



Teknisk projektbeskrivning

Vindpark Ran

BILAGA C



Administrativa uppgifter

Författare:

Fredrik Wibling
Teknisk projektledare
OX2 AB

Granskad av:
Elina Cuellar
Projektledare
OX2 AB

E-post: pleioneran@ox2.com

Versionshantering

Datum	Version	Ändring
2024-05-07	Slutversion för ansökan	

Om Ran Vindpark AB

Ran Vindpark AB ägs av OX2 AB (publ) och Ingka Investments, en del av Ingka Group.

OX2 utvecklar, bygger och säljer storskaliga lösningar inom förnybar energi. OX2 erbjuder även förvaltning av vind-, sol- och energiparker efter färdigställande. OX2:s utvecklingsportfölj består av både egenutvecklade och förvärvade projekt inom land- och havsbaserad vindkraft, solenergi och energilagring, vilka befinner sig i olika faser. Företaget är också aktivt inom teknikutveckling kopplad till förnybara energislag, såsom vätgas. OX2 är verksamma på elva marknader i Europa: Sverige, Finland, Estland, Litauen, Polen, Rumänien, Frankrike, Spanien, Italien, Grekland och Åland. Sedan 2023 är OX2 även verksamma i Australien. Under 2022 omsatte OX2 cirka 7,6 miljarder kronor. Företaget har cirka 500 medarbetare och huvudkontor i Stockholm. OX2 är noterat på Nasdaq Stockholm sedan 2022.

Ingka Investments är en del av Ingka Group, som driver 392 IKEA-varuhus på 32 marknader. Ingka Investments har ett tydligt fokus på investeringar inom förnybar energi och vill förutom att täcka egen förbrukning, även kunna minska sitt klimatavtryck i hela värdekedjan. Ingka Group har en installerad kapacitet av förnybar energi om mer än 2,3 GW, vilket motsvarar årsförbrukningen för mer än 1,25 miljoner europeiska hushåll.

OX2:s verksamhetsmål är att accelerera omställningen mot ett förnybart energisystem med en nettopositiv påverkan på naturen. Målsättningen är därför att de vind-, sol- och energiparker som OX2 utvecklar och anlägger ska skapa så stor klimatnytta som möjligt, samtidigt som biologisk mångfald skyddas eller stärks genom projekten. I linje med verksamhetsmålet har OX2 tagit fram en strategi för biologisk mångfald där målet är naturpositiva vind-, sol- och energiparker till 2030.

Innehållsförteckning

1. Introduktion	6
1.1 Syfte och omfattning.....	6
1.2 Utveckling av teknik inom vindkraft	6
2. Vindpark Ran	7
2.1 Lokalisering	7
2.2 Parkutformning	8
2.3 Utformning elproduktion	9
3. Vindkraft	11
3.1 Vindkraftverkets komponenter	11
3.2 Utmärkning av vindkraftverken.....	14
3.3 Mätning av metrologiska parametrar med mätmast eller LiDAR	14
4. Fundament.....	14
4.1 Bottenfasta fundament	15
4.2 Jämförelse av bottenfasta fundament.....	19
4.3 Erosionsskydd	20
4.4 Vindpark Ran och biodiversitet	21
5. Plattformar.....	22
5.1 Högspänningsplattformar	22
5.2 Fundament för plattformar.....	23
6. Internt kabelnät	25
6.1 Internt kabelnät.....	25
6.2 Kabelns uppbyggnad.....	25
6.3 Sammanlänkning-/redundanskablar	27
6.4 Elektromagnetiska fält från internkabelnät.....	27
7. Anslutningskablar (exportkablar)	28
7.1 Anslutningskablarnas uppbyggnad	28
7.2 Elektromagnetiska fält från anslutningskablar.....	29

8. Verksamhetens faser	30
8.1 Anläggningsfas	30
8.2 Installation	34
8.3 Slutmonteringshamn	34
8.4 Driftsfas	47
8.5 Avvecklingsfas.....	50
9. Preliminär tidplan	55
10. Referenslista	56
11. Referenser för dataunderlag till kartor	56

1. Introduktion

1.1 Syfte och omfattning

Ran Vindpark AB ägs av OX2 AB (publ) och Inkga Investments, en del av Ingka Group. Ran Vindpark AB planerar en etablering av en storskalig havsbaserad vindpark i Egentliga Östersjön 12 kilometer öster om Gotland, inom svenskt territorialvatten. Vindparken benämns Ran och kommer ha en installerad effekt om cirka 1,8 GW.

