



**KONTIKI VIND AB
VINDKRAFTPARK POSEIDON
BILAGA C –
TEKNISK BESKRIVNING**

VINDKRAFTPARK POSEIDON
BILAGA C - TEKNISK BESKRIVNING

Framtagen av: Kontiki Vind AB

Sammanställd av	Philip Strive	M.Sc. Nav. Arch.	Utvecklingsingenjör Offshore
	Namn	Utb.	Roll
Granskad av	Fredrik Christborn	M.Sc. Nav. Arch.	Avdelningssansvarig Offshore
	Namn	Utb.	Roll
Godkänd av	Kristian Nissen	M.Sc. Logistics	Teknisk projektledare
	Namn	Utb.	Roll

Rev.	Datum	Beskrivning	Utförd	Granskad	Godkänd
1.0	221209	Underlag för ansökan	PHST	FRCH	KRNI

Bild på försättsblad återgiven med tillstånd från Principle Power

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
1.1	Introduktion	1
1.2	Kontiki Vind AB.....	1
1.3	Administrativa uppgifter	2
2	Omfattning och utformning.....	3
2.1	Lokalisering	3
2.2	Övergripande systembeskrivning.....	4
2.3	Omfattning och layout för vindkraftparken.....	4
3	Design och teknik.....	7
3.1	Vindkraftverk till havs.....	7
3.2	Flytande fundament för vindkraftverken	9
3.2.1	Utformning.....	10
3.2.2	Förankring.....	13
3.2.3	Effekter av plattformens rörelser	18
3.3	Fasta fundament för transformatorstation.....	18
3.3.1	Transformatorstation	18
3.3.2	Fackverksfundament	19
3.4	Övriga plattformar till havs	20
3.4.1	Plattform för Mät- övervakning- och kommunikationsutrustning	20
3.4.2	Behov av utrymme/plattform för logi och logistik.....	21
3.5	Undervattenskablar.....	21
3.5.1	Internkabelnät.....	23
3.5.2	Exportkabel	24
3.5.3	Redundanskablar	24
3.5.4	Elektromagnetiska fält.....	24
3.5.5	Kommunikationskablar.....	26
3.5.6	Skydd för undervattenskablar.....	26
3.6	Erosionsskydd för bottenfast struktur.....	28
3.6.1	Erosionsskydd tillämpat på fasta fundament	29
3.6.2	Erosionsskydd tillämpat på uppankningen av flytande fundament	29

3.7	Skydd för isbildning på rotorblad och fundament.....	30
3.8	Hinderbelysning och markering.....	31
4	Planerade arbeten.....	32
4.1	Undersökningar.....	32
4.1.1	Blindgångare (Oexploderad ammunition, OXA).....	33
4.2	Anläggning.....	34
4.2.1	Flytande enheter för vindkraftverk.....	34
4.2.2	Fasta enheter för transformatorstation.....	34
4.2.3	Säkerhetszoner, hinderbelysning, markeringar och övervakning.....	35
4.2.4	Logistik.....	35
4.2.5	Exempel på fartyg.....	36
4.2.6	Övergripande tidplan för anläggning.....	37
4.3	Drift.....	38
4.3.1	Säkerhetszoner, hinderbelysning, markeringar och övervakning.....	38
4.3.2	Underhåll och reparation av vindkraftverk.....	38
4.3.3	Underhåll och reparation av plattformar till havs.....	39
4.3.4	Underhåll och reparation av undervattenskablar.....	39
4.3.5	Logistik.....	40
4.3.6	Avfall och kemikalier.....	40
4.3.7	Hantering av vatten.....	41
4.4	Avveckling.....	42

1 | INLEDNING

1.1 | Introduktion

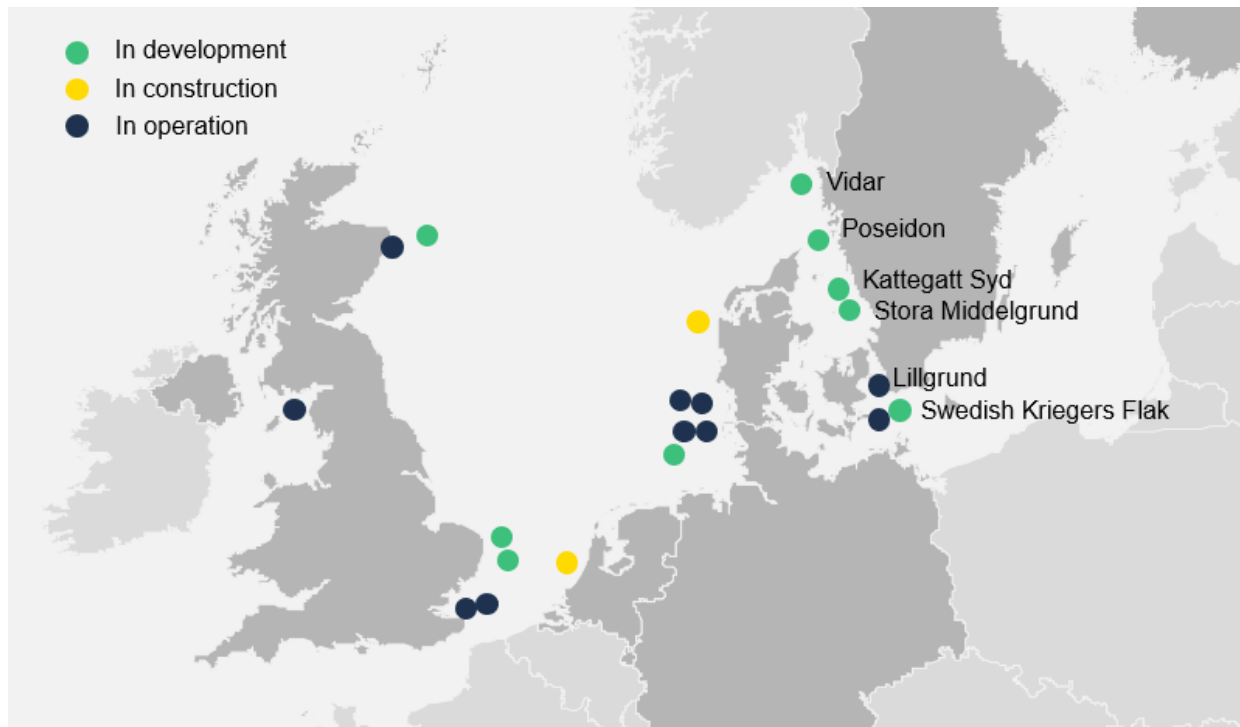
Syftet med denna tekniska beskrivning är att utgöra underlag för tillståndsprövning av de anordningar och arbeten som krävs för att anlägga, driva samt avveckla den havsbaserade vindkraftparken. I den tekniska beskrivningen redovisas de olika alternativ som övervägs i form av tekniska lösningar, metoder för att installera, driva samt avveckla parken samt de tekniska specifikationer som utgör ramen för nödvändiga tillståndsprövningar.

1.2 | Kontiki Vind AB

KonTiki Vind AB är ett bolag som samägs av Vattenfall Vindkraft och Zephyr Renewable, där Vattenfall är majoritetsägaren. Bolaget utvecklar två havsbaserade vindkraftsprojekt på Sveriges västkust, projekt Poseidon och Vidar. Dessa två projekt utvecklas nu i ett tätt samarbete mellan Vattenfall och Zephyr. Ett samarbete som möjliggör både en stark lokal förankring samt tillvaratagande av lång erfarenhet och kompetens inom havsbaserad vindkraft.

Introduktion till Vattenfall

Vattenfallkoncernen är en av Europas största producenter av elkraft och värme samt en av de största återförsäljarna av el på den europeiska marknaden. Vattenfallkoncernen har en lång och omfattande erfarenhet av att utveckla vindkraftsprojekt samt att bygga och driva vindkraftsanläggningar, både på land och till havs. Vattenfall är marknadsledande inom vindkraft och driver idag 10 vindkraftsparker till havs med en total installerad kapacitet på ca 2 800 MW (Figur 1-1). Vattenfall siktar på att bygga upp en stark portfölj med land- och havsbaserade vindkraftparker för att fortsätta spela en viktig roll för Europas energiomställning.



Figur 1-1 Översikt av Vattenfalls portfölj med havsbaserade vindkraftprojekt

Introduktion till Zephyr

Zephyr är ett bolag som utvecklar, etablerar och förvaltar förnybar elproduktion. Zephyr har verksamhet i Norge, Sverige och på Island och det svenska kontoret är beläget i Göteborg. Zephyr förvaltar sammanlagt 125 vindkraftverk och bolaget har utvecklat och etablerat närmare 800 MW sedan begynnelsen i Norge 2006. Zephyr ägs av de norska energibolagen Østfold Energi och Vardar, som i sin tur ägs av ett stort antal kommuner och fylkeskommuner i södra och sydvästra i Norge. De två energibolagen äger vattenkraft, vindkraft, solenergi och fjärrvärme tillsammans med övrig verksamhet i Norge som Sverige.

1.3 | Administrativa uppgifter

Bolaget, kontaktperson, telefonnummer och juridiskt ombud.

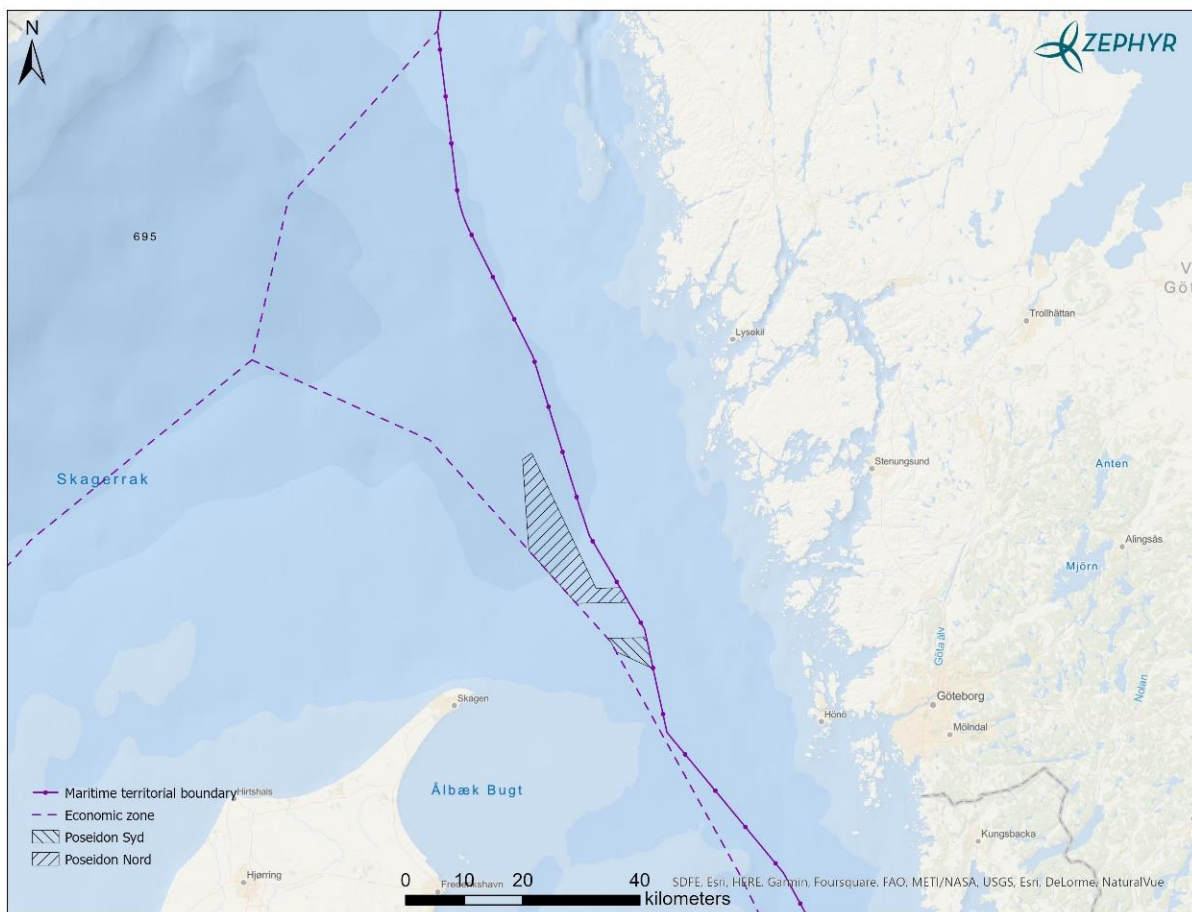
Verksamhetsutövare/sökande:	Kontiki Vind AB ("Bolaget")
Organisationsnummer:	559276-9987
Adress:	169 92 Stockholm
Kontaktperson:	Simon Landqvist Email: simon@zephyr.no Tel: +46 706 023427
Juridiskt ombud:	Fröberg & Lundholm Advokatbyrå Advokat, Mikael Berglund

2 | OMFATTNING OCH UTFORMNING

2.1 | Lokalisering

Vindpark Poseidon, som utgörs av två delområdena Poseidon Nord och Syd, planeras utanför territorialvattnet i Sveriges ekonomiska zon (SEZ) ca 40 km nordväst om Göteborg. Hörnkoordinater för projektområdet redovisas i Tabell 2-1. Koordinaterna är angivna enligt koordinatsystem WGS 84 (dms).

