundament används vanligtvis flera installationsfartyg för att effektivisera installationsprocessen. Detta inkluderar transport av monopile-fundament och övergångsstycke.

När monopile-fundamentet installeras lyfts fundamentet upp vertikalt via en kran och placeras på havsbotten. En hydraulisk hammare forcerar pulserande ner fundamentet till önskat djup under havsbotten. Installationstiden beror på geotekniska förhållanden, fundamentets diameter och inbäddningsdjup, samt hammarens energi vilket är det arbete som överförs från hammaren till monopilen i varje puls och som så sätt driver ner monopilen i botten. Om botten består av hårt material kan borrarning krävas.

Efter att fundamentet installerats på havsbotten ansluts ett övergångsstycke till monopile-fundamentet. Övergångsstycket installeras vanligtvis omedelbart efter pålning av samma fartyg som installerade fundamentet. När fundamentet är placerat dras kablar in genom en kanalisation, ett s.k. J-rör, som mynnar ut nära botten på fundamentet och leds upp i konstruktionen för att anslutas.

Nedan ges en generell processbeskrivning vid installation av ett monopile-fundament.

1. Innan installationen påbörjas görs en platsspecifik analys för att utreda bottenförhållandena.
2. Om utredningen visar att havsbotten behöver bearbetas kan förberedande arbete krävas. Detta inkluderar borttagning av större stenar och att platsen runt fundamentet jämnas ut med grus och småsten.
3. Om erosionskydd krävs kan det anläggas innan eller efter att fundamentet är på plats.
4. Installationsfartyg och eventuella stödfartyg anländer därefter till platsen.
5. Monopile-fundamentet lyfts upp via en kran för att sedan sänkas ner till botten.
6. Fundamentet placeras stående på botten och pålning utförs. (Om borrarning av pålar krävs görs detta vanligen från installationsfartyget.)
7. Sista steget i installationen är att montera övergångsstycket på monopile-fundamentet.



Figur 27 Installation av monopile-fundament ©Skyborn Renewables

8.2.2 Installation av gravitationsfundament

Gravitationsfundament transporteras ut till projektområdet antingen i torrhet, lastade på en pråm, fartyg eller hängande i en kran. Alternativt kan fundamenten konstrueras för att vara flytande innan installation och bogseras ut till anläggningsplatsen.

Fundamentet kräver en slät botten vilket för med sig att förarbete kan krävas på positionen där fundamentet ska placeras.

Installation av ett gravitationsfundament sker i följande steg:

1. Innan installationen påbörjas görs en platsspecifik utredning för att kontrollera bottenförhållandena.
2. Utredningen visar i vilken omfattning förberedande arbete behövs. Placering av gravitationsfundament kräver generellt en fast och jämn botten vilket för med sig att bottenmaterial kan behöva grävas bort eller fyllas ut för att säkerställa korrekta bottenförutsättning för fundamentet. Havsbotten schaktas och stenblock tas bort. När ytan är förberedd jämnas den ut med krossmassor för att hamna inom bestämda toleransnivåer.
3. Gravitationsfundament transporteras därefter till platsen med fartyg. Beroende på transportsätt krävs olika typer av installationsfartyg.
4. Gravitationsfundament sänks till botten och ballast tillförs.
5. Avslutningsvis dras kablar genom kanalisation i fundamentet.

Gravitationsfundament är den fundamentstyp som genererar störst mängd schakt eller muddermassor. Indikativ maximal mängd muddermassor vid schaktning för gravitationsfundament

redovisas i Tabell 21. Behovet av schaktning är specifikt för varje position och påverkar schaktningsvolymerna. Alla positioner kommer inte nödvändigtvis kräva schaktning. Installationstakten och därmed sedimentspridningen kommer att bero på vald schaktmetod. Exempel på utrustning och metoder för schakt i detta område är enskopsverk (s.k. eng. "backhoe eller dipper"), kuttersug mudderverk, (s.k. CSD, eng. "Cutter Suction Dredger") och släpande muddrare (s.k. TSHD, eng. "Trailing Suction Hopper Dredgers") vilka alla är lämpade för olika djup, bottenförhållanden och bottenmaterial och kompletterar på så sätt varandra. Vid schaktning kan materialet flyttas lokalt på havsbotten i nära anslutning till platsen för fundamentet, alternativt kan det tas upp på pråm eller fartyg. Materialet kan antingen användas i projektet, exempelvis genom att användas vid kabel eller rörläggning eller så kan det utgöra en del av erosionsskyddet. Om materialet inte kan användas i projektet kan det komma att dumpas i havet, se vidare avsnitt 13.6, eller tas upp på land, där det om möjligt kan komma till användning eller deponeras.

Tabell 21 Indikativa maximala volymer muddermassor vid förberedelsearbetet för installation av gravitationsfundament.

Fundament	Beräknad största volym muddermassor (1 fundament)
Gravitationsfundament för vindkraftverk,	9 200 m ³
Gravitationsfundament transformatorstation	6 900 m ³
Gravitationsfundament stor transformatorstation/ Omriktarstation	9 200 m ³

8.2.3 Installation av fackverksfundament

Vid installation av ett fackverksfundament transporteras det till projektområdet via ett installationsfartyg. Med hjälp av en kran, domkrafter eller annan lyftutrustning sänks fundamentet ner mot botten. Två principiella förfarande förekommer för installation av fundamentens pålgrundläggning. Den första alternativet innebär att pålning utförs före installation av själva fundamentet. Det andra alternativet går ut på att pålning utförs i samband med eller efter att fundamentet har placerats på botten. Förberedande arbeten som placering av förstärkande mattor på botten för att skapa temporär stabilitet åt fundamentet innan pålning eller borrhingsarbete påbörjas kan förekomma.

Nedan ges en generell beskrivning av installationssekvensen för ett fackverksfundament där pålning utförs före fundamentet installeras.

1. Innan installationen påbörjas görs en platsspecifik analys för att utreda bottenförhållandena.
2. Om utredningen visar att havsbotten behöver bearbetas kan förberedande arbete krävas. Detta inkluderar borttagning av större stenar eller att platsen runt fundamentet jämnas ut med grus och småsten.
3. Om erosionsskydd krävs kan det anläggas innan eller efter att fundamentet är på plats.
4. Installationsfartyg och eventuella stödfartyg anländer därefter till platsen.
5. Pålningssmall anläggs på botten. Därefter slås eller borrar pålarna ner till önskat sättdjup.
6. Fackverksfundamentet flyttas från transportfartyg eller pråm och sänks ner till botten med lyftutrustningen och ställs på plats på pålgrundläggningen.
7. Fundamentet anslutning till pålarna säkras.

Nedan ges en generell beskrivning av installationssekvensen för ett fackverksfundament där pålning utförs i samband med eller efter att fundamentet anläggs.

1. Innan installationen påbörjas görs en platsspecifik analys för att utreda bottenförhållandena.

2. Om utredningen visar att havsbotten behöver bearbetas kan förberedande arbete krävas. Detta inkluderar borttagning av större stenar eller att platsen runt fundamentet jämnas ut med finare material.
3. Om erosionsskydd krävs kan det anläggas innan eller efter att fundamentet är på plats.
4. Installationsfartyg och eventuella stödfartyg anländer därefter till platsen.
5. Fackverksfundamentet flyttas från transportfartyg eller pråm och sänks ner till botten med lyftritrustningen och ställs på avsedd plats.
6. Pålslås eller borras ner till önskat djup genom specifika recesser i fundamentets bottendetaljer.
7. Fackverksfundamentets anslutning till pålarna säkras.

8.2.4 Installation av sugkassunfundament och monosugkassunfundament

Sugkassunfundament eller monosugkassunfundament använder sugkassuner med inre undertryck tillsammans med yttre vattentryck för att förankra fundamentet i havsbotten. Innan installationen påbörjas för dessa fundament görs en platsspecifik analys för att utreda bottenförhållanden.

1. Om utredningen visar att havsbotten behöver bearbetas kan förberedande arbete krävas. Sugkassunfundament kräver jämn botten med relativt homogena och fasta egenskaper. Detta kan innebära att schaktning krävs och att bottenmaterial kan behöva skiftas ut för att uppnå en volym med rätt geotekniska egenskaper.
2. Fundamentet transporteras därefter till platsen med fartyg eller pråm.
3. Fundamentet lyfts av transporten och sänks ner och placeras på havsbotten.
4. Fundamentets egenvikt ger sugkassunen en initial nedsänkning i bottenmaterialet.
5. Nedsänkningen av kassunen i bottenmaterialet forceras genom att vatten pumpas ur kassunen tills det yttre trycket har pressat ner fundamentet till konstruktivt sättdjup.
6. Avslutningsvis kan betong eller annat material injekteras i tomrummet mellan havsbotten och sugkassunenes överdel.