Denna tekniska beskrivning utgör underlag till ansökan om tillstånd för uppförande och drift av vindpark Ran och tillhörande anläggningar inklusive internkabelnät enligt kontinentalsockellagen som är beläget inom territorialvattnet. För detta krävs tillstånd för miljöfarlig verksamhet samt vattenverksamhet enligt 9 kap. och 11 kap. miljöbalken. Tillstånd meddelas av mark- och miljödomstolen. Även ett Natura 2000-tillstånd kommer sökas av Bolaget och prövas i samband med tillståndet för miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet.

Syftet med den tekniska beskrivningen är att ge en samlad bild över den verksamhet som Ran Vindpark AB söker tillstånd för. I den tekniska beskrivningen redogörs för vindparkens utformning gällande bland annat vindparkens möjliga layout, fundament (inklusive storlekar), installationsmetoder, antal vindkraftverk och deras höjd.

I handlingen används benämningen parkområde. Med parkområde avses det havsbaserade området som är kopplat till projektet, det vill säga både området för själva vindparken och området som tas i anspråk för tillhörande kabelkorridorer.

Anslutningskablar för el från vindparken in till nätanslutningspunkt ingår inte i denna ansökan. Anslutningspunkter är i dagsläget inte fastställda. För att ge en helhetsbild av projektet görs i föreliggande dokument en övergripande beskrivning av de anläggningar och den verksamhet som planeras för anslutningskablar, se avsnitt 7.

1.2 Utveckling av teknik inom vindkraft

Den havsbaserade vindkraftsindustrin är ingen ny industri men den fortsätter att präglas av en progressiv teknisk utveckling gällande vindkraftverk, fundament och ökad storlek på rotor vilket i nuläget gör det svårt att förutse exakt vilken teknik som kommer att finnas tillgänglig och som kommer att vara den bästa möjliga lösningen vid tiden då vindparken byggs. De senaste åren har vindkraftverken kunnat byggas allt större, vilket möjliggör en större elproduktion på samma yta som tidigare. Ökad effekt kräver i regel större rotordiameter vilket medför behov av ökad totalhöjd (se Figur 1). Större rotor kräver också större avstånd mellan vindkraftverken för optimalt vindutnyttjande.

Även undersökningsmetoder, utformning och storlek av vindkraftverkens fundament och installationstekniker utvecklas och effektiviseras. Utveckling av internkablar med högre spänningsnivå pågår också. Kapaciteten i överföringskablar har ökat och det har även blivit möjligt att konstruera större transformator/- och omriktarstationer.