Avstånd från vindparkens ytterområde till land är vid Skagens norra udde på ett avstånd om ca 25 km mot väster. Närmsta bebodda öar mot öster är Klåverön och Rörö med avstånd om ca 25 km.



Figur 2-1 Områdeskarta med Poseidon vindkraftpark i förhållande till svenska västkusten

Tabell 2-1 Hörnkoordinater för Poseidon projektområde

Hörnkoordinater	Latitud	Longitud
Poseidon Nord	58° 05' 59.6'' N	10° 48' 35.9'' E
Poseidon Nord	58° 06' 33.7'' N	10° 50' 13.6'' E
Poseidon Nord	57° 53' 56.7'' N	11° 00' 42.3'' E
Poseidon Nord	57° 53' 56.8'' N	11° 04' 52.0'' E
Poseidon Nord	57° 52' 34.0'' N	11° 06' 17.5'' E
Poseidon Nord	57° 52' 36.9'' N	10° 57' 13.1'' E
Poseidon Nord	57° 57' 36.1'' N	10° 49' 16.3'' E
Poseidon Syd	57° 49' 19.5'' N	11° 02' 25.8'' E
Poseidon Syd	57° 49' 16.5'' N	11° 09' 07.9'' E
Poseidon Syd	57° 46' 23.1'' N	11° 10' 07.6'' E
Poseidon Syd	57° 48' 03.4'' N	11° 03' 50.8'' E
Poseidon Syd	57° 49' 00.6'' N	11° 02' 55.6'' E

2.2 | Övergripande systembeskrivning

Parkområdet för Poseidon kommer att omfatta följande komponenter; vindkraftverk, fundament för vindkraftverken, internkabelnät som kopplar samman vindkraftverken och förläggs på havsbotten samt en eller två transformatorstationer, så kallade Offshore substans (OSS:er). Eventuellt kan Svenska Kraftnäts planerade transformatorstation användas som alternativ till att installera transformatorstationer inom parkområdet.

Exportkabel från fältet in mot land eller mot en av Svenska kraftnäts planerade framtida anslutningspunkt kommer att hanteras i en separat ansökan och prövas enligt annan lagstiftning. En beskrivning av utformningen och genomförandet av exportkabel och transformatorstation på land kommer därmed inte beskrivas vidare i detta dokument utan kommer att hanteras i en separat ansökan.

2.3 | Omfattning och layout för vindkraftparken

Ansökningsområdet för vindpark Poseidon utgörs ett område om totalt ca 175 km² varav Poseidon Nord utgör ca 152 km² och Poseidon Syd ca 23 km².

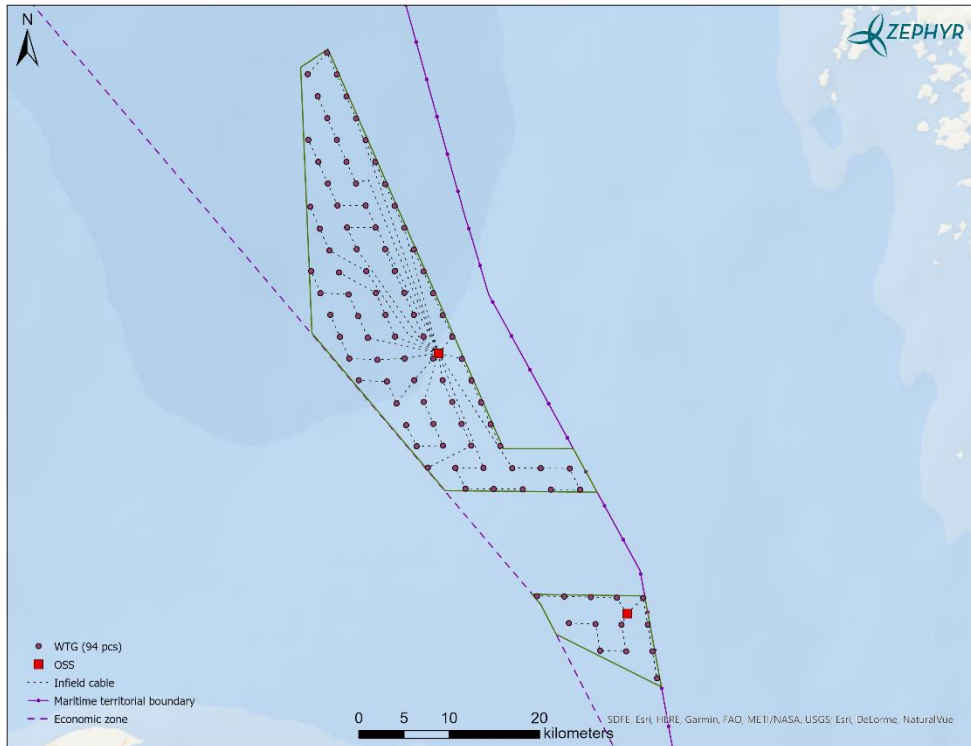
Med hänsyn till rådande relativt snabba teknikutveckling inom flytande vindkraft går det ej att begränsa slutlig parkutformning till enbart ett bestämt alternativ. Vid tiden för utbyggnad kommer tillgänglig och mest lämpliga teknik användas. I den Tekniska Beskrivningen presenteras således två exempellayouter, ett med flera mindre verk och ett med färre större verk. I Tabell 2-2 redovisas specifikationerna för de olika exempellayouterna. Utformningarna baseras på det spann av antal vindkraftverk och

höjder som samråtts om angående gäller antal verk och totalhöjd. I miljökonsekvensbeskrivningen (MKB) kommer bedömningar att göras utifrån största möjliga påverkan för de alternativ som exemplifierar det spann som utbyggnaden kan hamna inom.

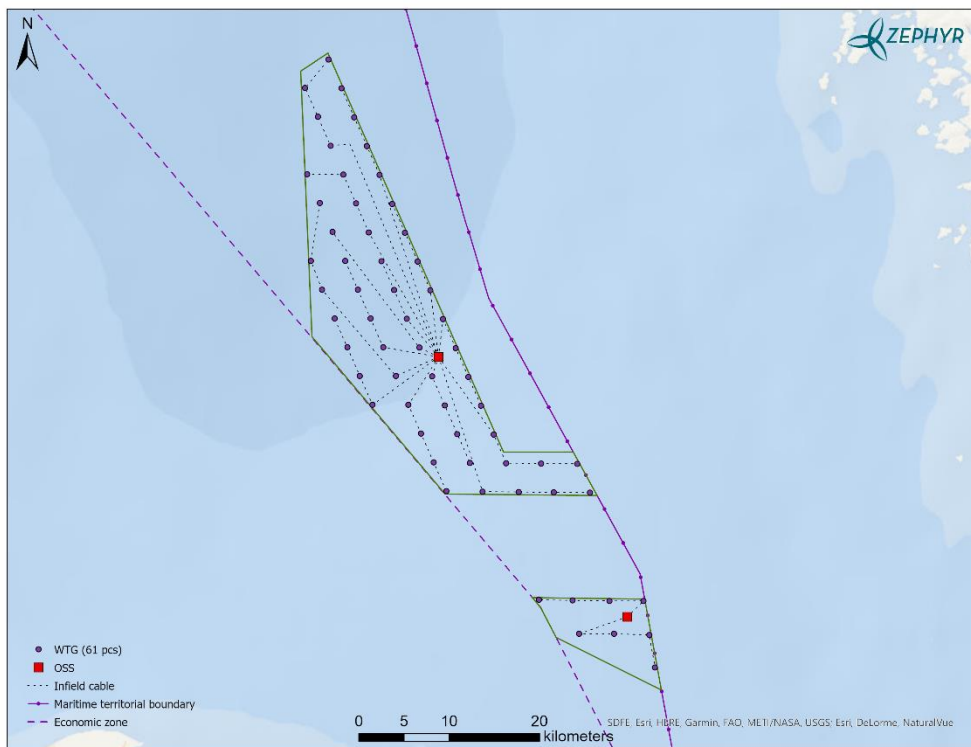
Tabell 2-2 Grundläggande tekniska parametrar för de två exempelfallen av utformning

	Exempel 1 15 MW	Exempel 2 20+ MW
Effekt per vindkraftverk	15 MW	20+ MW
Antal vindkraftverk	94 st	61 st
Total uteffekt]	Ca 1400 MW	Ca 1400 MW
Beräknad årlig produktion	Ca 5.5 TWh	Ca 5.5 TWh
Maximalt antal förankringspunkter	564 st	366 st
Totalhöjd vindkraftverk	260 m	340 m
Rotordiameter	230 m	310 m
Maximal areaanspråk på havsytan i relation till parkens totalarea	0.93 %	0.92 %
Vattendjup inom området	45 - 230 m	45 - 230 m

Den exakta positionen för varje vindkraftverk kommer att fastställas efter att geofysiska och geotekniska bottenundersökningar har genomförts för att kunna välja möjlig och lämplig förankring. Vindkraftverken kommer även behöva placeras med ett särskilt avstånd från varandra för att kunna producera optimalt med el. Detta avstånd bedöms behöva vara ca 4-7 gånger rotordiametern, vilket skulle innebära ett faktiskt avstånd om ca 1000-2000 meter mellan varje vindkraftverk beroende på vilken rotordiameter som blir aktuell vid tidpunkten för upphandling av vindkraftverken.



Figur 2-2 Exempel med 94 vindkraftverk inom projektområdet



Figur 2-3 Exempel med 61 vindkraftverk inom området

3 | DESIGN OCH TEKNIK

Ett vindkraftverk består av torn, nav med rotorblad och maskinhus. Tornet är oftast tillverkat i stål som monteras på ett fundament. Energin utvinns genom omvandling från luftens rörelseenergi till elektrisk energi via en generator i maskinhuset.

Vindkraftverk i sin helhet är en väl beprövad metod för energikonvertering, där havsbaserad vindkraft har fått en mer och mer ledande roll inom utveckling och produktion. Att upprätta vindkraftverk till havs ger en rad fördelar, främst med högre vindhastigheter under längre varaktigheter samt mer förutsägbart och laminärt flöde. Anläggning till havs innebär även bättre möjlighet för skalbarhet i vindkraftverkens storlek och antal.

Moderna vindkraftverk har en genererande effekt vid vindhastigheter från 3-5 m/sek upp till 25-30 m/sek, beroende på design.

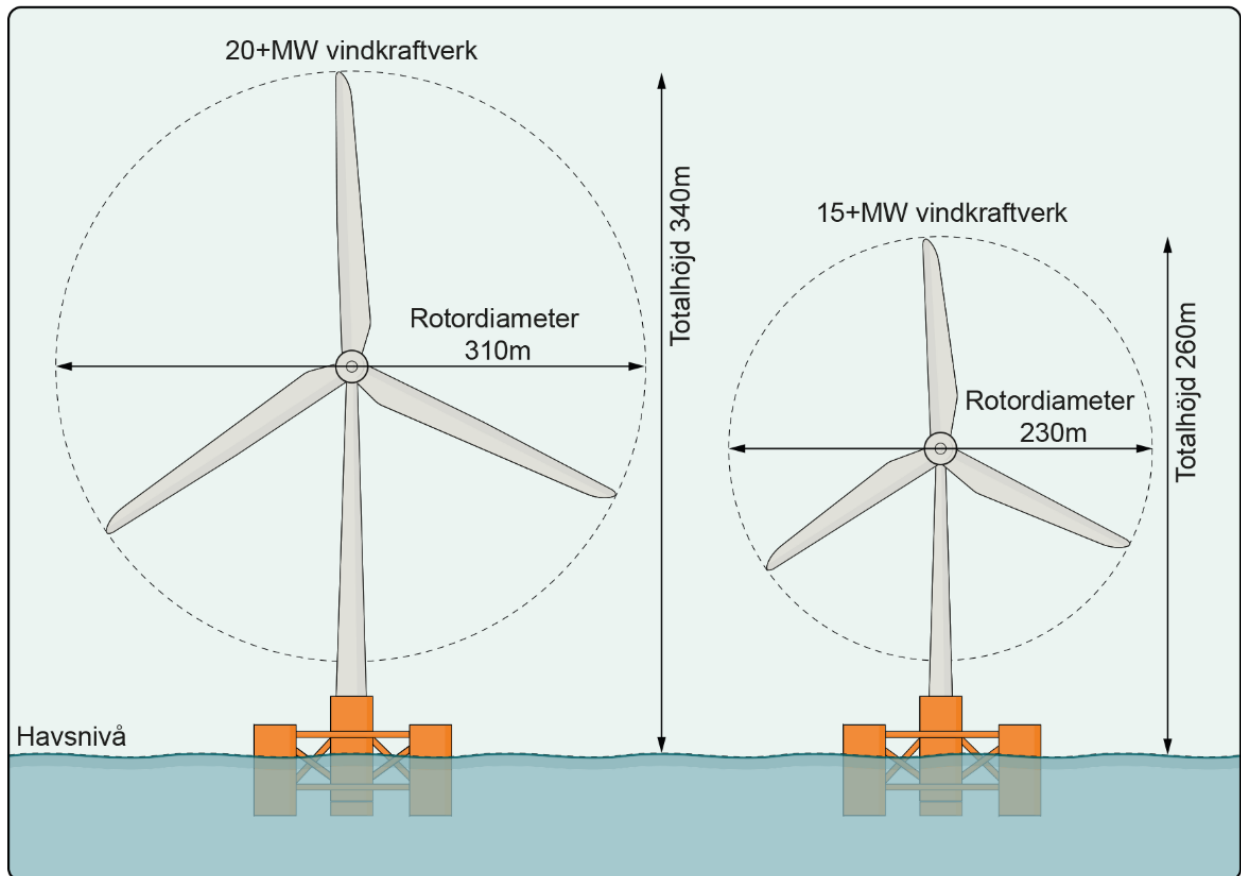
3.1 | Vindkraftverk till havs

Vindkraftverk till havs kan placeras på antingen på bottenfasta fundament eller flytande fundament. På djupare vatten är det flytande fundament som är mest lämpliga att använda för utbyggnad. På grundare vatten är bottenfasta installationer det som man historiskt mest använt.