Vid eventuellt behov av schaktning antas muddringsvolymerna inte överstiga volymerna för gravitationsfundament presenterade i Tabell 21.

8.2.5 Installation av tripod-fundament

Installationsförfarandet för tripod-fundament liknar metoden som används för installation av fackverksfundament vilket beskrivs i avsnitt 8.2.3. Tripod-fundamenten transporteras till platsen via fartyg eller på pråmar och med hjälp av en kran sänks fundamentet ner mot botten. Därefter förankras pålarna i havsbotten. Likt beskrivet i 8.2.3 kan pålarna antingen vara förinstallerade innan fundamentet placeras eller så kan de installeras efter att fundamentet sänkts ned på plats.

8.2.6 Anläggningsarbete – Pålning och ljudutbredning

Under anläggningen av vindkraftparken ger vissa installationsmoment upphov till undervattensljud i området. Det mest ljudintensiva momentet är pålning som görs vid installation av vissa fundamenttyper. Monopile-fundament kan installeras med slagpålning vilket antas vara den metod som ger upphov till störst ljudutbredning vid installation. Även för fackverksfundament eller tripod-fundament kan slagpålning av mindre påldimensioner vara aktuellt. Installationen kräver då mindre energi och ger därför upphov till mindre ljudutbredning.

Pålslås, vibreras eller borras ner. Slagpålning är en snabb metod som fungerar på stora djup. Storleken på den ljudalstring som sker beror på storleken på pålen och därmed den pålningsenergi som krävs för att driva ner den i botten. Genom att öka slagfrekvensen och minska pålningsenergin kan samma arbete utföras med mindre ljudutbredning. Slagfrekvensen kan höjas från 40 slag/min,

som är normal takt, till 90 slag/min men med mindre energi per slag. Pålningsenergin i varje slag kan också succesivt ökas under en bestämd tidsperiod vilket kan reducera inverkan av det alstrade ljudet. Det finns även pålningstekniker där energin i de enskilda slagen sprids över en längre tid, vilket kan minska den strukturella påkänningen på pålen samt minska emittering av ljud i vattnet.



Figur 28 Exempel på pålningsinstallation. Källa IQIP

Vibrationspålning, som är ett alternativ till slagpålning, använder vibrationer som genereras av hammaren och därmed reducerar friktionen mellan pålen och jorden. I tillägg kan jetstrålar appliceras vid pålspetsen som likvifierar bottenmaterialet runt mantelytan på pålen för att underlätta drivningen av pålen. Det upplösta bottenmaterialet reducerade friktionen och tillåter att pålen försänks i havsbotten med reducerat tillfört excentriskt moment från vibrationshammaren.

Hur hög ljudnivån är på ett visst avstånd från ljudkällan beror på styrkan i ljudkällan och ljudutbredningen. Parametrar som vattendjup, salthalt, densitet, typ av bottensediment och berggrund påverkar ljudutbredningen. Utöver val av fundament och pålningsmetod kan olika förebyggande metoder implementeras för att minska ljudutbredningen. Vid pålning kan användning av till exempel bubbelgardin, pulspålning, skyddsror med energiabsorberande material eller kofferdammar minska ljudutbredningen. Utveckling av nya ljudreducerande tekniker görs och andra alternativ som ger större ljudreduktion kan komma ut på marknaden och vara tillgänglig vid installation. Uppskattad ljudbredning i samband med installationsarbeten redogörs för i miljökonsekvensbeskrivningen, bilaga X till ansökan.

8.2.7 Borrning vid installation av fundament

Vid bottenar med hårt botten material eller berg kan borrning krävas för installation av fackverksfundament och tripod-fundament samt monopile-fundament. Borrning kan kombineras med pålning där förborring utförs för delar av installationsförfarande innan påldrivning med hammare påbörjas eller används när pålningen inte längre uppnår önskad effekt.

Borrningen kan antingen ske inuti fundamentspålen som installeras på platsen eller genom användning av ett foderrör för att förhindra att borrschaktet kollapsar men även för att möjliggöra uppsamling och behandling av bormassor. Foderröret eller fundamentspålen hålls vanligen på plats med en fixeringsutrustning som normalt sitter monterad på det fartyg eller pråm som används.

De borrhmassor som uppstår vid borrhning kan transporteras upp genom foderröret med vatten eller annat medium som tillförs och som kan cirkuleras under borrhningen. När borrhningen är slutförd installeras fundamentet och utrymmet mellan pålen och intilliggande material tätas. Massorna som uppstår vid borrhning kan hanteras på olika sätt, se avsnitt 13.

Tabell 22 redogör för volymen borrhmassor som kan produceras vid borrhning vid Polargrund Offshore.

Tabell 22 Estimerad maximal volym massor för borrhning vid Polargrund Offshore.

Fundament	Beräknad maximal volym borrhmassor (1 fundament)
Monopile, vindkraftverk - Storlek enligt exempellayouter [120 st]	11 000 m ³
Fackverksfundament, vindkraftverk - Storlek enligt exempellayouter [120 st]	8 000 m ³
Tripod-fundament, vindkraftverk Storlek enligt exempellayouter [120 st]	6 000 m ³
Fackverksfundament, transformatorstation	12 000 m ³
Fackverksfundament, omriktarstation/stor transformatorstation	16 000 m ³

8.3 Installation av vindkraftverk

Vindkraftverken som sådana installeras på redan uppförda fundament. Installationsarbete till havs innebär utmaningar utöver de som finns vid landbaserad vindkraft. För att förenkla arbetet sker oftast förmontering i projekthamnarna i så stor uträkning det är möjligt. En redan förmonterad konstruktion medför dock större utmaningar vad gäller transport. Eftersom turbinbladen som förväntas användas i parken är större än vad som finns tillgängligt idag kommer större fartyg att krävas för transport av bladen än idag. Den högre höjden på tornet kommer dessutom leda till ett behov av större kranar med högre kapacitet.

Det finns olika installationsmetoder för konstruktion till havs. Installationsmetoden beror på hur många av vindkraftverkets komponenter som redan är monterade. I dagsläget förmonteras vanligen tornet i två eller tre delar. Totala höjden på tornet avgör ofta hur många delar det kommer bestå av. Ibland förmonteras två eller tre rotorblad i navet vilket kan innebära vissa för- och nackdelar vid transport och installation. Bladen kan också installeras separat vilket kräver mindre utrymme på land. Däremot innebär installation av enskilda blad till havs en större utmaning då lyften kan bli mer komplicerade. Denna metod är mer känslig för dåligt väder. Det även finns exempel på projekt där hela tornet tillsammans nav och rotorblad förmonterats på land för att sedan installeras i ett lyft.



Figur 29 Installation av turbinblad. ©Skyborn Renewables

För havsbaserade vindkraftverk är det vanligt att transporten av turbinkomponenterna och själva installationen från installationshamnen utförs av samma fartyg. Separata installations- och transportfartyg kan också användas men vilket kräver fler moment. Transport kan ske dels genom att ett fartyg endast transporterar en specifik komponent, dels genom att fartyget transporterar alla ingående delar för ett vindkraftverk. Hamnstorlek, kostnader och tidsbegränsningar är faktorer som avgör val av transport. Fartygen är ofta utrustade med utrustning för att effektivisera hantering av vindkraftskomponenter vid transporterna.

Arbete på hög höjd innebär ökad exponering för höga vindhastigheter, vilket kan innebära att det är önskvärt att utföra arbeten under delar av året med stabila väderförhållanden och lägre vindhastigheter. Antalet lyft i installationsprocessen är en viktig faktor, då varje lyft tar tid och bidrar till en risk i projektet. Väderprognoser i samband med installationen är ett viktigt verktyg som styr installationsprocessen. Dåliga väderförhållanden kan omöjliggöra installationsarbete och transporter till platsen i projektområdet.

Då de installationsmetoder som nämnts ovan till stor del avser dagens teknik är det rimligt att anta att nya metoder, verktyg och fartygstyper som förändrar förutsättningar för installation av havsbaserad vindkraft kommer att finnas tillgängliga när Polargrund realiserar.