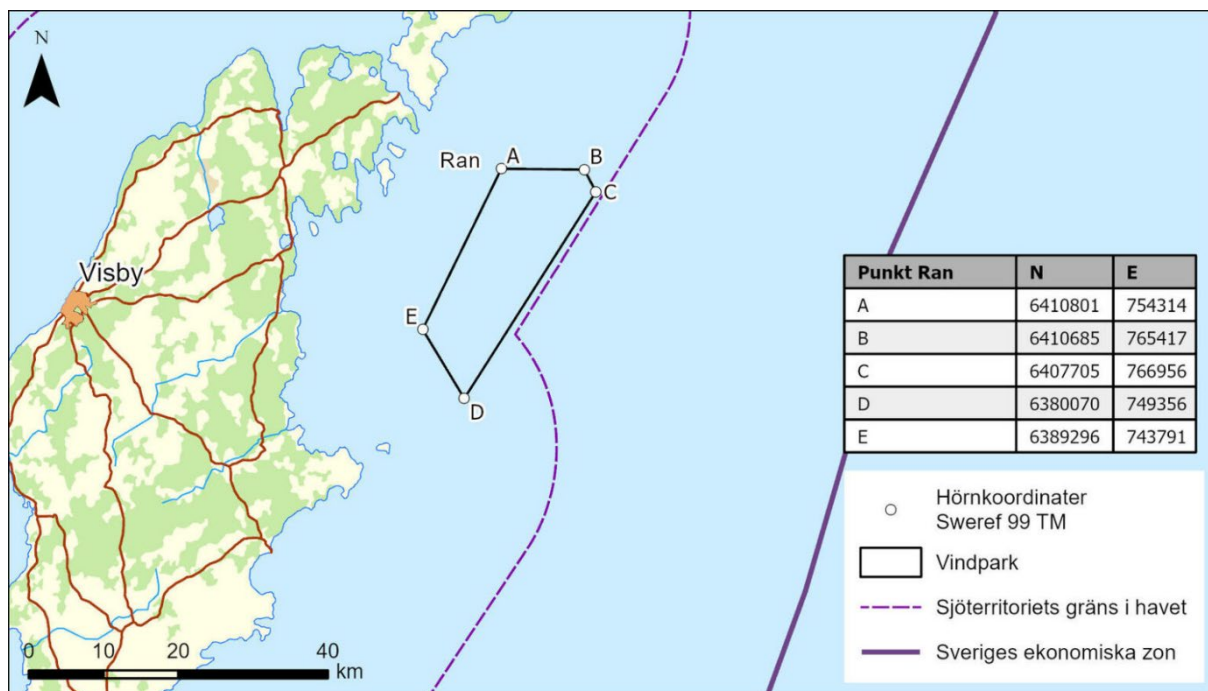


Figur 1. Illustration av historisk och förväntad framtida utveckling av havsbaserade vindkraftverks storlek. Indikationer visar att 20 MW är under utveckling redan nu. Illustratör: Fredrik Folkesson OX2 AB.

2. Vindpark Ran

2.1 Lokalisering

Den planerade vindparken Ran ligger i Egentliga Östersjön inom svenskt territorialvatten, se Figur 2. Området bedöms ha gynnsamma förhållanden för etablering av vindkraft med en medelvind på cirka 9,4 m/s (på en höjd av 170 meter över havet) och består helt av öppet hav. Vindparken ligger cirka 12 kilometer öster om Gotland och är cirka 327 km² stort. Vattendjupet varierar mellan cirka 40 och 85 meter, med ett medeldjup om cirka 54 meter. Parkområdets bottenstrukturer domineras av blandat sediment, med inslag av lera till lerig sand.



Figur 2. Koordinater för vindparkens hörnpunkter. Källa: Lantmäteriet.

2.2 Parkutformning

Parkens utformning, inklusive placering av vindkraftverk, transformator-/omriktarstationer, kablar samt installationstekniker kommer att beslutas inför upphandling och byggnation. Parametrar för vindparken anpassas bland annat utifrån:

- Platsspecifika förutsättningar gällande bland annat geologi, vindmätningar, vågor och strömmar.
- Den teknik som finns tillgänglig vid tidpunkten för upphandling och byggnation.
- Optimering av elproduktion samt kostnader.
- Miljöpåverkan och miljömässiga begränsningar kopplat till exempel naturvärden, ljud och sedimentspridning.

I Tabell 1 presenteras grundläggande uppgifter om vindparkens utformning. Inom vindparken kommer även internkabelnät, anslutningskablar, transformator-/omriktarstationer, mätmast eller LiDAR att finnas. Erosionsskydd kan även komma att anläggas runt fundamenten.