Projektområde Poseidon har djup där flytande fundament behövs användas och lämpligast utbyggnad av fältet som helhet är att göra det med enbart flytande fundament.

Fundamenten kan antingen tillverkas av stål eller betong.

Nedan delkapitel beskriver dess utformning.



Figur 3-1 Beskrivning av vindkraftverk

För att illustrera möjliga utformningar presenteras två exempel med två olika storlekar på vindkraftverk (15 MW och 20+ MW) för vilka det totala antalet vindkraftverk är 94 respektive 61 stycken, se Tabell 3-1. Vardera exempel representerar möjliga alternativ, där exempel 1 motsvarar vindkraftparkens utformning med ett maximalt antal verk, medan exempel 2 beskriver ett scenario med maximal totalhöjd på vindkraftverken. Verklig utformning av parken kan komma att ske inom spannet som är angett.

Tabell 3-1. Tekniska parametrar för vindkraftverken i de två exemplen

	Exempelutformning 15MW	Exempelutformning 20+ MW
Antal vindkraftverk	94	61
Minsta höjd mellan rotorblad och vattenytan	20 m	20 m
Rotordiameter	230 m	310 m
Maximal höjd mellan rotorblad och vattenytan	260 m	340 m

3.2 | Flytande fundament för vindkraftverken

Förankrade flytande fundament kommer att användas som plattform för vindkraftverken. De har sin bakgrund i beprövad teknik inom andra verksamheter så som inom olje- & gasindustrins flytande plattformar. Grundtekniken kan nu även appliceras som plattform för havsbaserad vindkraft. De flytande plattformarna anpassas och utvecklas nu till att passa för den storskaliga utbyggnation som sker till havs över hela världen. Det finns flera möjliga teknikval och flytenheten i sig kommer att ha en liknande miljöpåverkan oberoende av vilken design som till slut väljs. Designalternativ för flytande fundament beskrivs närmare i avsnitt nedan.



Figur 3-2 Exempel på flytande vindkraftverk. (Bild: Basso Technology AB)

Användningen av flytande fundament är primärt avsett för vindkraftverken. För transformatorstationer kan flytande fundament vara ett alternativ, men högst sannolikt kommer den eller dessa anläggas med fasta fundament.

På de flytande fundamenten kommer det att finnas landningsplattformar för fartyg vilket kommer vara det standardmässiga sätt som underhållspersonal och material fraktas till/från plattformarna. Plattformarna planeras vara anpassade till att också vara tillgängliga för helikoptertransport om detta är lämpligare eller påtvingat av väderförhållanden, samt om det behöver nyttjas vid sjuk/olycksfall.

3.2.1 | Utformning

De flytande fundamenten kommer att designas för att klara av belastningen från vindkraftverken samt den belastning som de utsätts för under drift kopplat till strömmar, vågor och vind samt eventuella olyckor.

Fundamentens konstruktion kan liknas vid fartygskonstruktioner med en uppbyggnad av ytterskal, förstävningar och interna avgränsningar för ballast. Den flytande enheten kommer att konstrueras för att uppfylla de krav som ställs vid normal operation, maximal väderpåverkan samt vid skadefall.

Storlek:

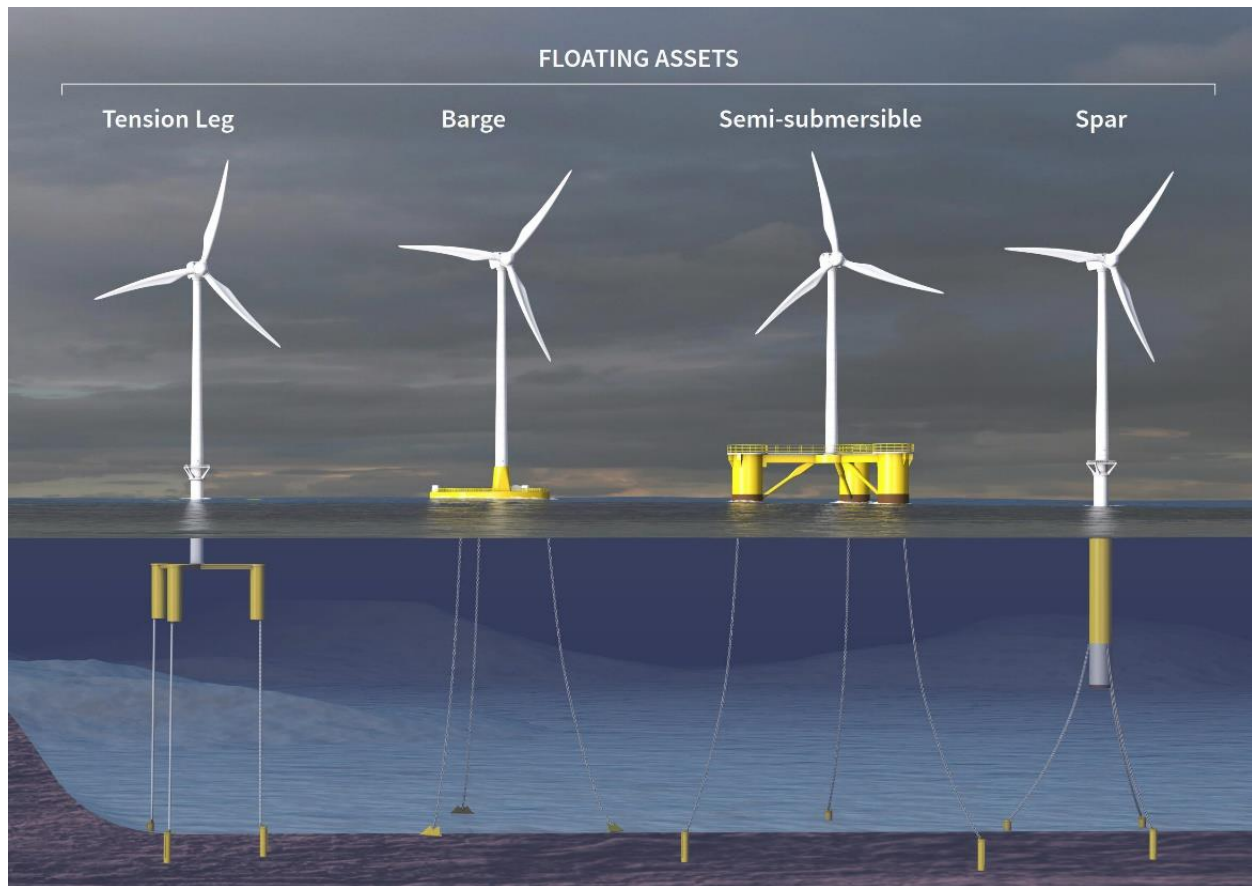
Storleken på fundamenten kommer att anpassas till typ av fundament, storleken av vindkraftturbinerna samt miljölaster.

Rimlig antagande baserad på befintlig teknik, jämförbara projekt samt den utveckling i turbinstorlek som pågår renderar i en uppskattad storlek för fundamentet till 80-160 m beroende på turbinstorlek och designlösning för flytande fundamentet. Djupgående beräknas till cirka 15-20 meter.

Höjd över havet till basen för vindkraftverket kommer vara ca 10-20 meter. Strukturen kommer troligen vara triangulär men även kvadratisk eller andra former kan komma ifråga om de visar sig lämpligast.

En tänkbar konfiguration för flytande plattformar kännetecknas av en beprövad design benämnd Halvt nedsänkbara plattformar (eng. Semi-Submersible Unit). Konceptet kan härledas från olje- och gasindustrin där designen har visat sig fördelaktig. Semi-submersibles kännetecknas av flertalet utspridda lodräta ben (eng. columns) som sammanlänkas vanligtvis med pontoner eller fackverk. Applicerat för vindkraft så finns det ett flertal kommersiellt tillgängliga designar även om det sker stor utveckling inom området. Grundkonceptet med semi-submersibles är attraktivt för tillämpning inom projektet.

Då flytande vindkraft som industri är relativt ung, så befinner sig många leverantörer inom teststadie och utveckling mot större enheter för att ackommodera framtidens storlek på vindkraftverk. Slutgiltiga beslut om utformning av flytande plattform anses således vara beroende på den teknik som vid tillfället för beslut finns tillgänglig.



Figur 3-3 Illustration över olika utformningar på flytande plattformar för vindkraftverk (Bild: Acteon)

Som alternativ till semi-submersible enheter förekommer även flytande fundament kallade SPAR, utvecklad inom olje- och gasindustrin framför allt för djupa havsområden. SPAR plattform kännetecknas med en stor vertikal cylinder, uppdelad i olika segment varav understa segmentet tyngs ned med permanent ballast medan mellan- och topp segmenten ofta har justerbar ballast. Tack vare det kraftiga djupgåendet som en SPAR design medför så påverkas den alltså mindre av omgivande naturliga krafter från vind, strömmar och vågor. Dock så medför även djupgåendet att det inte är sannolik lösning för vindkraftparkens område, då det råder för grunda förhållanden inom Poseidon vindkraftpark.

Ytterligare alternativ utformning återfinns i en pråm-design (eng. Barge), en mer lådformig utformning som kan liknas vid ett traditionellt fartygs design.

En fjärde utformningsalternativ av flytande fundament är benämnd TLP (Tension Leg Platform) och är en vertikalt förankrad plattform. Ankarlinorna är konstant sträckta rakt ner vilket primärt hindrar den vertikala rörelsen i plattformen – vilket har sin bakgrund

att det gav fördelar vid oljeproduktion. Detta är en relativt komplicerad lösning med tekniska och säkerhetsmässiga utmaningar.

Materialval kan innefatta fundament tillverkande av betong som alternativ till det mer traditionella materialvalet i konstruktionsstål.

Beslutet gällande slutgiltig design och materialval kommer att bestämmas i detaljplanering och är beroende av många faktorer som storlek på tillgängliga vindkraftverk, designlösningar på flytande fundament och geofysiska undersökningar. Slutdesign av flytare väljs därför i detta skede att hållas öppet.

Ballastering:

Aktuellt ballastsystem blir avhängt beroende på valet av flytande plattform. Möjliga utformningar förekommer i aktiv eller passiv ballastering där aktiv ballastering möjliggör optimering under drift.

Mediet planeras främst vara sjövattnen. En alternativ utformning som är fast ballast i form av sand eller cement. Intern sektionering kommer att ske utifrån att uppfylla stabilitets- och rörelsekriterier vid operation samt vid övriga fall.

Ytbehandling:

Den flytande enheten kommer, om den är gjord av stål, att ytbehandlas för att bättre motstå korrosion. I vissa fall kan ytan belägen under vattenlinjen lämnas obehandlad men skyddas mot korrosion genom katodiskt skydd eller offeranoder. Ytbehandling kommer att göras under byggnation innan transport till vindkraftsparken och vara gjort för att bestå under hela fundamentets planerade livslängd. Färgvalet är normalt sett gult då det har bäst visuell synlighet för annan fartygstrafik.