8.4 Installation av transformatorstation och andra plattformar

Vid installation av transformatorstationer eller andra plattformar delas installationen upp för fundamentet och överbyggnaden. Förfarandet för att installera fundament liknar i allt väsentligt det

för vindkraftverken. För överbyggnaden avgör storlek och vikt vilken metod som kommer användas för installation. Vanligen sker det genom en lyftoperation med ett eller flera kranlyft, där en eller flera olika moduler installeras. Vid användning av stora transformatorstationer eller omriktarstationer kan en s.k. "float over installation" vara fördelaktigt. Det innebär att överbyggnaden transporteras på ett höj-och sänkbart fartyg eller pråmar intill fundamentet och sedan sänks överbyggnaden ned på plats på fundament och säkras. Efter att fundament och överbyggnaden är på plats utförs arbeten relaterade till driftsättning av anläggningen.

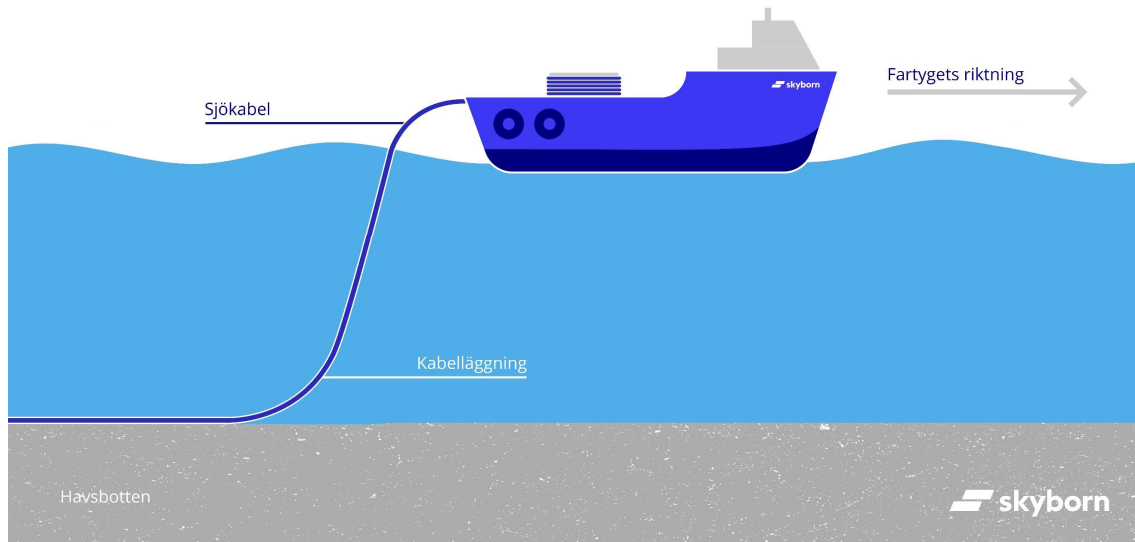


Figur 30 Exempel på installationsfartyg. ©Skyborn Renewables

Vid användning av gravitationsfundament för olika plattformar kan liknande installationsmetod för fundament beskrivs i 8.2.2 användas och vid användning av sugkassuner används liknande typ av installationsmetod som beskrivs i 8.2.4.

8.5 Installation av internkabelnät och redundanskablar

Innan nedläggning av kablar påbörjas utförs förberedelsearbete längs den planerade kabelsträckningen. Det innebär bland annat att stenblock kan behöva flyttas eller delas med speciell utrustning. Vanligtvis används en plog för att röja stenar och försvepning med verktyg för att avlägsna föremål längs den planerade kabelsträckningen görs. Exempel på nedläggning av undervattenskablar på havsbotten visas i Figur 31.



Figur 31 Nedläggning av undervattenskablar med kabelinstallationsfartyg. ©Skyborn Renewables

Det finns ett antal installationsmetoder för kablar till havs och det behöver inte vara en enskild metod som används för alla kablar utan delsträckor av kablarna kan installeras med olika metoder. Lämplig metod för installation bestäms med en riskanalysmetod (s.k. CBRA, eng. "Cable Burial Risk Assessment"). Installationen kan komma att se olika ut för kablar inom det interna kabelnätet och exportkablar. Då kablarna i det interna nätet är av annan storlek kan olika fartyg användas för transport och installation. Exportkablar beskrivs mer under följdverksamheter men vissa installationsmetoder som presenteras i detta avsnitt är aktuella även för exportkablar.

Tiden som krävs för installation av kablar beror på vilken kabeltyp som läggs och vilken metod som väljs. Tillgång till fartyg, väderförhållanden, geologi, och annat kan påverka kabelläggningen. När installationen är avslutad rapporteras undervattenskablarnas koordinater in till Sjöfartsverket. Utöver installationsmetoderna som beskrivs i detta avsnitt är det rimligt att anta att nya metoder, verktyg och fartygstyper som förändrar förutsättningar vid kabelläggning inom området för Polargrund Offshore så att operationen i sig blir mer effektiv och bidrar till mindre miljöpåverkan.



Figur 32 Transport av kabel på kabelinstallationsfartyg. ©Skyborn Renewables

Kabelnedläggningen kan delas in områden där den förläggs på ett visst djup under havsbotten och där den läggs ovanpå havsbotten för att sedan täckas. Vid nedgrävning görs en skyddsstudie, s.k. BAS (eng. "Burial Assessment Study"), där bottenförhållandena undersöks grundligt för att bestämma kabelns behov av övertäckning. Var kablarna behöver grävas ner är inte bestämt i dagsläget utan görs efter förberedande undersökningar och utförd CBRA. Behov av nedgrävning beror på följande faktorer:

- Risk för skador från fartyg eller fiske
- Område med djupgående isvallar
- Avstånd till land
- Lokala strömförhållanden
- Risk att kabeln blir hängande mellan två höjder
- Geologiskt bottensubstrat
- Förekomst av andra kablar
- Vattendjup

8.5.1 Nedgrävning av kablar

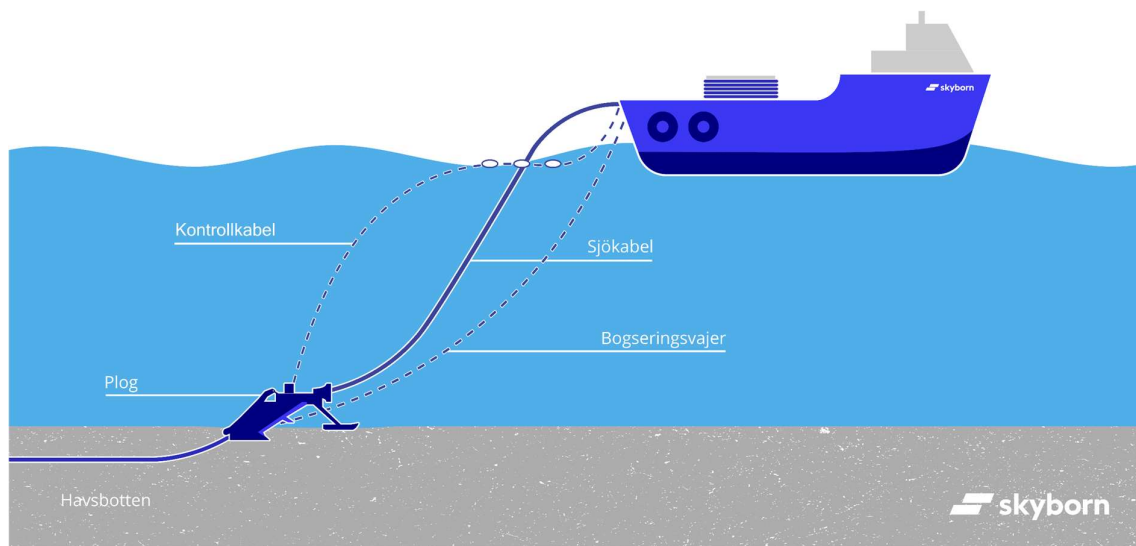
Undervattenskablar grävs vanligtvis ned med plöjning/vibrationsplog, grävning, dikning/spolning (eng. trenching/jetting), s.k. MFE (eng. "Mass Flow Excavator") eller schaktning. Lokala förhållanden styr vilken nedgrävningsteknik som är mest optimal. Inom projektområdet är bottenmaterialet relativt hårt vilket medför att spolningsfria tekniker som grävning eller plöjning är sannolika.