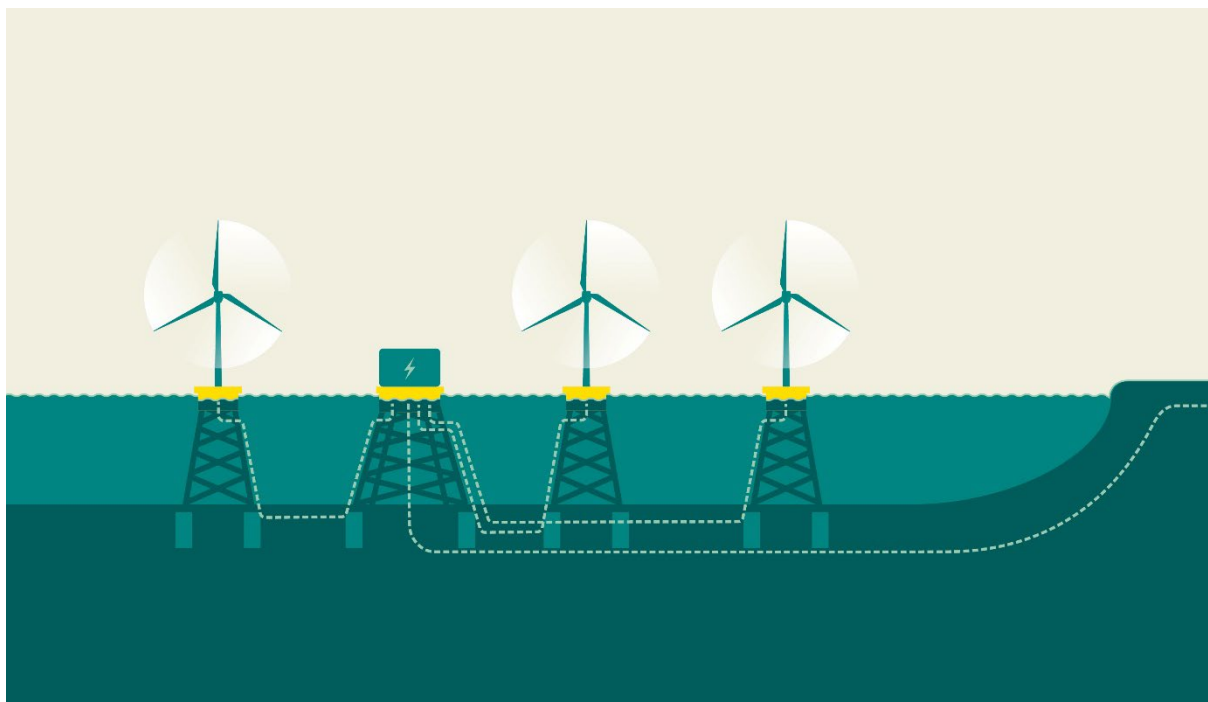
Tabell 1. Grundläggande uppgifter om vindparken och området. Höjd ovan vattenytan är i förhållande till genomsnittlig havsnivå (MSL).

Antal vindkraftverk	90–121 stycken
Vindkraftverkens maximala totalhöjd	310 meter
Vindkraftverkens maximala rotordiameter	280 meter
Förväntat minsta avstånd mellan vindkraftverk	4 rotordiametrar
Frigång (minsta höjd ovan vattenytan)	30 meter
Längd internt kabelnät	Upp till 400 kilometer
Antal plattformar	Upp till 4 stycken
Parkområdets yta	327 km ²
Vattendjup	Cirka 40-85 meter
Uppskattad total installerad effekt	1,8 GW
Uppskattad årlig elproduktion¹	8 TWh