Katodiskt korrosionsskydd:

Stålfundament måste skyddas mot korrosion. Vanliga fartygstekniker kommer att användas. Hur mycket skydd som behövs står i proportion till mängd stål som skall skyddas samt hur väl ytbehandlad strukturen är.

Katodiskt korrosionsskydd med offeranoder:

Stålet skyddas mot korrosion genom att offeranoder sätts på enheten varvid offeranoderna med sin oädlare metall beskyddar stålet. Inom detta projekt planeras aluminium användas, men andra möjliga materialval är zink eller 9-magnesium.

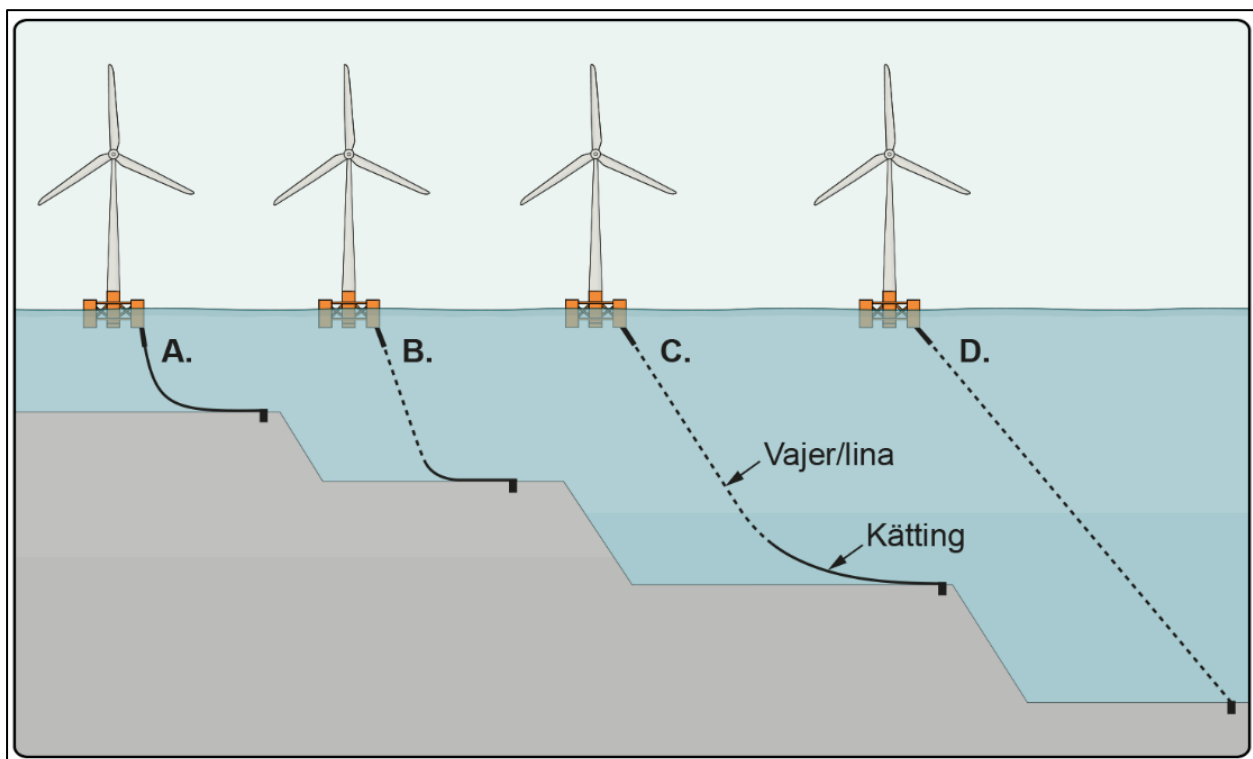
Katodiskt korrosionsskydd med påtryckt ström:

Stålstrukturen kan alternativt skyddas genom att en ström läggs på som eliminerar eller begränsar behovet av offeranoder.

3.2.2| Förankring

Beroende på slutgiltiga valet utav flytande fundament kommer förankringssystemet anpassas därefter. Ankarsystem brukar generellt grupperas baserat på dess linjeform, i Figur 3-4 nedan illustreras de mest frekventa och för projektområdet troliga lösningarna, parabelbåge (mer använt eng. "catenary") i olika utformningar samt exemplifiering av en delvis sträckt och helt sträckt uppankring ("semi-taut" respektive "taut").

De flytande plattformarna kommer att hållas på plats av ca fyra till sex ankarlinor per plattform som sträcker sig från plattformen ned till ankaret. En ankarlina kommer bestå av kätting, vajer, polyester/nylon/dyneema-lina enskilt eller mest sannolikt i kombination.

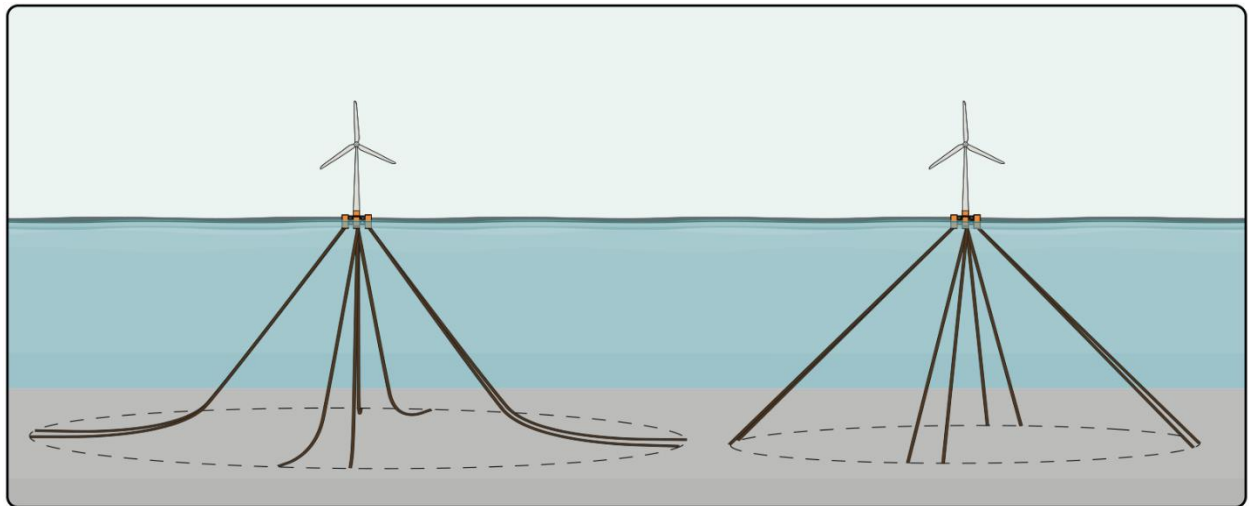


Figur 3-4 Exempel på olika förankringstyper. Vänstra figuren är en "catenary" förankring. Mittenfigurer är delvist sträckta förankringar och högra figuren är en sträckt förankring.

Förankringen kommer att sträcka sig ut från plattformarna mot ankaren. Ankarplacering ut från plattformen kommer bero på slutlig storlek på flytande enhet, väderförhållande, krav på fundamnets rörelser, djup samt vilken ankarlinekonfiguration som är mest lämplig. Avstånden ut från plattformen kommer vid en catenary-förankring (parabelbågeförankring) att variera från ca 300-400 meter vid 50 meters vattendjup till ca 600-800 meter vid 230 meters vattendjup.

För den mindre bottenpåverkande förankringen när systemet är delvis eller helt sträckt kan avståndet till ankaret vara ca 1500 m på 200 m vattendjup.

Utformningen av förankring med helt sträckt förankring (Taut mooring) är en relativt komplicerad lösning som har tekniska och säkerhetsmässiga utmaningar. Detta gäller speciellt för fallet med helt vertikalt sträckta förankringslinor som används till en sträckstagsplattform (Tension leg platform, TLP).



Figur 3-5 Exempel på utformning av uppankring. Till vänster syns parabelbåge (Catenary). Till höger visas sträckt förankring (Taut)

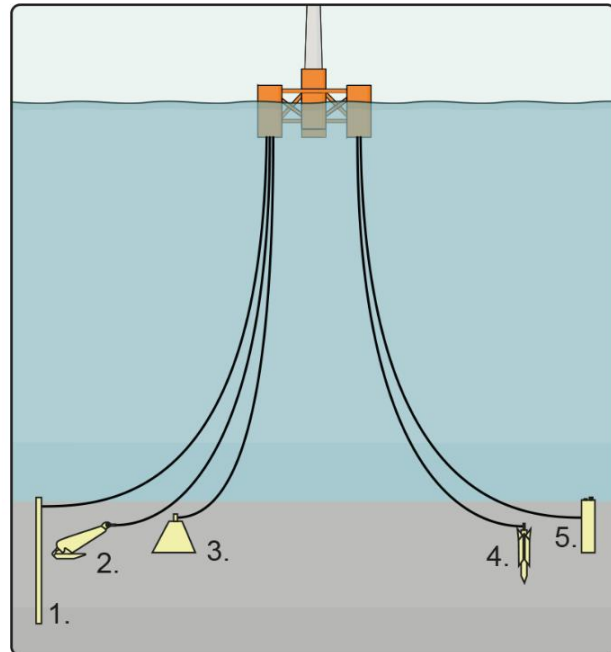
Vilken typ av ankare som slutligen väljs kommer att bestämmas under detaljplaneringen av projektet då specifika undersökningar av bottenförhållanden har gjorts. Typ av botten med avseende på densitet av lera, stenförekomst och inklinations kan komma att spela in på valet. Mest trolig ankarlösning är att använda sugankare eller dragankare (se beskrivning nedan) men höjd tas för att kunna använda andra typer av ankare såsom pålankare om detta visar sig nödvändigt.

Baserat på resultatet av geotekniska, geofysiska samt layout optimeringsanalys så kommer möjligheten utvärderas att två, eller fler förtöjningslinor kommer dela ankare. Med sam användning av ankare kan totala antalet installerade ankare minskas även om något längre förankring kan behöva användas än vid individuella ankare. Med sam användning minskar totala fotavtrycket på botten samt installationstiden. Detta alternativ är främst applicerbart då sugankare eller pålankare används.

Ankartyper

Exempel på olika ankare som kan användas vid förankring av flytande fundament. I Figur 3-6 illustreras ett urval av ankare, som även beskrivs i efterföljande stycke.

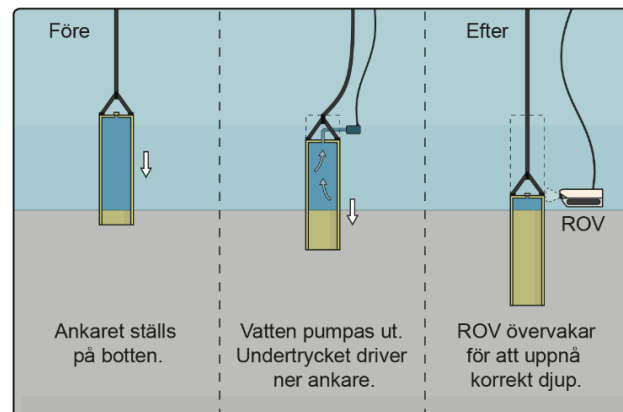
1. Pålankare
2. Dragankare
3. Gravitationsankare
4. Torpedankare
5. Sugankare



Figur 3-6 Exempel av olika ankartyper

Sugankare

Ett sugankare består av en cylinder med en öppen ände. Den öppna änden placeras mot botten och därefter pumpas vattnet i cylindern ut och med det så sugas cylindern ned i botten. När cylindern nått rätt djup stängs ventilen och ankaret sitter fast i botten. I undantagsfall kan cement behövas appliceras inuti cylinderns topp för att säkerställa funktionen. Installationen är relativt bullerfri samt sugankare kräver normalt ej bottenförberedande arbete. Ett sugankare kan ta både horisontell och vertikal belastning.



Figur 3-7 Sugankare under installation

Tabell 3-2 Exemplifierande mått för sugankare

(per ankare)	15 MW	20+ MW
Diameter	8-10 m	8-10 m
Höjd över havsbotten	2-5 m	2-5 m
Djup i havsbotten	10 - 20 m	10 - 20 m

Dragankare (Drag-Embedded Anchor)



En typ av ankare som kan komma ifråga där det ej finns vertikala laster. Ankaret placeras på botten och vid horisontellt drag kommer det att gräva sig nedåt till förbestämd position och djup. Installationen är relativt bullerfri samt dragankare kräver ej bottenförberedande arbete.