När kablarna grävs ner uppgår dikets djup till 0,5–3 meter beroende på lokala förutsättningar och skyddsbehov. Kabelplogar kan användas för att lägga kablarna i diken och plogens bredd kan uppgå

till cirka 8–15 meter. Plogen skapar ett dike med ett lämplig djup och lägger direkt i kabeln för att sedan återfylla diket med bottenmaterial. Undervattenskabeln matas ner i diken från plogen medan den dras av ett fartyg. Alternativt kan kablarna läggas i redan schaktade eller plöjda diken som sedan täcks med jord, grus, sand, betong eller annat material som skydd. Metoden är mer lämplig vid installation på större djup. Om skador på kablar uppkommer finns olika tekniker för att reparera påverkade kabelsegment.

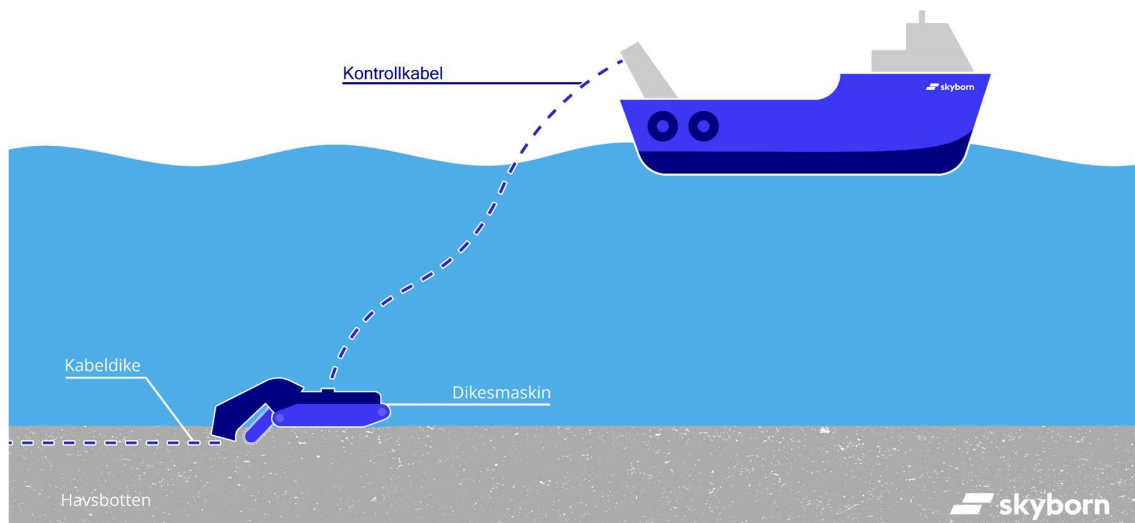
Exempel på installationsmetoder ges nedan:

- Plog/vibrationsplog – Maskinen dras efter ett maskinstarkt fartyg och plöjer/river upp havsbotten. Denna metod är mest lämplig vid mjuk botten som sand eller lera. Vanligtvis utförs läggning/plöjning vid samma tillfälle. Exempel kan ses i Figur 33.



Figur 33 Kabelinstallation med plog och kabelinstallationsfartyg. ©Skyborn Renewables

- Dikesmaskin (s.k. eng. "trencher/jet trencher/chain trencher") – Maskin som skapar ett kabeldike på havsbotten, antingen genom mekanisk metod (kedja) eller med vattenjet. Val av dikesmetod beror på typ av havsbotten, vid mjuka bottenförhållanden är spolning med vattenjet att föredra. Metoden kan antingen göras samtidigt med läggning, eller efter läggning av undervattenskabeln. Exempel på dikesmaskin kan ses i Figur 34.
- MFE (Mass Flow Excavator) – En maskin som använder spolteknik/vattenjet och är tillräckligt kraftfull för att kunna användas även vid sand/grusbotten. Vanligtvis används metoden för att gräva dike innan förläggning av undervattenskabeln, men den kan även användas efteråt.



Figur 34 Kabelinstallation med dikesmaskin och kabelinstallationsfartyg. ©Skyborn Renewables

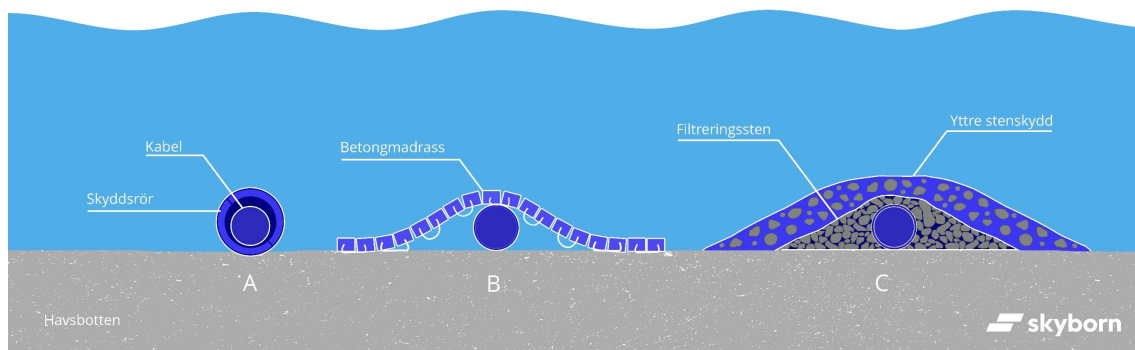
8.5.2 ROV

I stället för en fartygsbogserad utrustning kan en fjärrstyrd bottengående farkost, s.k. ROV (eng. "Remotely Operated Vehicle") med larvband eller hjul användas. Den bedöms vara mer lämplig för det interna nätet och dess mindre kablar. Andra typer av ROVar avsedda för inspektion kan användas för att fastställa att kablarna är korrekt installerade.

8.5.3 Externt skydd

Kablar som ligger direkt på havsbotten utan att grävas ned kan förses med ett externt skydd genom att täckas med sten, bottenmaterial, betongmadrasser, stensäckar, skyddsror eller andra typer av anordningar.

Vid användning av stenskydd beror utformningen på vattendjup, våg- och strömförhållande, havsbotten, stenstorlek, stenskyddets sluttning och höjd. Stenarnas storlek är vanligtvis 10–40 cm. Stenarna förläggs på botten över kabeln från ett stensläggningsfartyg som kan använda ett teleskopror, s.k. fallrör, på större djup. Bredden kan variera från cirka 1–10 meter och höjden på sten skyddet kan uppgå till cirka 2 meter. Exempel på externt skydd kan ses i Figur 35.



Figur 35 Exempel på externt kabelskydd (A) Skyddsror, (B) Betongmadrass, (C) Stenskydd. ©Skyborn Renewables

Om kablarna inte kan grävas ner på tillräckligt djup kan viss nedgrävning i kombination med användning av externt skydd behövas.

9 Drift och underhåll

I detta avsnitt presenteras driftsfasen av projektet och det underhållsarbete som kommer ske i vindkraftparken under dess livslängd.

Vindkraftparkens komponenter har en uppskattad teknisk livslängd vid anläggning som sätts av tillverkarna till cirka 35–40 år, men genom att byta ut gamla komponenter och kontinuerligt introducera den senaste tekniken kan det vara möjligt att förlänga den tekniska livslängden för vindkraftparken och driva den upp till 50 år.

Ett havsbaserat vindkraftverk producerar normalt energi i intervallet 3–30 m/s. Vid höga vindhastigheter, runt 25–30 m/s, kan rotorbladen justeras för att minska eller helt ta bort den skapade lyftkraften vilket får vindkraftverkets rotor att bromsa in och till sist stanna. Detta görs för att vindkraftverket inte ska ta skada. När vindhastigheten har återgått till säkra nivåer återupptas elproduktionen. Vanligtvis uppnås maximal effekt runt 12–14 m/s. Vindkraftverk producerar elektricitet under stora delar av året och tiden för elproduktion beräknas uppgå till 90 % av året, inkluderat avbrott för service eller ogynnsamma väderförhållanden.

Individuella vindkraftverk och vindkraftparken i sin helhet kommer att övervakas och styras enligt SCADA-systemet som beskrivs i avsnitt 3.6 "Kontroll- och övervakningssystem". Kontinuerligt underhåll och service behövs för att säkerställa att komponenter och struktur håller under lång tid. Under driftsfasen begränsas verksamhet med personal vid vindkraftverken till schemalagd service och underhåll samt icke schemalagda reparationer. Arbeten som inte är schemalagda uppstår vanligen när system eller mindre komponenter fallerar. När ett sådant fel inträffar brukar endast ett enskilt vindkraftverk påverkas. Arbeta till havs begränsas av väderförhållandena som kan försvåra åtkomst till vindkraftverken. Transport av personal till vindkraftverken sker primärt via båt men användning av helikopter och svävare kan också förekomma vid behov. Vid användning av logi – och logistikplattformar i projektområdet eller vid permanent bemanning av omriktarstationer och transformatorstationer ökar tillgängligheten till vindkraftverken i parken. Tiden för felavhjälpning vid eventuella driftstopp kan således minskas. Utrymmen i vindkraftverken är försedda med extra proviant samt livräddningsflottar och annan nödutrustning för att personal om det behövs ska kunna stanna i anläggningen en utökad tidsperiod vilket skulle kunna ske om väderförhållande eller annan händelse omöjliggör hämtning.