2.3 Utformning elproduktion

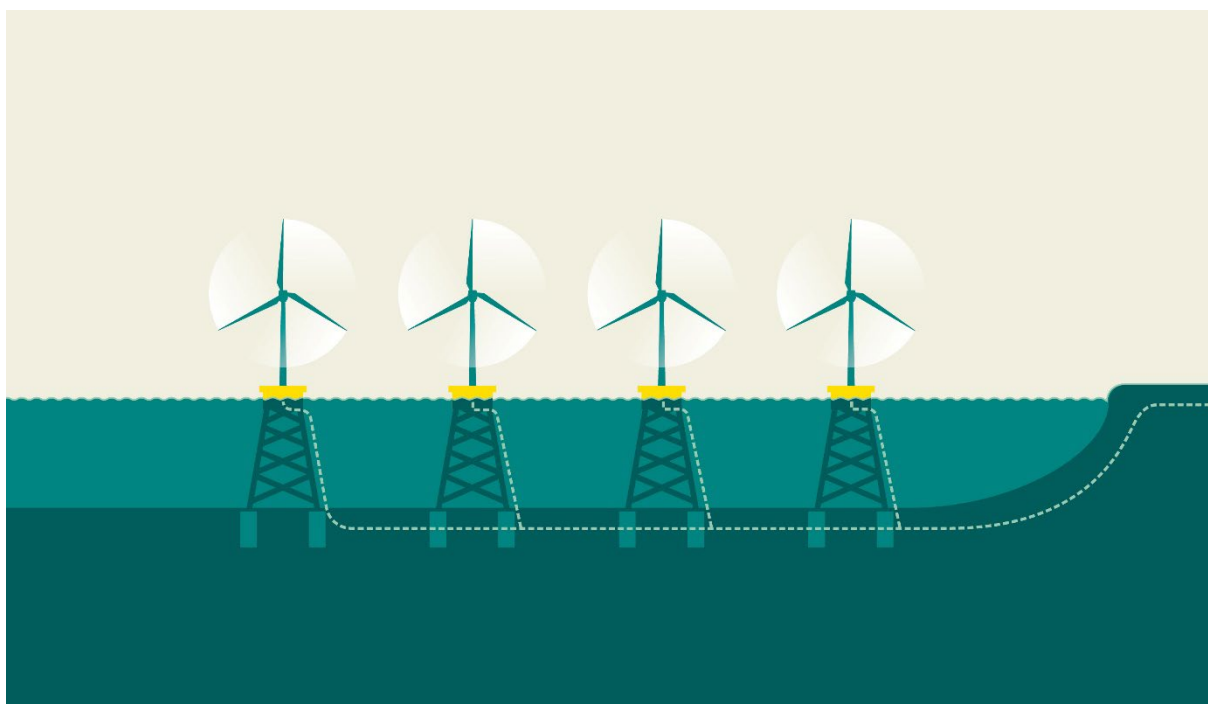
Vindparken består i huvudsak av vindkraftverk monterade på fundament och ett internt kabelnät som ansluter vindkraftverken till en eller flera transformator- eller omriktarstationer (benämns som högspänningsplattformar) inom parkområdet. Till land överförs producerad elektricitet genom anslutningskablar.

Runt fundamenten (vindkraftverk och högspänningsplattformar) kan erosionsskydd anläggas. Internkabelnätet överför den producerade elektriciteten och förläggs mellan vindkraftverken, på eller i havsbotten. Internkabelnätet inkluderar en fiberoptisk kabel för styrning av och kommunikation med vindkraftverken. Det interna kabelnätet från vindkraftverken ansluts till en eller flera havsbaserade högspänningsplattformar, så kallade *offshore substations* (OSS) inom parkområdet. OSS innehåller elektrisk utrustning såsom transformatorer och kompenseringutrustning, bland annat för att transformera spänning till en högre nivå för att effektivisera energiöverföringen till land. Sker överföringen till land med likström ingår även omriktare. En eller flera anslutningskablar överför elektriciteten från OSS till land.



Figur 3. Exempelillustration av en parkutformning med vindkraftverk anslutna till en högspänningsplattform (för transformering av spänning eller omriktning till likström). Illustration framtagen av Fredrik Folkesson OX2 AB.

Vid korta avstånd till anslutningspunkt/er kan det bli lämpligt att inte transformera upp spänningen vid överföring till land. I stället kan elen överföras på den spänningsnivå som vindkraftverken generar. Detta resulterar i att ingen högspänningsplattform behövs för anslutningen till land. Detta kan komma att bli aktuellt för vindpark Ran.