Figur 3-8 Variant av vanligt förekommande dragankare (Bild: Vryhof)

Tabell 3-3 Exemplifierande dimensioner för dragankare

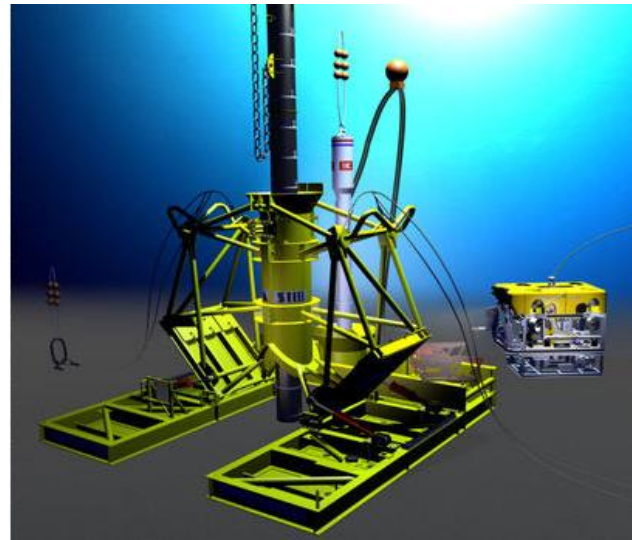
(per ankare)	15 MW	20+ MW
Storlek	5-15 m	5-15 m
Höjd över havsbotten	0 (nedgrävt)	0 (nedgrävt)
Djup i havsbotten	5 - 20 m	5 - 20 m

Pålankare (Driven pile anchor)

Där bottenförhållandena inte fungerar för drag- eller sug-ankare kan pålankare komma ifråga. Behovet uppstår främst när det är för hård botten för att sug- eller dragankare ej kan användas. Pålankare har en precis placering och kan ta stora laster horisontellt och vertikalt.

Pålning kräver normalt ej bottenförberedande arbete.

Vid speciellt hårda bottenförhållande kan det behövas borras för att få pålarna på plats. Borring sker vid behov inuti pålen för att förenkla att få ner den till planerat djup.



Figur 3-9 Illustration av pålankare under installation

Tabell 3-4 Exemplifierande dimensioner för pålankare

(per ankare)	15 MW	20+ MW
Diameter	3-4 m	3-4 m
Höjd över havsbotten	0-5 m	0-5 m
Djup i havsbotten	30 - 70 m	30 - 70 m

Torpedankare



Figur 3-10 Torpedankare

En mindre sannolik teknik att användas är torpedankare som består av en påle som släpps mot botten och av sin fart samt vikt tränger ner i botten och ger en förankringspunkt. Kräver ingen bottenförberedning.

Tabell 3-5 Tekniska parametrar för torpedankare

	15 MW	20+ MW
Dimension	1-3 m diameter 15-25 m längd	1-3 m diameter 15-25 m längd
Höjd över havsbotten	0 m	0 m
Djup i havsbotten	5- 20 m	5- 20 m

3.2.3| Effekter av plattformens rörelser

Plattformens rörelse på ytan

På grund av yttre krafter från vågor, vindar och strömmar så kommer ett flytande fundament röra på sig i horisontalplanet. Rörelser kan vid extremväder bli upp till cirka 30% av havsdjupet, motsvarande 20-70 meter.

Ankarkättingens fotavtryck på havsbotten

I takt med att de flytande fundamenten förflyttas på havsytan så påverkas därigenom rörelsen av uppankringssystemet. Med ett catenary-system så är alltid en viss del av kättingen i kontakt med havsbotten. Med ett semi sträckt eller sträckt förankringssystem minskar längden av kätting på botten till att inte behövas vid en helt sträckt förankring. Kättingen som ligger på botten varierar i längd och sida med rörelsen av flytande plattformen. För en plattforms förankringar beräknas ytan bli ca 1800 m² för på platsen relevanta väderförhållanden.

3.3| Fasta fundament för transformatorstation

Utöver själva vindkraftverken kommer det att finnas behov av en eller två transformatorstationer.

Slutligt behov av transformatorstation kommer också att bero på Svenska kraftnäts utkomst av pågående planering för havsbaserade anslutningspunkter.

3.3.1| Transformatorstation

Transformatorstationer behövs som samlingspunkt för fältets internkabelnät innan elenergin transporteras via exportkabel ut från fältet. Transformatorstationer innehåller den elektriska utrustning som behövs för att transformera spänning och ström till en nivå som är optimal för överföring in till land/anslutningspunkt. För Poseidon är en-två transformatorstation aktuellt val för utbyggnad. Antal och placering kommer att bestämmas under detaljprojektering beroende på vad som är mest optimalt med avseende på teknik, miljö, botten djup, kabelsträckning och bottenförhållanden. Miljökonsekvenser utgår därför från två transformatorstationer.

En kabelkorridor mellan södra och norra fältet är tänkbar och även om det ej är en del av denna ansökan finns påverkan av en nedgrävning av sådan kabel med i de delar detta har påverkan på miljö. Denna korridor kan behövas för att knyta ihop de olika fälten med varandra elkraftsmässigt eller för att transportera elen in till land

Transformatorstationerna kommer likt plattformarna för vindkraftverken att markeras enligt gällande krav för sjö- och luftfartsändamål. I närområdet kring transformatorstationen kommer ej fartygstrafik att tillåtas. Storlek på området där obehöriga ej får vistas planeras till 50 m.

Fundamentstyper som övervägs för transformatorstationen är en flytande plattform eller fackverksfundament. Fackverksfundament är den troliga lösningen med anledning av tillgänglig teknik samt höga kostnader för att internkablar, exportkablar samt elektrisk utrustning skall klara av de dynamiska lasterna som ett flytande fundament medför.

3.3.2| Fackverksfundament

Fackverksfundament är en ställning av stålrör som sträcker sig från botten till ovanför ytan där man kommer att placera transformatorstationen

Det fackverksfundament som kan bli aktuellt kommer att förankras i havsbotten och detta kan ske på olika sätt där detaljerade bottenundersökningar under utbyggnadsfas kommer ge underlag för teknikvalet. Flera olika tekniker kan komma ifråga även om pålning är det mest troliga. Då detta ger den största miljöpåverkan är det detta fall som ligger till grund för miljökonsekvensanalyser.

För fackverksfundament kommer sannolikt bottenförberedande arbete att behövas. Man jämnar då till ytan där basen av fundamentet kommer att placeras på botten. Detta moment ingår i miljöpåverkansanalys.

Tabell 3-6 Typiska tekniska parametrar för transformatorstation.

Fundamentstyp	Fackverksfundament eller flytande fundament
Antal transformatorstationer	1-2 st
Fixering	Pålar

Maximal höjd, inklusive åskledare (Exklusive kran och helikopterplattform)	80 m
Maximal längd x bredd överbyggnad (Exklusive kran och helikopterplattform)	180*120 m
Ungefärlig frigång till plattformens undersida	10-30 m
Antal ben per fundament	3-6 st
Antal pålar per transformatorstation	9-18 st
Påldiameter	3 m
Påldjup	30 - 70 m
Erosionsskydd utanför bottenfundament	0-20 m
Djup för bottenförberedande arbete	0-5m
Installationslängd	1-1.5 månader

3.4 | Övriga plattformar till havs

Utöver de flytande fundament som utgör basen för vindkraftverken samt transformatorstationer så kan det komma att bli aktuellt med kompletterande plattformar inom parkområdet.

3.4.1 | Plattform för Mät- övervakning- och kommunikationsutrustning

Den mät-, övervaknings- och kommunikationsutrustning som krävs under driftsfas kommer att placeras på plattformarna ämnade för vindkraft alternativt på transformatorstation. Övervakningsutrustning i form av radar, AIS och annan liknande utrustning kommer ej att placeras på separata plattformar.

En eller flera separata mätmaster eller bojar kommer behöva installeras primärt under detaljprojekterings- eller installationsfasen för att komplettera eller verifiera mätdata i området, främst metrologiska storheter. Mätmaster kommer att placeras på ett flytande fundament som är förankrad till botten. Storleken på en plattform för vindmätning är betydligt mindre än för vindkraftverkens plattformar.

Alternativet till mätmast är att använda flytande LIDAR som med laserteknik kan mäta vindhastigheter samt användas för att samla in mätdata över vind, ström och vågor.

3.4.2| Behov av utrymme/plattform för logi och logistik

Utrymmen som behövs för att husera eventuella logi och logistikbehov kommer att placeras på antingen transformatorstation och/eller fundamenten för vindkraftverken. Inget eget fundament planeras för detta eventuella behov.

3.5| Undervattenskablar

Undervattenskablarna inom fältet kommer att knytas in mot transformatorstationen. Mot de flytande plattformarna kommer kabeln att anpassas till den flytande lösningen som används.

Den genererade elektriciteten som produceras av vindkraftverken leds via internkablar till en transformatorstation. Internkablarna installeras från ett vindkraftverk till det vindkraftverk som är lämpligt för att efter serie-sammankoppling av det antal som kabelns kapacitet klarar anslutas till transformatorstationen. Därefter förs elektriciteten till land via exportkablar.

Merparten av beskrivningarna är relevanta för både exportkablar och internkablar. En separat teknisk beskrivning och ansökan kommer att tas fram för anläggande av exportkablar vilket gör att kommande avsnitt har sitt primära fokus på internkablarna.

På botten kommer kablarna antingen att läggas direkt på botten eller grävas ner beroende på den detaljerade riskanalys som görs. Troligen kommer kablarna på djup nedanför 100 m ej att grävas ner. Miljöpåverkan från sedimentsspridning omfattar ett scenario där samtliga kablar grävs ned (worst-case scenario). Alternativ till nedgrävning om bottenförhållande ej medger detta, och det krävs av tekniska eller säkerhetsmässiga orsaker, är att täcka kablar med betongmattor eller motsvarande skydd.

Kabeldesign

Internkablarna kommer att bestå av ett växelströmssystem (50Hz). Kablarna består av tre stycken enfaskablar och en fiberoptisk kabel, lagda tillsammans så att de bildar en trefasig sjökabel. De huvudsakliga lagren för varje enfaskabel är ledaren, isoleringen och skärmen. Materialet i ledaren kan antingen vara koppar eller aluminium. De tre enfaskablarna och fiberkabeln är omslutna av armeringslager för att skydda kabeln under installation, och från yttre åverkan när den väl är installerad. Den totala längden av internkablar beror till stor del på den övergripande designen av vindkraftparken. Faktorer som påverkar den totala längden är antalet vindkraftsverk och havsbaserade transformatorstationer, spänningen på internkabeln och antalet vindkraftsverk per uppsamlingskrets.

Tekniska parametrar för internkablar visas i Tabell 3-7.

Exportkablar har generellt sett en större diameter än internkablar som ett resultat av de större fasledare som krävs för att överföra större mängder energi. Högre spänning kräver också högre isolering.

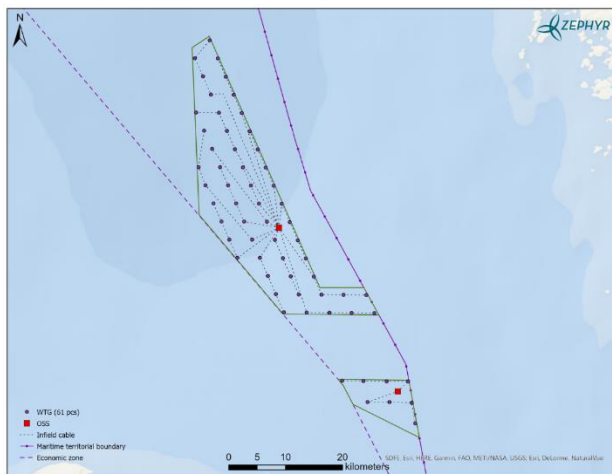


Figur 3-11 Exempel på en internkabels inre komponenter och uppbyggnad

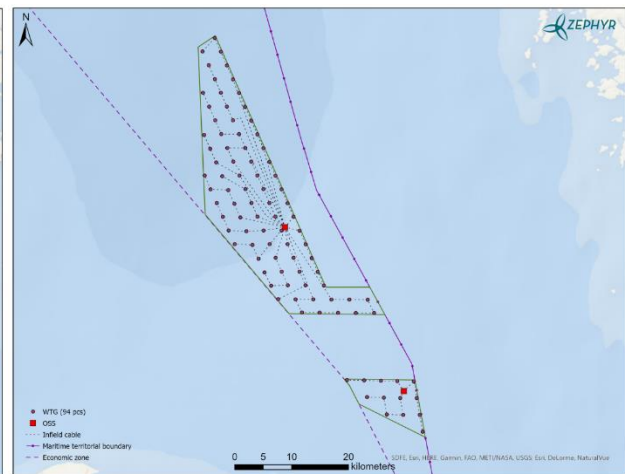
3.5.1 | Internkabelnät

Interkabelnätet för in genererad elektricitet från vindkraftverken till transformatorstationen. Beroende på effekten på vindkraftverken kan olika antal verk kopplas samman och knyts in till transformatorstationen.