Underhåll och service är komplicerat för havsbaserade vindkraftparker vilket ställer höga krav på planering. Följande aspekter kan påverka arbetet:

- Avstånd mellan vindkraftteknikers lokalisering och vindkraftparken
- Arktiska förhållanden och havsis delar av året.
- Antal och typ av personaltransportfartyg (s.k. CTV eng. "Crew Transfer Vessel")
- Användning av helikopter
- Organisering av skiftarbete
- Hantering och lagerhållning av reservdelslager
- Teknisk support
- Tillgång till specialfartyg som fartyg utrustade med kranar

Större komponenter som turbinblad och generatorer övervakas ständigt, vilket medför god kunskap om dess status och underlättar planering av service.



Figur 36 Transport av personal till vindkraftverk. ©Skyborn Renewables

9.1 Service- och underhållsarbete

Nedan redogörs för exempel på planerade och icke schemalagda aktiviteter för Polargrund Offshore under driftperioden.

Service och underhåll av vindkraftverk och fundament

- Resor till och från vindkraftverken (beror på användning av logi- och logistikplattformar)
- Inspektion av vindkraftverk och fundament
- Service och underhåll av vindkraftverk
- Utbyte av utrustning och komponenter
- Utbyte av vätskor och smörjmedel
- Geofysisk undersökning av havsbotten
- Visuell undersökning av havsbotten
- Dykeriarbeten
- Etablering av jack-up fartyg
- Målning av vindkraftverk och fundament
- Borttagning av beväxning på fundament, vindkraftverk och plattform om det inte ska vara kvar av biologiska skäl
- Kontroll och reparation av erosionsskydd
- Kontroll och reparation av korrosionsskydd som katodskydd och ytbehandlingar

Service och underhåll av kablar, transformatorstationer och andra plattformar

- Resor till och från plattform (beror på användning av logi- och logistikplattformar)
- Inspektion av plattform och kablar
- Utbyte av utrustning och komponenter

- Utbyte av vätskor och smörjmedel
- Dykerarbeten
- Etablering av jack-up fartyg
- Målning av plattform
- Borttagning av beväxning på fundament, vindkraftverk och plattform
- Service och underhåll av kablar
- Kontroll och reparation av erosionsskydd
- Kontroll och reparation av korrosionsskydd som katodskydd och ytbehandlingar

Under driftfasen kan olika undersökningar av infrastrukturen med tillkommande utrustning komma att utföras för att se behov av underhåll eller reparationer. Ansökan om undersökningstillstånd kommer att göras för undersökningarna där så krävs. Exempel på undersökningar är:

- Geofysisk undersökning av havsbotten. Till exempel sonarundersökning (multibeam & side-scan sonar) eller magnetfältundersökningar.
- Visuell undersökning av havsbotten (ROV och dykinspektion).

9.2 Åtkomst under drift

Under driftfasen kan åtkomsten till parkens olika konstruktionsdelar ske på ett antal olika sett. Exempel på hur olika utrustning för åtkomst kan utformas visas nedan:

- Åtkomst via personaltransportfartyg (s.k. "CTV")
 - Åtkomst från båtlandning via stega eller trappa



Figur 37 Båtlandning via lejdare. ©Skyborn Renewables

- Åtkomst via s.k. "walk to walk (W2W)"
 - Våg-kompenserad gångbro från servicefartyg



Figur 38 Gångbro från fartyg. ©Skyborn Renewables

- Åtkomst via helikopterplatta eller där personal firas ner från helikopter

9.3 Logistik

För att utföra underhållsarbetet sker transporter från en servicehamn till vindkraftparken eller från logi- och logistikplattformen i vindkraftparken. Det estimerade antalet transporter och typen av arbete i det fall en hamn används ses i Tabell 23. Arbetet kommer att se olika under vinter och sommarhalvåret och vissa aktiviteter kommer primärt att ske under sommarmånaderna.

Tabell 23 Indikativt antal transporter per år och exempel på underhållsaktiviteter under vindkraftparkens livslängd.

Aktivitet	Logistik typ	Antalet transporter/år	Antalet transporter/livslängd
Inspektioner och mindre reparationer under isfria perioden inkl. logi för tekniker	SOV	48	1500–2400
Undervattensinspektioner under isfria perioden	ROV utplacerad av SOV	Inkluderat i SOV hamntransporter	
Mindre reparationer under isiga förhållanden	Helikopter	32	1000–1600
Stora kabelreparationer under isfria perioden	CLV	1	50
Stora komponentbyten under isfria perioden	JUV	9	260–430

SOV – Service operated vessel.

10 Avveckling

Parallellt med att ny teknik- och metoder utvecklas samt att miljömässiga förutsättningar över tid förändras, revideras lagstiftningen och andra myndighets krav. Det är därför svårt svårt att i dagsläget specificera vilken metod som kommer användas vid tidpunkten för avvecklingen.

De faktiska avvecklingsmetoderna kommer att avtalas med berörda myndigheter i god tid före avvecklingen. Exempel på avvecklingsförfarandet baserad på rådande praxis för olika komponenter återges i detta avsnitt.

10.1 Avveckling av vindkraftverk

Avvecklingen av vindkraftverk brukar delas in i följande tre delmoment:

1. Innan avvecklingen initieras inspekteras turbinens komponenter och lyftpunkter. Utifrån vid avvecklingstidpunkten gällande regelverk kan sedan en plan tas fram för avvecklingen. Utöver detta görs riskanalyser, upphandlingar av fartyg och verktyg samt eventuella förberedelser av anläggningar på land.
2. När avvecklingsarbetet påbörjas förbereds vindkraftverket för nedmontering genom att avlägsna eller säkra utrustning som inte är fast i konstruktionen. Fluidier och oljor i vindkraftverket avlägsnas eller hanteras på erforderligt sätt. Vindkraftverkets rotor positioneras på ett lämpligt sätt för nedmontering.
3. När planering och förberedande arbeten är utförda kan vindkraftverket monteras ned. Turbinblad, maskinhus, nav och torn kan på samma sätt som vid installationen lyftas med kranar. Om enskilda blad ska lyftas av kan rotorns position behöva justeras mellan lyft för att underlätta nedmonteringen. För att snurra rotorpaketet och vrida bladen i detta skede kan en generator behövas. Efter nedmontering transporteras komponenterna till land med lämpliga fartyg för att återanvändas, återvinnas eller deponeras. Utvecklingen av återvinningsbara blad går framåt och kommer att undersökas som ett alternativ.

10.2 Avveckling av transformatorstationer och andra plattformar

Vid avveckling lyfts transformatorstation, omriktarstationen eller logi- och logistikplattformen bort från fundamentet och transporteras till land.

Nedan ges en övergripande beskrivning av momenten vid avveckling av en transformatorstation och tillhörande fackverksfundament.

1. Före avveckling inspekteras transformatorstationen och fackverksfundament över och under vattenytan. Analysen fokuserar på konstruktionens stabilitet, viktförändringar, korrosion och justeringar som gjort under driftfasen. Samråd sker med ansvarig tillsynsmyndighet för planering av avvecklingsarbetets utförande.
2. Förberedande arbete genomförs som inkluderar frånkoppling av all elektrisk utrustning och kablar. Transformatorn töms på oljor andra fluidier. Fackverksfundamentet förberedes för skärning.
3. Därefter ansluts kranen i överbyggnaden och kopplingen med fundamentet kapas av eller kopplas loss. Transformatorn lyfts i sin helhet eller via flera dellyft till ett fartyg eller pråm. I hamn nedmonteras överbyggnaden och delar återanvänds, återvinnas eller deponeras på lämpligt sätt.

4. Vid avveckling av fackverksfundamentet ansluts först kranen och sedan förflyttas fundamentet i ett eller flera dellyft till ett fartyg eller en pråm. Avslutningsvis säljs eller återvinns stålet.
5. När avvecklingsarbetet är avslutat görs bottenundersökningar för att kontrollera status på platserna där fundamentet varit grundlagt. Eventuella brister rättas till för att garantera att bottenförhållande är återställda i enlighet med avvecklingsplanen.