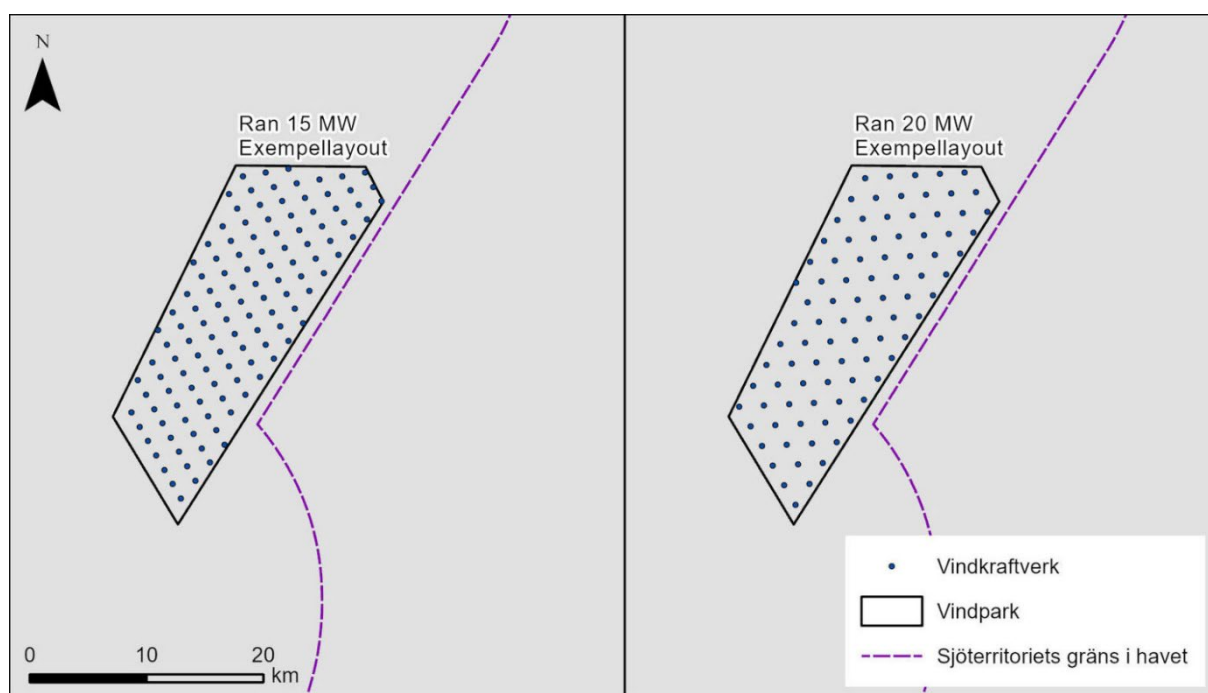


Figur 4. Exempelillustration av en parkutformning med vindkraftverk direkt anslutna till land (nätanslutningen) utan transformering eller likriktning. Illustration framtagen av Fredrik Folkesson OX2 AB.

Vindkraftverkens storlek och antal resulterar i olika alternativ som kommer att belysas och utvärderas utifrån den tillgängliga vindresursen i området. Den planerade vindparken Ran kommer ha en uppskattad total installerad effekt om cirka 1,8 GW och kommer att omfatta 90–121 vindkraftverk med en totalhöjd om maximalt 310 meter och en rotordiameter upp till 280 meter.

Frigången mellan vattenyta och rotorspets är vanligen cirka 30 meter i förhållande till genomsnittlig havsnivå (MSL). Avståndet avgörs av fundament (storlek och typ). I den slutgiltiga utformningen av vindparken kan vindkraftverken eventuellt placeras tätare längs med ytterkanterna av området jämfört med exempellayouterna, för att maximera produktionen. Dock placeras aldrig vindkraftverken tätare än cirka fyra rotordiametrar från varandra.