För att vara redundanta kommer troligen kablarna som länkar samman turbinerna för att föra elektriciteten att i bakändan av sammanlänkningen (strängen) knyts ihop med en annan sammanlänkning för att ha redundans vid underhåll eller reparation av ett enskilt verk.



Figur 3-12 Exempel på kabelutformning för layout med 61 vindkraftverk



Figur 3-13 Exempel på kabelutformning för layout med 94 vindkraftverk

Tabell 3-7 Tekniska parametrar för uppsamlingskablar.

Spänning	66-132 kV
Yttre diameter	150-300 mm
Totalt längd för uppsamlingskablar	61 verk: 180 km 94 verk: 210 km
Dikesdjup vid nedgrävning	0 - 3 m
Dikesbredd vid nedgrävning	0,5 - 1 m
Totalt antal sammanlänkade verk till transformatorstation (OSS)	61 verk: 4 - 5 st 94 verk: 4 -5 st
Uppskattad bredd på kabelskydd för ej nedgrävda kablar	2-3 m

3.5.2| Exportkabel

Exportkabel kommer att behandlas i en separat ansökan och i den kommer en separat teknisk beskrivning att fram för anläggande av exportkablar. Trolig lösning är att använda växelström vid överföring till land. Likspänningsöverföring används idag vid längre avstånd än vad som är fallet för projektområdet men för att ta höjd för den generella teknikutveckling kan detta eventuellt bli ett alternativ.

3.5.3| Redundanskablar

Redundanskablar används för att säkerställa hel eller viss kapacitet i överföringen vid tekniskt fel i någon kabel eller kabelanslutning. I internkabelnätet är troligt alternativ att koppla ihop två länkar som för in effekten från 4-5 vindkraftverk till transformatorstationen. För exportkabeln kan fullt redundanta kablar komma att läggas parallellt.

3.5.4| Elektromagnetiska fält

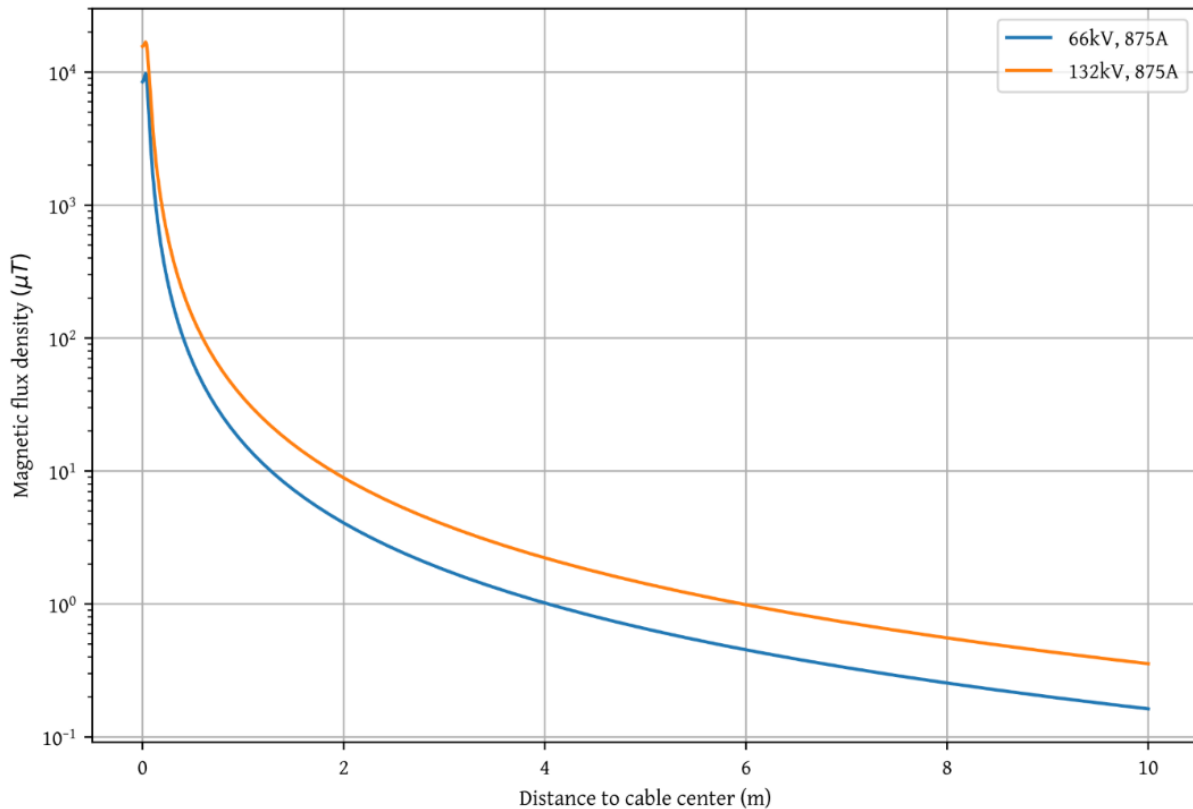
Elektriska fält finns överallt där positiv och negativ elektrisk laddning förekommer. Styrkan på elektriska fältet är direkt korrelerat till styrkan av spänningen men avtar i och med ökat avstånd. Då elektriska laddningar är i rörelse uppstår ett magnetiskt fält kring ledaren som benämns elektromagnetiska fält (EMF) och mäts i enheten microtesla, μT .

Elektromagnetiska fält förekommer även naturligt vid exempelvis jordens magnetfält, dock statiskt, dvs med frekvensen 0 Hz och med magnitud (flux) om cirka 50 μT . Internkabelnätet inom vindkraftparken kommer transportera stora energimängder och kommer därav ge upphov till ökning av EMF i sin direkta närhet. Beräkningar har därför genomförts vid framtagandet av Miljökonsekvensbeskrivningen för att uppskatta nivåerna av EMF i relation till radiellt avstånd från internkabelns kärna. Två olika styrkor på spänningskälla genom internkabelnätet har undersökts med vidare detaljer redovisade i Tabell 3-8 nedan. Beräkningar har utförts enligt Biot-Savart's lag, se detaljer i bilaga D17.

Tabell 3-8 Egenskaper för de två olika konfigurationerna på kabel som undersökts

Konfiguration	Spänning [kV]	Ström [A]	Ledar-konfiguration	Avstånd mellan ledare [mm]	Frekvens [Hz]
Konfiguration 1	66	875	Triangulär	76	50
Konfiguration 2	132	875	Triangulär	90	50

Resultatet från beräkningarna, redovisade i form av graf i Figur 3-14 nedan samt tabulerat i Tabell 3-9, tyder på att den högre spänningskällan av de två ger upphov till högre EMF. Vidare tyds tydligt hur snabbt elektromagnetfältet avtar med ökat avstånd från kabeln. Redan vid en meters avstånd så understiger värdena de naturligt förekommande halterna.



Figur 3-14 Elektromagnetiskt fält i μT som funktion av distans från kabelns mittpunkt.

Tabell 3-9 Elektromagnetiskt fält i μT för specifika avstånd

Distans (m)	0.2	0.5	1	2	3	5	10
Konfiguration 1 EMF [μT]	416	65.4	16.3	4.1	1.8	0.7	0.2
Konfiguration 2 EMF [μT]	914	143	35.6	8.9	4.0	1.4	0.4

Beräkningarna avser överföring av växelström utan någon inverkan av avskärmande effekt från ev. skyddsmantel inom kabelhöljet.

3.5.5| Kommunikationskablar

Kommunikation inom vindkraftparken kommer ske med att plattformarna binds samman av ett fiberoptiskt nät som kombineras med internkabeln

3.5.6| Skydd för undervattenskablar

På grundare vatten som i Poseidon Syd planeras kablarna att grävas ned för att minimera risk att de skadas vid nödankring eller vid det fiske som efter riskbedömning kan komma att tillåtas.

Om bottenförhållande ej tillåter nedgrävning kan kablarna komma att skyddas med övertäckning av sten eller att betongmattor, sandsäckar eller dylikt placeras över kablarna

I Poseidon Nord på det djupare vatten som är i det området är det ej sannolikt att internkabelnätet grävs ned. Det ligger under ett djup där ankring kan förekomma och strömmarna är relativt svaga. Om det behövs och där det behövs för att hålla internkablarna på plats kommer det ske med att det läggs sandsäckar, sten eller betongmattor punktvis eller på nödvändiga sträckor.

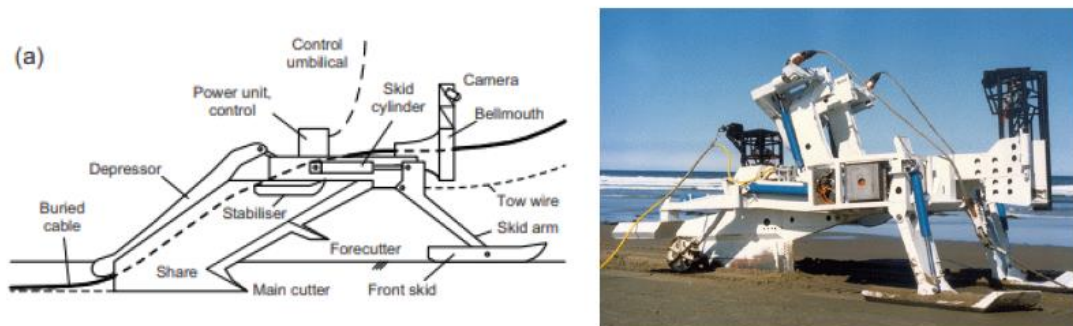
De tre metoder som vanligen föreslås för nedgrävning är:

- ♦ Plogning/ plöjning
- ♦ Spolning
- ♦ Mekaniska skärverktyg

Plogning / plöjning

Kabelplogar kan användas för att installera kablar och används vanligen för längre kabellängder såsom exportkablar. Med en plog kommer kabeln att läggas ut på havsbotten och samtidigt plöjas ned. Läggnings och skydd sker simultant.

Plogning/plöjning kan hantera olika typer av bottensammansättningar och är effektiv när bottensammansättningen varierar längs med kabelsträckningen.



Figur 3-15 Plogning/plöjning av kabel

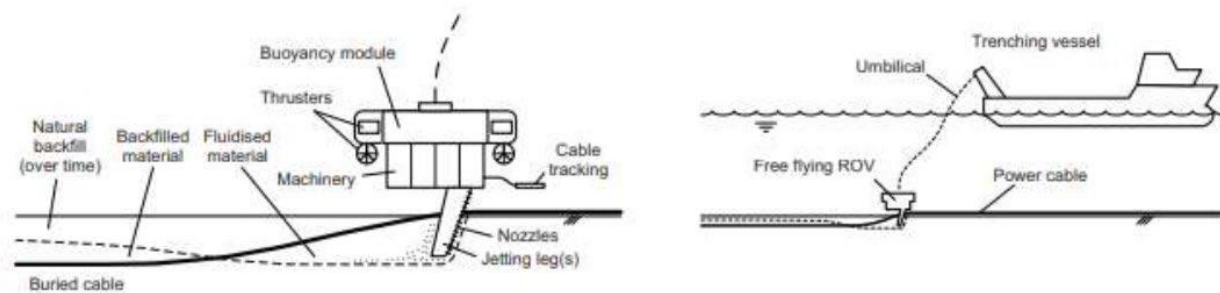
Spolning

Spolningsverktyg kan användas för att skydda kabeln efter utläggning. Efter att kabeln lagts på havsbotten spolns kabeln ned från ett nedspolningsfartyg.

Under spolning kommer material från havsbotten att röras upp så att kabeln kan sjunka ned i det åstadkomna diket. Med denna process kommer en del material att spolns bort och kommer att lägga sig bredvid diket vilket minskar volymen för återfyllnad.

Återfyllnad kommer att ske naturligt och behov metod bestäms efter mer detaljerad analys av bottenförhållanden. En eventuell återfyllning kan göras med naturligt friktionsmaterial från havsbotten för att åstadkomma tillräckligt djupt skydd. Det är antaget att spolning är den nedgrävningsmetod som grumlar mest.

Spolning är en vanligt använd och säker teknik för att installera växelströmskablar och den har tidigare använts i många projekt. Utgångspunkten är att de flesta kabelsträckningarna kommer att spolns ned om kablar skall förläggas under botten, såvida inte den samlade riskbedömningen motsäger detta.



Figur 3-16 Nedspolning av kabel

Mekaniska Skärverktyg

Mekaniska skärverktyg används för botten där bottenhållfastheten överstiger spolningsverktygets tekniska förmåga. Ett mekaniskt skärverktyg är utrustat med en skärkedja med tänder som är utvalda specifikt för den aktuella uppgiften. Skärverktyget skär upp ett fysiskt dike som kabeln kan sänkas ned i och utförs fristående från kabelläggningen. Mekaniska skärverktyg är normalt sett större än spolningsverktyg. Ett mekaniskt skärverktyg är inte effektivt på en havsbotten som består av sand.