Vid användning av andra fundament än fackverksfundament för plattformar är avvecklingsmetoden för fundamentsdelen enligt beskrivning i efterföljande avsnitt.

10.3 Avveckling av fundament

10.3.1 Avveckling av monopile-fundament

Vid avveckling av ett monopile-fundament görs vanligen antagandet att fundamentet delvis avlägsnas genom att pålarna kapas upp till fem meter under bottennivå. Det innebär att en stor del av pålen som är förankrad under botten lämnas kvar eftersom borttagning av hela strukturen skulle kunna skapa större miljöeffekter än att låta delen som är under havsbotten vara kvar.

Nedan ges en generell beskrivning avseende de steg som krävs vid avveckling av ett monopile-fundament.

1. Före avveckling inspekteras monopile-fundamentet och övergångsstycket under och över vattenytan. Analysen fokuserar på konstruktionens stabilitet, viktförändringar, korrosion och justeringar som har gjorts under driftfasen. Samråd sker med ansvarig tillsynsmyndighet för planering av avvecklingsarbetets genomförande.
2. Fundamentet förbereds för avveckling genom att bottenmaterial avlägsnas på utsidan av fundamentet eller fyllnadsmaterial på insidan av pålen för att göra plats för skärutrustningen och möjliggöra anslutning av skärutrustningen.
3. Innan fundamentet kapas kopplas kranen och säkrar konstruktionsdelen. Fundamentet kapas sedan av, lyfts upp ur vattnet och placeras på ett fartyg eller en pråm. Denna process kan göras i delmoment där fundamentet kapas delar i lämplig storlek för att underlätta hantering. Fundamentet transporteras därefter till återvinning.
4. När avvecklingsarbetet är avslutat görs bottenundersökningar för att kontrollera status på platserna där fundamentet varit grundlagt. Vid eventuella brister rättas till för att garantera att bottenförhållande är återställda i enlighet med avvecklingsplanen.

10.3.2 Avveckling av fackverksfundament

Vid avveckling av ett fackverksfundament görs vanligen antagandet att fundamentet delvis avlägsnas genom att pålarna sågas av upp till fem meter under bottennivå. Det innebär att pålarna som är förankrade under botten lämnas kvar eftersom borttagning av pålarna i sin helhet skulle kunna skapa större miljöeffekter än att låta delen som är under havsbotten vara kvar.

Nedan ges en generell beskrivning avseende de processer som krävs vid avveckling av ett fackverksfundament.

1. Före avveckling inspekteras fackverksfundamentet och övergångsstycket under och över vattenytan. Analysen fokuserar på konstruktionens stabilitet, viktförändringar, korrosion och justeringar som har gjorts under driftfasen. Samråd sker med ansvarig tillsynsmyndighet för planering av avvecklingsarbetet utförande.
2. Fundamentet förbereds för avveckling genom att bottenmaterial avlägsnas på utsidan av fundamentet eller fyllnadsmaterial på insidan av pålen för att göra plats för skärutrustningen och möjliggöra anslutning av skärutrustningen.

3. Innan fundamentet lyfts bort ansluts kranen. Fundamentet kapas sedan och placeras på fartyg eller pråm. Denna process kan göras i delmoment genom att fundamentet sågas av i delar. Avslutningsvis transporteras delarna av fundamentet till återvinning.
4. När avvecklingsarbetet är avslutat görs bottenundersökningar för att kontrollera status på platserna där fundamentet varit grundlagt. Vid eventuella brister rättas till för att garantera att bottenförhållande är återställda i enlighet med avvecklingsplanen

10.3.3 Avveckling av gravitationsfundament

Vid avveckling av ett gravitationsfundament antas att hela fundamentet transporteras till land. Nedan ges en generell beskrivning avseende de processer som krävs vid avveckling av ett gravitationsfundament.

1. Före avveckling inspekteras gravitationsfundament under och över vattenytan. Analysen fokuserar på konstruktionens stabilitet, viktförändringar, korrosion och justeringar som har gjorts under driftfasen. Samråd sker med ansvarig tillsynsmyndighet för planering av avvecklingsarbetet utförande.
2. Fundamentet utgörs av betong och stenmaterial, som är svårt att nyttiggöra på land. Massor som tas upp behöver därför i huvudsak deponeras. Då det normalt innebär större miljönytta att lämna fundamentet på botten görs utredning av hur mycket som behöver tas bort för att inte utgöra hinder för sjöfarten eller andra eventuella intressen.
3. Om fundament ska avlägsnas så utförs förberedande arbetet med borttagning av bottenmaterial och eventuellt erosionskydd runt fundamentbasen. Vidare avlägsnas ballast och en lyftanordning ansluts.
4. Gravitationsfundamentet lyfts från botten samtidigt som eventuella vattenballast pumpas ur. Fundamentet kan därefter placeras på ett fartyg eller pråm. Det finns även möjlighet att bogsera till land. Avslutningsvis transporteras fundamentet till plats för återvinning.
5. När avvecklingsarbetet är avslutat görs bottenundersökningar för att kontrollera status på platserna där fundamentet varit grundlagt. Eventuella brister rättas till för att garantera att bottenförhållande är återställda i enlighet med avvecklingsplanen.

10.3.4 Avveckling av sugkassunfundament och monosugkassunfundament

Avvecklingen av sugkassunfundament och monosugkassunfundament sker i omvänd ordning jämfört med installationen. Vatten pumpas in i sugkassunen för att skapa övertryck vilket leder till att fundamentet trycks upp från havsbotten. Detta kan göras parallellt med att en kran lyfter och stabiliserar fundamentet. När sugkassunfundamentet inte längre är förankrad i havsbotten kan det lyftas upp ur vattnet i sin helhet och placeras på ett fartyg eller pråm och transporteras bort. Fundamentet förs till plats för återvinning.

10.3.5 Avveckling av tripod-fundament

Vid avveckling av ett tripod-fundament görs vanligen antagandet att fundamentet delvis avlägsnas genom att pålarna sågas av 0–5 meter under bottenivå. Det innebär att pålarna som är förankrade under botten lämnas kvar eftersom borttagning av pålarna i sin helhet skulle kunna skapa större miljöeffekter än att låta delen som är under havsbotten vara kvar. Det generella avvecklingsarbetet av tripod-fundament görs enligt liknande metod som för fackverksfundament vilket beskrivs i avsnitt 10.3.2.

10.4 Avveckling av kablar inom vindkraftparken

Avvecklingsarbetet av intern- och redundanskablarna kan antingen innebära att kablarna avlägsnas helt eller delvis eller lämnas kvar. Undervattenskabeln behöver inte vara intakt utan kan kapas i segment och ändarna förseglas på speciella fartyg, vilket möjliggör att olika delsträckor kan vara

lämpligt att behandlas olika. Det generella avvecklingsarbetet av undervattenskablarna kan delas in i följande faser:

1. Innan avvecklingen har initierats fastställs vilka sträckor som behöver avlägsnas genom att undersöka undervattenskabelns djup där den är nedgrävd och eventuellt skydd. Efter detta förbereds utrustning och fartyg och riskanalyser genomförs.
2. Som del av förberedelsearbetet fastställs undervattenskablarnas exakta position och djup genom att skanna hela kabelsträckan med speciellt utrustade fartyg. Eventuella skydd kan behöva avlägsnas för att nå undervattenskablarna. Om en sektion anses vara till mindre skada om den förblir orörd är det möjligt att kapa undervattenskabeln på varsin ände om den aktuella kabelsträckan. Den slutgiltiga hanteringen av kablar vid avveckling och vald metod kommer att samrådas med berörda myndigheter.
3. Efter att alla hinder längs med kabelsträckan har avlägsnats kan de nedgrävda partierna tas upp med liknande metoder som användes vid installationen. Eftersom kablar nu är lättåtkomliga kan de kapas i lämpliga dimensioner för att få plats på fartyg för att sedan transporteras bort. Efter borttransport kan kablarnas olika material bli separerade och användas för återvinning eller transporteras till deponi.
4. När avvecklingsarbetet har färdigställts kommer en undersökning att göras för att kontrollera och dokumentera resultatet.

11 Tidplan för anläggning

Byggnationen av vindkraftparken kommer att ske över flera säsonger. Det kan även bli aktuellt att parken byggs ut och tas i drift i olika etapper. Några av installationsmomenten kan utföras parallellt medan andra är beroende av att föregående moment är slutfört. Vissa moment är mer väderkänsliga än andra vilket påverkar hur installationsplanen kan se ut. För att minimera tidsåtgången för anläggningsfas kommer ett väl genomfört förberedelsearbete att utföras inklusive en noggrann planering av alla installationsmoment. Preliminär byggnationstid för respektive komponent kan ses i Tabell 24. Byggnationstiden är beroende av antal vindkraftverk, kabelinfrastruktur, väderdagar (dagar med dåligt väder som begränsar verksamheten) och fler parametrar.