I Figur 5 presenteras två exempel på parklayouter för Ran, med mindre respektive större vindkraftverk. Layouterna visar hur parken skulle kunna utformas inom parkområdet. Det ska framhållas att det är exempellayouter och att den slutgiltiga utformningen kan se annorlunda ut. Det kommer även etableras en buffertzona till kända vrak i området.



Figur 5. Bild till vänster visar exempel på layout med en installerad effekt på 15 MW för respektive vindkraftverk. Bild till höger visar exempel på layout med en installerad effekt på 20 MW för respektive vindkraftverk. Båda layouter visar ett avstånd mellan vindkraftverken på minst 4 rotordiametrar.

3. Vindkraft

Vindkraftverk fångar och omvandlar vindens rörelseenergi till elektrisk kraft. Vindens rörelseenergi överförs till en axel som får vridmoment för att driva generatoren som alstrar ström. Generatoren består av en roterande del (rotor) och en stationär del (stator). I rotorn finns permanentmagneter eller en lindning som alstrar ett magnetfält när ström leds igenom den. Då vindturbinen initierar en rörelse i rotorn roteras alltså magnetfältet och när detta rör sig igenom statorns lindningar induceras spänningar i dessa.

3.1 Vindkraftverkets komponenter

Översiktligt består ett vindkraftverk av tre delar; ett torn, ett maskinhus (nacell) och rotorblad. I tornet

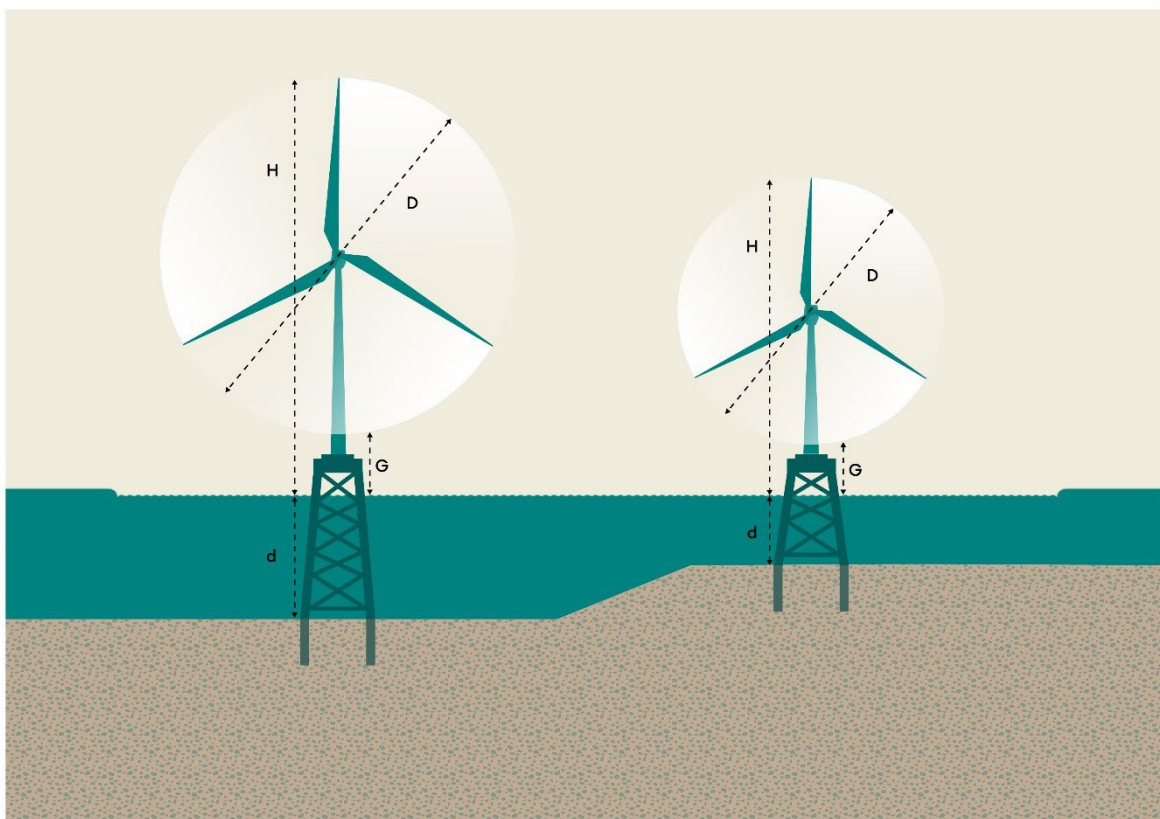
finns hiss och stege för att kunna nå upp till maskinhuset. I tornet finns även elektriska komponenter. Huvudkomponenterna i maskinhuset är växellådan, generator och girmotorer. En transformator finns antingen i maskinhuset eller i tornet. Några leverantörer erbjuder möjligheter att bygga vindkraftverk utan växellåda, en komponent som innehåller olja.