Figur 3-17 Mekanisk nedskärningsutrustning

Övertäckningskydd

De beskrivna metoderna ovan baseras på skydd genom att begrava kabel i sjöbotten. I de fall där botten är för hård eller om annan infrastruktur ska passeras kan andra metoder krävas. I dessa fall tillförs kabel yttre skydd i form av till exempel stenkross eller betongmattor.

Utläggning av sten är en vanlig metod för kabelskydd och kommer att krävas i något fall av att kabeln korsar andra eventuella kablar och för att skapa avstånd mellan de två komponenterna och som ett ytterligare mekaniskt skydd. Detta skydd kommer normalt bestå av stenkross över den existerande kabeln (separationslager), såväl som ett andra lager stenkross över kabeln som skall installeras (skyddslager). Alternativt kan metoder som betongmadrassering, stål- eller betongbryggor, komma att användas för kabelkorsningar.



Betongmadrasser, som är monteringsfärdiga skydd som läggs ovanpå kabeln, är ett alternativ till utläggning av sten. Utläggning av madrasser är dock tidskrävande och används därför enbart för korta sträckningar.

Säckar med sten eller fog kan även komma att användas som alternativt skydd och huvudsakligen för att hålla fast eller stabilisera kabeln, särskild i områden nära ett fundament.

Figur 3-18 Övertäckningskydd i betong

3.6 | Erosionsskydd för bottenfast struktur

Vid kontaktpunkter mellan havsbotten och bottenfast struktur kan erosion uppkomma. I och med att vindkraftparken är utformad av flytande fundament så är erosionsrisken främst påtaglig för uppankringssystemet.

En kombination av undervattensströmmar, sedimenttyp och fundamentet i kontakt med havsbotten bidrar till uppkomsten och takten av erosionsbildning. Fortskridande erosion kan bidra till uppkomsten av erosionshål bildas och därmed kompromissar hållfasthetsegenskaperna.

Behovet av erosionsskydd är beroende på framför allt havsdjup och undervattensströmmar. Storleken, utformningen och utbredningen är direkt kopplat till

fundamentets utformning och platsspecifika förhållanden. Exakta valet av erosionsskydd kommer därför beslutas i takt med att exakta designvalet av fundament fastställs samt indata från bottenundersökningar för vardera specifika position, analyserats.

Erosionsskydd förekommer i olika utformningar. Mest frekvent förekommande är att en blandning av stenbumlingar och grus sprids ut kring installationen. Som riktmärke beräknas erosionsskydd täcka en area i storleksordningen fyra gånger ankardiametern. Storlekar på stenar uppskattas variera mellan 0.5 meter i diameter upp till 1 meter samt till en höjd på cirka 1-2 meter över havsbotten.

Erosionsskyddet anläggs efter att ankare har installerats. Ändamålsenliga fartyg placerar erosionsskyddet på avsedd plats. Nedan angivna siffror är preliminära uppskattade volymer på mängd erosionsskydd som kan anläggas.

3.6.1 | Erosionsskydd tillämpat på fasta fundament

För projektområde Poseidon förutspås att upp till två stycken transformatorstationer kommer bli placerade inom vindparkens delområden.

Sannolikt att transformatorstationen kommer att utrustas med erosionsskydd. Då fundamentet kan utgöras av fackverksstruktur och därigenom att ankare kommer vara ansatta med fyra stycken per ben, finns möjlighet att erosionsskyddet baseras per ben istället för per ankare. Preliminära numeriska värden är summerat i tabell nedan.

Transformatorstation, ankardiameter	3 m
Antal ankare per OSS	16
Uppskattad yta erosionsskydd per OSS	10 000 m ²
Uppskattad stenvolym per OSS	15 000 m ³

3.6.2 | Erosionsskydd tillämpat på uppsänkningen av flytande fundament

De flytande plattformarnas förankring kommer troligen ej att behöva erosionsskydd på grund av det djup som de planeras anläggas på, men höjd tas för om förhållandena kräver erosionsskydd kommer dessa att läggas ut runt ankarpositionerna enligt information nedan. Av de tidigare presenterade varianter av ankare så är det endast sugankare samt pålankare som har struktur ovan botten och därav har potentiellt behov av erosionsskydd.

Erosionsskydds planeras enbart behövas vid grundare vatten än 100 meter, vilket innefattar Poseidon Syd samt cirka 15% av Poseidon Nord (totalt cirka 96

ankarpositioner). Fördelningen mellan sug- och pålankare är ansatt till 75% sugankare respektive 25% pålankare utifrån ett Worst Case scenario utifrån bottenförhållanden.

Tabell 3-10 Preliminära dimensioner för erosionsskydd

Erosionsskydd	Sugankare	Pålankare
Preliminär maximal diameter för erosionsskydd	40 m	16 m
Preliminärt uppskattat bottenanspråk erosionsskydd	1300 m ²	200 m ²

3.7 | Skydd för isbildning på rotorblad och fundament

Vid vissa väderförhållanden kan isbildning uppstå på vindkraftverkens fundament, torn och rotorblad. Det är framför allt problematiskt när detta bildas på vindkraftverkens rotorblad då det finns risk för att isen lossnar och slungas i väg. För en vindpark till havs kan det potentiellt innebära en viss säkerhetsrisk för fartyg eller båtar som passerar vindparksområdet. Det finns olika sätt att hantera denna problematik om riskbedömningar så visar nödvändigt. Ett alternativ är att utrusta vindkraftverken med ett detektionssystem som känner av när is har bildats varpå verken antingen kan stänga av sig eller justera bladens vinkel så att risken för iskast minskar. Ett annat alternativ är att leda värme in i bladen, antingen via nacellen, eller direkt från komponenter installerade i eller på bladen.

Inför byggnationen av vindparken kan ny teknik eller nya metoder för att förebygga och motverka isbildning komma att finnas tillgängliga på marknaden. Principen om bästa möjliga teknik kommer att tillämpas vid tidpunkten för upphandling.

3.8 | Hinderbelysning och markering

För att vindkraftverken inte ska utgöra en säkerhetsrisk för flyg- och sjötrafiken måste verken utformas och märkas enligt Transportstyrelsens krav. För luftfarten innebär detta att vindkraftverken ska förses med hinderbelysning enligt TSFS 2020:88 och belysningen planeras därmed bestå av ett vitt, högintensivt, blinkande ljus i den yttre gränsen för parken samt ett fast rött ljus på övriga vindkraftverk.

För sjöfarten ska verken förses med sjösäkerhetsanordning enligt TSFS 2017:66 vilket innebär bland annat att tornet ska förses med ljus samt gulmålad yta som markerar segelfri höjd under rotorbladen.

Enligt Transportstyrelsens föreskrifter TSFS 2020:88 14§ kan vindkraftverk som inklusive rotorn i sitt högsta läge har en höjd som är högre än 315 meter över mark- eller vattenytan eventuellt behöva förses med ytterligare markeringar och belysning, beslut angående detta ska inhämtas från Transportstyrelsen.

4 | PLANERADE ARBETEN

Upprättande och etablering av vindkraftpark Poseidon är ett omfattande projekt med många olika beståndsdelar och faser som ska behandlas. Inledande fas utmärks av tillståndsansökningar, behandling och uppföljning. Innan anläggning vid fält kan påbörjas krävs gedigen detaljplanering, designval samt upphandlingsprocess. Efter driftsättning av vindkraftturbiner inom Poseidon förväntas parken ha en driftstid på cirka 45 år. Övergripande, indikativ tidsplan visas i Tabell 4-1 nedan. Vissa aktiviteter är beroende av föregående arbete men i faser kan hanteras parallellt. Detaljerad plan för avveckling kommer utarbetas i slutfas av driftstid.

Tabell 4-1 Estimerad tidplan

Tidplan 20-	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	75
Tillståndsprocess	■	■	■	■											■
Upphandling, design & tillverkning				■	■	■	■	■							■
Installation								■	■	■	■				■
Driftsättning										■	■				■
Driftfas										■	■	■	■	■	■
Avveckling															■

4.1 | Undersökningar

En stundande anläggningsfas av projektet föranleds av detaljprojektering. Inom detaljplaneringen ingår även undersökningsaktiviteter som har en centralt bidragande del till vindkraftparkens exakta utformning och installation. Undersökningarna benämns konstruktionsförberedande undersökningar.

Bidragande underlag och kritisk information erhålles genom att inspektera och kartlägga havsbottens topografi, benämnt batymetri under havsytan, samt dess sedimentsuppbyggnad. Syftet med undersökningar under denna fas är att komplettera initiala data från de bottenundersökningar som gjorts inom ramen för tillståndsansökan med mer högupplöst och omfattande data.

Genom de konstruktionsförberedande geofysiska och geotekniska undersökningarna produceras en geologisk och geoteknisk havsbottenmodell över området. Den detaljerade bottenmodellen lägger grunden för de tekniska studier som är nödvändiga för slutgiltig design och placering av vindkraftverken, kablar och transformatorstationer.

Väsentlig information för detaljutformningen är de fynd som kan vara oexploderad ammunition.

I rådande skede planeras nedan omnämnda undersökningar ske så att resultat erhålls cirka två år innan konstruktion påbörjas.

De geotekniska och geofysiska undersökningsmetoder, exkluderat borrhning, som krävs inför etablering av vindkraftparken hanteras i en separat ansökan (ref SGU diariernr. 324-2164/2021) och behandlas därmed inte vidare inom ramen för denna tillståndsansökan.

Borrhning som en del i förberedande bottenundersökningar är ett tillkommande arbete utöver vad som täcks av den separata ansökan. Borrhning förväntas ske till ett djup motsvarande pålankarnas preliminära penetreringsdjup.

4.1.1 | Blindgångare (Oexploderad ammunition, OXA)

En separat studie för att bedöma förekomst av oexploderad ammunition har genomförts. Bedömningen är baserad på historiska data av militär aktivitet och civila undersökningar och visar att utlagda minor från krigstider eller blindgångare kan komma att påträffas inom området.

I samband med de konstruktionsförberedande undersökningarna kommer detaljerade undersökningar att genomföras för att identifiera oexploderad ammunition. Möjligheterna för att placera vindkraftverken så att OXA inte behöver röjas kommer att undersökas. Om minor och blindgångare skulle utgöra en risk vid installationsarbetet eller för den slutliga anläggningen, kommer dessa att röjas i samråd med relevanta myndigheter. Om det accepteras av berörda myndigheter, kan blindgångare som inte kan undvikas genom omläggning antingen även komma att flyttas för omhändertagande på land eller flyttas bort från området. I fall där blindgångare måste röjas genom sprängning ska skyddsåtgärder implementeras för att undvika eller reducera möjlig inverkan på fisk, dykande sjöfågel och marina däggdjur.

4.2 | Anläggning

Slutlig anläggningsplan kommer bero på utkomsten i de eventuella villkor som är styrande för anläggningsarbetet. Även möjligt nätanslutningsdatum kommer att styra slutlig tidplan.

Tillgänglighet samt ledtider för installerad utrustning och underentreprenörer kan påverka installationsförfarandet.

Beroende på ovanstående kommer aktiviteterna planeras parallellt eller i sekvens för att utnyttja resurser så effektivt som möjligt. När man mobiliserar fartyg och kranar är det önskvärt att utnyttja dessa under så sammanhållen tid som möjligt. Oftast vill man arbeta under de vädermässigt bästa förhållandena då de ger minst stilleståndstid vilket enskilt eller i kombination med anskaffningslogistik gör att installation kommer att ske under flera säsonger.

Även tidsrestriktioner för att värna djurliv kan påverka hur anläggningsarbetet planeras.

4.2.1 | Flytande enheter för vindkraftverk

Anläggningsarbetet kommer att ske i faser med förinstallation av ankare och förankringssystem i väntan på att kopplas ihop med den flytande plattformen. För att utnyttja fartygsresurserna effektivt är det troligt att installation av förankringssystem kommer utföras dygnet runt.

Vindkraftverken kommer sannolikt att monteras på de flytande plattformarna vid kaj för att där färdigställas i så hög grad som möjligt så att endast uppkoppling mot förinstallerade ankare och elanslutning sker till havs.

Komplett enhet bogseras ut till sin position och kopplas där ihop med det förinstallerade förankringssystemet och elkraftkablar.

4.2.2 | Fasta enheter för transformatorstation

De fasta enheterna (transformatorstation) kommer att installeras med att initialt göra bottenförberedande arbeten där man antingen förinstallerar en bottenram att sedan landa huvudenheten på alternativt så installeras fundamentet i sin helhet.

Vilken typ av bottenförberedande arbete som eventuellt behövs kommer att kunna bestämmas i detaljplaneringsfas då exakta bottenförhållande på platsen är kända. Typiska förberedelser kan vara att jämna till bottenytan där fundamentet skall placeras. Bottenramen alternativt hela enheten kommer att pålas fast på havsbotten för att kunna motstå miljölast.