Tabell 24 Preliminär installationstid för olika moment.

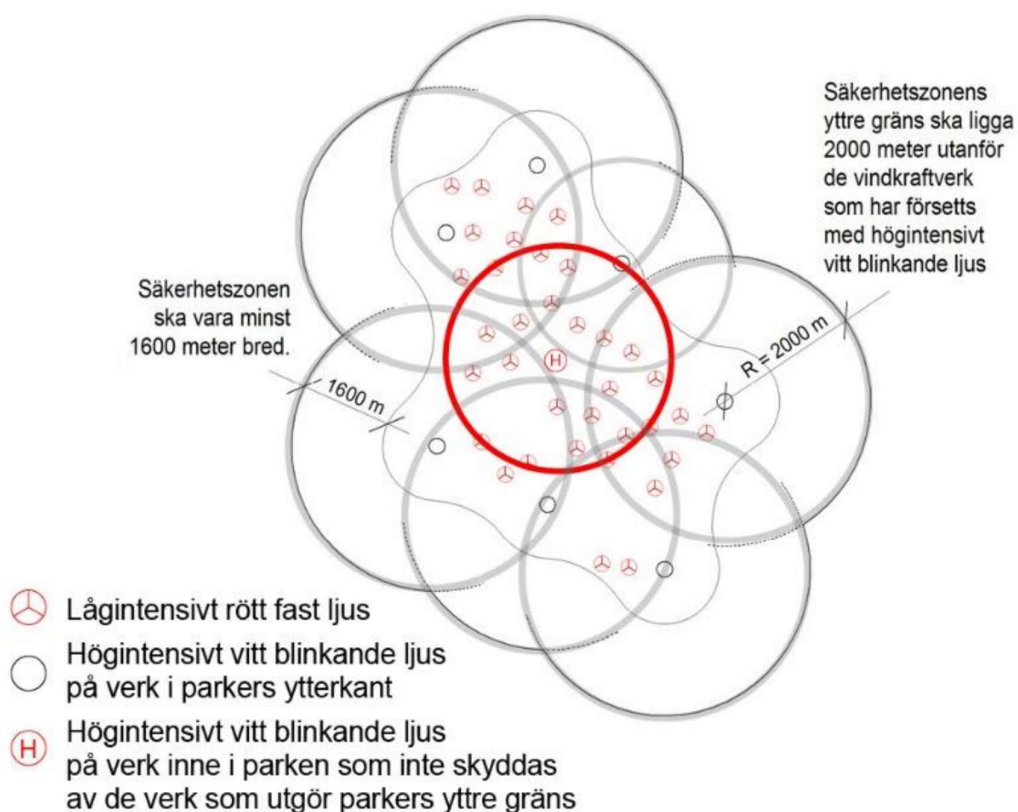
Komponent	Preliminär installationstid [månader]
Installation av fundament till transformatorstationer/omriktarstationer	Cirka 1–2
Installation av transformatorstationer/omriktarstationer	Cirka 1–2
Installation av fundament till vindkraftverken (ej inkluderat bottenförberedande arbete)	Cirka 6–18
Installation av vindkraftverken	Cirka 10–20
Installation av det interna kabelnätet	Cirka 7–18

12 Säkerhet

För att uppnå en säker drift av vindkraftparken implementeras ett flertal säkerhetssystem i vindkraftverken och i vindkraftparken.

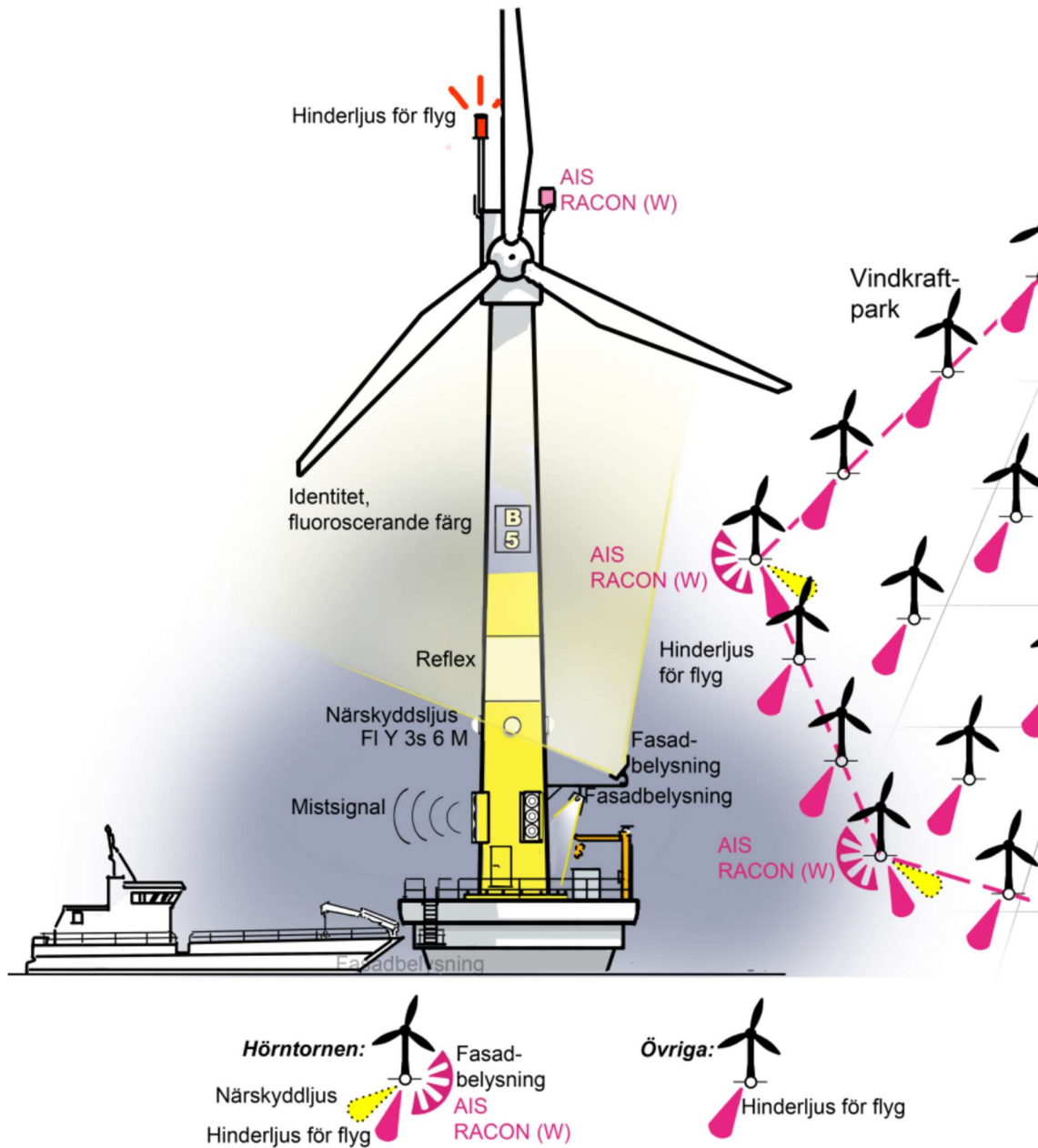
12.1 Hinderbelysning

Ljus används för att markera vindkraftverkens positioner för passerande flyg- och sjötrafik. I dagsläget gäller att vindkraftverk med en navhöjd som överstiger 150 meter måste utrustas med tre lågintensiva tornljus. Vidare behöver en vindkraftpark bestående av vindkraftverk med en totalhöjd om över 150 meter utrustas med ett vitt blinkande ljus på nacellen på de vindkraftverk som är placerade i parkens ytterkant. Vindkraftparker som är bredare än 4 km behöver dessutom utrustas med högintensivt ljus inuti parken. Om totalhöjden överstiger 315 meter kan ytterligare belysning och markeringar behövas vilket bestäms i samråd med Transportstyrelsen. Ett exempel på hur hinderbelysningen kan se ut, enligt Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd, visas i Figur 39. Vidare måste alla övriga vindkraftverk utrustas med ett lågintensivt rött ljus, enligt Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd TSFS 2020:88. Vindkraftverken kommer att utrustas med hinderbelysning i enlighet med gällande regelverk vid tidpunkt för byggnation.



Figur 39 Metod för markering av vindkraftverk som inklusive rotorn i sitt högsta läge har en höjd över 150 meter över mark eller vattenytan (TSFS 2020:88).

Funktionen av hinderbelysningen är kopplade till driftövervakningen. Eventuella fel anmäls till flygbriefingtjänsten AIS (Aeronautical Information Service) om fel inte kan avhjälpas direkt.



Figur 40 Föreskrifter och allmänna råd vad gäller reflexer, ljus, AIS, RACON och färg för ett havsbaserat vindkraftverk (TSFS 2017:66).

Från 2017 gäller att havsbaserade vindkraftverk kan behöva vara utrustade med de säkerhetsanordningar som visas i Figur 40. Avstånd till farleder påverkar typ av och antal säkerhetsanordningar som krävs. Tornet kan markeras med ett ID-nummer, ett reflekterande område samt gul färg på tornets nedre del för att indikera segelfri höjd. Utöver detta kan vindkraftverken utrustas med RACON (radar-transponder), mistsignal (ljudsignal vid nedsatt sikt) och AIS.

Andra konstruktioner som transformatorstation, omriktarstation eller logi- och logistikplattform kan också behöva utrustas med hinderbelysning. Dessa kommer följa gällande krav från tillsynsmyndighet.

12.2 Brandsäkerhet

I ett vindkraftverk, en transformatorstation eller en omriktarstation finns en rad olika elektriska komponenter som kan utgöra en brandrisk om något går fel i komponenten. För att förhindra olyckor kan vindkraftverken utrustas med olika brandsäkerhetssystem. Dessa kan delas in i aktiva och passiva system. Aktiva brandskydd fungerar genom att på olika sätt upptäcka, varna och släcka bränder samt hantera rökbildning. För att släcka bränder kan system som använder olika släckmedel i form av vätskor, skum och gaser implementeras.

Passiva brandskydd baseras på val av brandhårdiga material samt utformning av vindkraftverk eller transformatorstation för att försvåra spridning av en brand inom konstruktionen. För att uppnå en god säkerhet under drift utvecklas säkerhetsplaner för hantering av bränder och andra möjliga olyckor.

13 Följdverksamheter

För etableringen av vindkraftparken uppkommer följdverksamheter som redovisas nedan.

13.1 Exportkablar

Utöver kablar som förläggs inom vindkraftparken tillkommer exportkablar för distribution av energi, till en anslutningspunkt på land eller annan anvisad plats, vilka hanteras i en separat tillståndsansökan. Vid eldistribution i exportkablar kan både växelström och likström användas. Exportkablar för växelström kan antingen vara i 1-fas eller 3-fas där det finns möjlighet att kombinera kablar ämnade för eldistribution med optiska fiberkablar för kommunikation. Den slutgiltiga utformningen av vindkraftparken, dess totala effekt, val av växelström, HVAC, eller likström, HVDC, påverkar antalet exportkablar som krävs. Den eller de sträckningar där exportkablar förläggs bildar kabelkorridorer där ett uppskattat antal kablar om cirka 2–10 stycken per korridor beroende på spänningsnivå och överföringsteknik antas.

Idag planeras utbyggnad av möjligheten för anslutning av havsbaserad vindkraft längs kusten vilket skulle kunna förenkla en nätanslutning för Polargrund Offshore. Indikativa besked från Svenska kraftnät gör gällande att flera 400 kV-stationer kan komma att anläggas längs den svenska norrlandskusten. Vilken anslutningspunkt som väljs kommer att påverka hur kabeldragningen till havs och över eventuell landsträcka utformas. Anslutningen kommer i huvudalternativet ske till en punkt i Sverige.

13.2 Befintliga kablar och ledningar

Vid installation av undervattenskablar undviks i största möjliga mån korsning av befintliga kabel och ledningsstråk. På de platser där kablar ändå måste korsa varandra implementeras olika tekniker för minimering av kablarnas inverkan på varandra. I dessa sektioner av kabelsträckan genomförs installationen genom att först skydda den befintliga kabeln med något typ av kabelskydd som till exempel stenmaterial i olika fraktioner, stensäckar eller betongmadrasser. Samma typer av skydd används allmänt för kablar vid kustnära områden. Eventuell kabelkorsning görs i samråd med ägaren av den korsade kabeln.

13.3 Reaktiv effektkompensering

Då avståndet mellan vindkraftparken och potentiell anslutningspunkten i land är relativt långt kan en station för reaktiv effektkompensering s.k. reaktor eventuellt behöva uppföras någonstans i kabelkorridoren. En reaktor är bara aktuellt i de fall växelströmsteknik används i exportkablar. Utformningen av stationen beror på vilken typ och storlek exportkablar som väljs. Eftersom en potentiell reaktor skulle upprättas utanför projektområdet innefattas den inte av den här tillståndsansökan utan hanteras i detalj i ett separat tillståndsförfarande.

13.4 Landtagning av exportkablar

Ett flertal metoder för landtagning av exportkablar utförs idag. Vanligen utförs landtagningen med öppen schakt i dike ut i vattnet eller med schaktfri metod som styrd borrning från land (s.k. HDD) där kabeln direkt eller förlagd i ett foderrör mynnar ut i havsbotten.

13.5 Anslutning på land

Inne på land övergår eldistributionen från exportkablar till markkablar i en eller flera skarvgröpar som är placerade en bit från strandlinjen in på land. Vanligtvis övergår markkablar sedan i luftledning i en kopplingsstation som ansluts till det regionala nätet via en anslutningspunkt i transmissionsnätet. Vid användning av HVDC tillkommer behovet av en landbaserad nätstation

innehållande en växelriktare (eng. "inverter") till HVAC på land innan transmission till det övriga nätet.

13.6 Dumpning av muddermassor och borrhmassor

En följdverksamhet som kan uppkomma till följd av anläggning av en havsbaserad vindkraftpark är relaterad till hantering av muddermassor och borrhmassor. Vid schaktning samt vid borrning, vilket kan krävas inför installation av vissa fundamentstyper, uppstår överskottsmassor.

Eftersom anläggningsmetod inte kan bestämmas förrän vid detaljprojekteringen är det inte heller förrän vid den tidpunkten det är möjligt att ta ställning till vilka mängder massor som kommer att uppstå och hur de bör hanteras. Det kan då uppstå massor som inte kan användas i projektet utan behöver förflyttas. Massor kommer om tekniskt lämpligt att återanvändas i projektområdet, exempelvis vid ledningsförläggning, som skydd eller för att jämna ut bottenprofilen, eller som del av erosionskydd vid fundamenten.

Om massorna behöver flyttas från anläggningsplatsen finns goda förutsättningar att flytta dem till lämplig plats inom projektområdet. Projektområdet är i vissa delar mycket djupt. Företrädesvis väljs ett område med liknande sedimenttyp som den som schaktmassorna utgörs av, alltså utifrån principen "lika på lika". Det är även fördelaktigt om området är ett ackumulationsområde för sediment. Det har inom ramen för projektet gjorts en översiktlig utredning om potentiella områden för att placera massorna på. Det har pekats ut några möjliga områden inom projektområdet som skulle kunna nyttjas och som rymmer de volymer massor som förväntas uppstå. Dumpning till havs kräver dispens från dumpningsförbudet enligt 15 kap. miljöbalken.

13.7 Transporter med fartyg

I samband med anläggning och drift kommer transporter ske med ett flertal olika typer fartyg till och från projektområdet. Intensiteten kommer att variera men under anläggningsfasen kan antalet fartyg som befinner sig i området samtidigt vara upp emot 50 stycken. Arbetena kan involvera exempelvis arbetsbåtar och pråmekipage. Under perioder med havsis i området kan isgående fartyg och isbrytare behöva användas för transport och underhållsarbete. Även transporter med svävare och helikopter kan förekomma. Utifrån djupet i vindkraftparken och befintlig farled kan projektområdet nås med fartyg utan att fördjupa farleden i området.

Under byggnation kan trafik komma att dirigeras i och i närheten av arbetsområdet med hjälp av till exempel information till berörda parter som Ufs till Sjöfartsverket, bevakningsfartyg, tillfälliga markeringar och marina koordinatörer. Detta för att skydda anläggning, personalen och för att upprätthålla säkerheten för tredje part.

14 Referenser

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

Transportstyrelsen, 2020, *Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om markering av föremål som kan utgöra en fara för luftfarten och om flyghinderanmälan*, TSFS 2020:88

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