Efter att man placerat ut fackverksfundamentet kommer transformatorstationen att lyftas på plats. Transformatorstationen planeras byggas komplett färdig på land för att sedan ställas på det förinstallerade fackverksfundamentet.

4.2.3| Säkerhetszoner, hinderbelysning, markeringar och övervakning

Tillfälliga säkerhetszoner kommer att råda i samband med anläggningsarbetet till skydd för anläggning, personal och förbipasserande trafik med en radie om 500 m från byggområdet. Information om tidpunkter för pågående arbete och skyddszoner kommer att rapporteras till Sjöfartsverkets underrättelse för sjöfarande "Ufs". Vid behov kan även tillfällig hinderbelysning användas för att markera projektområdet och säkerhetszoner.

Under driftfasen är behovet en säkerhetszon från respektive fundament och transformatorstationer på 50 meter.

Utmärkning i sjökort sker efter myndigheters vid tiden gällande regelverk för flytande vindkraftparker och baserat på slutligt teknikval.

Under avveckling kommer säkerhetszoner likt de under installation tillämpas.

4.2.4| Logistik

Det kommer att finnas en hamn där vindkraftverken sammanställs och där delarna förvaras i väntan på att transporteras ut till projektområdet.

Logistiken kring vilken hamn som kommer att användas kommer att bestämmas under detaljplaneringsskede när teknik, metodik och leverantör av utrustning är fastställda.

Vindkraftverk med flytande fundament kommer att sammanställas till en komplett enhet vid en permanent eller flytande kaj. Enheterna kommer sedan att bogseras ut till projektområdet för att där installeras med förutlagda ankare.

Hamnen är troligen belägen i området rund Kattegatt/Skagerack men kan om inte sådan möjlighet kan åstadkommas vara belägen i området runt Nordsjön.

Byggnationsfasen: Indikativt totalt antal av olika fartyg i anläggningsområdet under installationstiden

Typ av aktivitet/Komponent	Antal fartyg
Beredning av havsbotten	2-10
Ankar & kättinginstallation	2-10
Installera Vindkraftsturbiner	5-10
Kabelläggning	5-10
Erosionsskydd	10-20

Havsbaserad transformatorstation	5-10
Bostadsfartyg	0-2
Övriga fartyg	5-10
Totalt	Ca 40-80

Byggnationsfasen: Antal fartygrörelser fram och tillbaka mellan hamn och anläggningsområdet

Antal resor fram och tillbaka till hamn	
Beredning av havsbotten	20-60
Ankar & kättinginstallation	100-300
Fundamentutsläp / installation	100-300
Fartyg för kabelnedläggning	60-100
Fartyg för kabelnedgrävning	20-50
Supportfartyg	300-500
Erosionsskyddsleverans	0-50
Totalt	600-1360

4.2.5| Exempel på fartyg



Figur 4-1 Exempel på anläggningsfartyg



Figur 4-2 Exempel på besättningstransportfartyg



Figur 4-3 Exempel på kabellägningsfartyg

4.2.6| Övergripande tidplan för anläggning

Vindparken kommer att anläggas i etapper där olika faktorer kommer att spela in på när vilka moment kan göras.

Anläggningsarbeten till havs genomförs normalt sett under de lugna meteorologiska väderförhållanden som normalt sett råder under sommarhalvåret även om vissa anläggningsarbeten kan utföras året om. En del aktiviteter kan utföras parallellt, medan andra är beroende av att tidigare aktiviteter är slutförda.

I Tabell 4-2 framgår estimerad varaktighet för installation av de olika anläggningsdelarna. Det kommer att utföras arbete både dagtid och nattetid och tidsestimaten inkluderar reservtid för stillestånd på grund av dåligt väder.

Det krävs ofta mer stillestånd på vinterhalvåret än sommarhalvåret. Tidsestimaten varierar framför allt med avseende på slutligt antal vindkraftverk och fundament. Såvitt gäller pålning och andra grumlande installationsarbeten kommer dessa om så krävs anpassas till lämplig årstid.

Det är mest effektivt och eftersträvansvärt att färdigställa en aktivitet under en säsong utan att behöva demobilisera fartygen för att vid ett senare tillfälle mobilisera på nytt. Om en aktivitet behöver pausas på grund av tidsrestriktioner för djurliv i området eller med anledning av logistiken för anskaffning och förmontering av de flytande enheterna, kan det dock krävas två-tre år för att avsluta installationen.

Den totala konstruktionsfasen kommer utföras så tidseffektivt som möjligt. Den antas sträcka sig över totalt en till maximalt tre år. Arbetet med exportkablarna kan typiskt påbörjas strax innan arbetet med själva parken och beräknas ta ca 2-3 månader.

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

Tabell 4-2 Varaktighet per aktivitet

Anläggningsaktivitet	
Havsbaserad transformatorstation	1-1.5 månader per enhet
Ankarutläggning	12 månader
Internt kabelnät	2-4 månader
Flytande fundament + Vindkraftverk	18 månader
Total varaktighet	24-36 månader

4.3 | Drift

4.3.1 | Säkerhetszoner, hinderbelysning, markeringar och övervakning

Det kommer att upprättas en säkerhetszon på minst 50 m till installationerna för alla fartyg. Fritidstrafik kommer att vara tillåten i området.

Fiske i området kan tillåtas i den form riskanalyser visar att detta är möjligt.

Övervakning av området kommer att ske från en landbaserad central där sjötrafik koordineras och övervakas. Hjälpmedel i övervakningen kommer att vara offentligt tillgänglig data (AIS), radar och kameror i den mån det blir tillåtet.

Produktionen i och driften av parken kommer att övervakas från en landbaserad central.

4.3.2 | Underhåll och reparation av vindkraftverk

Tekniska system kräver ett planerat servicearbete för att tillgodose optimal drift och god livslängd.

Servicearbeten kan delas upp i inspektion-, underhåll- samt reparationsarbeten.

Under driftperioden för vindkraftparken kommer systematiskt service och reparationsarbete utföras, både planerat och oplanerat. Personal som utför arbetet kommer transporteras via transportfartyg (Crew Transfer Vessels, CTV) ut till fältet. Beroende av arbetets karaktär så kan även större fartyg bli aktuellt att brukas.

Underhåll och reparationer av vindkraftverket som kan förekomma

- ◆ Årligt underhåll av vindkraftverk
- ◆ Felsökning på vindkraftverk
- ◆ Reparation av vindkraftverk
- ◆ Inspektion av rotorblad
- ◆ Reparation av rotorblad och nav
- ◆ Byte av rotorblad
- ◆ Reparation av övergångsdel
- ◆ Underhåll av övergångsdel
- ◆ Utbyte av transformator
- ◆ Reparation och utbyte av växellåda
- ◆ Utbyte av generator
- ◆ Avlägsnande av fågelspillning
- ◆ Måleri

4.3.3| Underhåll och reparation av plattformar till havs

Underhåll och reparationer av plattformen som kan komma ifråga

- ◆ Underhåll och utbyte av tekniska system
- ◆ Schemalagda inspektioner av plattformen. För flytande plattformar kan en grundlig genomgång krävas av klassällskap efter cirka 5 år
- ◆ Reparation
- ◆ Måleri
- ◆ Avlägsnande av fågelspillning

4.3.4| Underhåll och reparation av undervattenskablar

Kablar på botten kommer att inspekteras med fartygs utrustning från havsytan eller med hjälp av undervattensrobotar (Remote Operated Vehicles, ROV). Dykare kan användas för inspektioner på grundare djup.

Skulle en kabel upphöra att fungera kommer det behövas en reparation eller att den byts ut i sin helhet. För att kunna reparera kabeln måste den lyftas upp till ytan och kapas på vardera sida av felet där kabeln är oskadd. Ett nytt stycke kabel kommer att skarvas i och ersätta den skadade delen. Att lyfta upp kabeln på fartyget och sänka ned den till havsbotten skapar en överlängd, ju djupare desto längre överlängd, vilket förändrar den ursprungliga kabelsträckningen. Efter reparation skyddas kabeln på adekvat sätt och tas i drift. Baserat på erfarenhet från andra liknade projekt är sådana kabelreparationer emellertid ovanliga.

4.3.5| Logistik

Det kommer under driftsfasen att vara behov av underhåll av vindkraftverken. I nuläget är det normala att använda besättningstransportfartyg (CTV) vilket tas höjd för. Då utvecklingstrenden för CTV tyder på att fartyg kommer elektrifieras, kan en laddningsmöjlighet inom parken utvärderas. Utformningen kan vara en bottenförankrad boj där en strömkabel är kopplad.

Alternativet om utvecklingen visar på att den tjänsten har utvecklats och kan tillhandahållas är att ett större servicefartyg kommer att placeras i fältet under längre tidsperioder.

Tabell 4-3. Årliga estimerade logistiska aktiviteter under driften av vindkraftparken. En logistisk aktivitet innefattar en tur och retur resa till vindkraftparken.

Logistiska aktiviteter	Antal/år
Besättningstransportfartyg	500-600
Undersökningsfartyg (kablar & plattformar)	10-20
Supportfartyg för materialtransport	10-20

4.3.6| Avfall och kemikalier

Avfall och kemikalier som uppstår under driftsfasen kan vara exempelvis slitagekomponenter, smörjmedel och vätskor vilka kommer att samlas in och hanteras av godkänd mottagningsanläggning. Vindkraftverken är konstruerade på ett sådant sätt att eventuella läckage kan samlas upp och på så sätt hindras från att komma ut i havsmiljön. Åtgärder kommer även att vidtas för att förhindra att bränsle, smörjmedel och kemikalier kommer ut i havsmiljön vid hantering, transport och användning. Ytbehandlingar och beläggningar kommer att användas i enlighet med rådande riktlinjer och vara lämpliga för användning i marina miljöer.

Vätskor och kemikalier

Inom ett tekniskt system likt vindkraftverk så förekommer oundvikligen en selektion av vätskor och kemikalier. De mekaniska system som är i behov av smörjning eller där olja förekommer, är inom så kallade slutna system. Kontrollsystemet registrerar eventuell tryckfall och meddelar servicetekniker som snabbt kan vara på plats och åtgärda eventuellt problem. Skulle mekaniskt haveri inträffa så är designerade uppsamlingskärl monterade på avsedda platser för att begränsa utsläppet till kontrollerade områden. En generell estimering av volymen för verk av industristandard exemplifieras i Tabell 4-4 nedan. Notera att volymer och typ av kemikalier och oljor varierar med designen av valt koncept samt tillverkare. I så stor mån som brukbart kommer oljor med biologisk nedbrytbara egenskaper användas.

Tabell 4-4 Exempelfall av för förekommande kemikalier och dess kvantiteter för ett vindkraftverk

	15 MW
Smörjfett	0.5 m ³
Hydraulolja	1 m ³
Växellådsolja	2 m ³
Transformatorolja, biologiskt nedbrytbar	6.5 m ³
Glykol	5 m ³
Kväve	60 m ³

4.3.7| Hantering av vatten

Den eventuella mängden grå- och svartvatten (såsom till exempel toalett), samlas upp i separata tankar och kan pumpas ombord på servicefartyg för att tas omhand på avsedda faciliteter iland.

Regnvatten kommer ledas överbord.

4.4 | Avveckling

Beräknad och planerad livslängd för vindkraftsparken är 45 år. En avvecklingsplan kommer att tas fram och inlämnas till tillsynsmyndighet och baseras på de vid tidpunkten bästa metoderna att avveckla vindkraftsparken.

När parken efter sin livslängd skall avvecklas så kommer alla strukturer ovan vattenytan att avlägsnas. Förankringen mellan vattenyta och botten kommer avlägsnas och kablage kommer avlägsnas.

Hanteringen av turbiner kommer följa den utveckling som skett inom området för att tillgodose största möjliga re-cirkulation. Utvecklingen inom området är stor och metoder kommer att utvecklas tills den tidpunkt vindkraftsparken skall avvecklas.

Flytande enheter i stål kommer att recirkuleras antingen genom återanvändning/re-cirkulering eller materialtillvaratagande. Tillvaratagande av eventuell betong kommer att beslutas utifrån vid tidpunkten bästa metod.

Om ankare skall avlägsnas kommer bestämmas vid tidpunkten för avveckling baserat på vad som är bäst för miljö och fiskenäring.

Förfarandet vid avlägsnandet av plattformar kommer att vara i mycket det omvända mot installation med att som första steg ta bort de flytande enheterna komplett med turbiner för att i steg två avlägsna bottenrelaterad utrustning.

A large yellow trapezoidal shape is positioned in the lower right quadrant of the page. It has a vertical left edge, a vertical right edge, a horizontal bottom edge, and a diagonal top edge connecting the left and right sides.

KONTIKI VIND AB
VINDKRAFTPARK POSEIDON
BILAGA C -
TEKNISK BESKRIVNING