På maskinhuset finns vindmätare som bland annat ger information till girmotorerna som styr vindkraftverket rätt i relation till vinden. I generatormotor överförs den mekaniska rörelseenergin till elektrisk energi (växelström). Denna energi transformeras sedan till lämplig spänningsnivå.

Vindkraftverk kan vara antingen vertikala- eller horisontalaxlade med två eller tre rotorblad. Ett horisontalaxlat vindkraftverk har sin rotor ned-, alternativt uppvind i förhållande till vindkraftverkets maskinhus. Den typ av vindkraftverk som har utvecklats snabbast och som det har uppförts flest av hittills är trebladiga horisontalaxlade uppvindsturbiner (se Figur 6). Vertikalaxlade vindkraftverk är idag inte kommersiellt gångbara.

Ett vindkraftverks blad är normalt tillverkade av i huvudsak kompositmaterial, medan tornen oftast utgörs av sektioner i stålrör. Vindkraftverk förväntas producera elektricitet vid vindhastigheter från cirka 3 m/s och uppnå maximal produktion vid vindhastigheter mellan 10 och 14 m/s. När vindarna (vid sällsynta tillfällen) överstiger cirka 30 m/s stängs vindkraftverket av för att åter automatiskt starta när vindhastigheten är lägre.

Antal och storlek på vindkraftverk som kan komma att bli aktuella i vindparken är exemplifierat i Tabell 1. I exemplen har vindkraftverken en effekt på 20 MW respektive 15 MW, vilka har antagits ha en totalhöjd om 310 meter respektive 270 meter. Antal vindkraftverk och turbinstorlek kan bli andra än de som utgör exempellayouterna, dock maximalt 121 vindkraftverk och som högst 310 meter. De vindkraftverk som är aktuella vid tid för upphandling och byggnation av vindpark Ran har en livslängd upp till 40 till 45 år.



Figur 6 Exempel på vindkraftverk. D = rotordiametern, H = totalhöjd, G = frigång, d = vattendjup. Observera att bilden inte är skalenlig. Illustration framtagen av Fredrik Folkesson OX2 AB.

Tabell 2. Exempel på vindkraftverks dimensioner som kan bli aktuella inom Ran. Höjder avser nivå ovanför genomsnittlig havsnivå, MSL, mean sea level.

	Exempel 1	Exempel 2
Effekt per vindkraftverk	20 MW	15 MW
Rotordiameter D	280 m	240 m
Navhöjd	170 m	150 m
Totalhöjd H	310 m	270 m
Frigång G	30 m	30 m

I vindkraftverkets maskinhus finns förutom växellådsolja bland annat kylvätska, hydrauloljor, smörjorjor och batterivätskor, se Tabell 3. Därtill kommer exempelvis koldioxid eller andra gaser i brandsläckningsutrustning. I de komponenter där olja/vätskor förekommer är systemen slutna för att förhindra läckage. Skulle läckage uppstå samlas det upp i avsedda uppsamlingstråg som rymmer hela den potentiella kemikalievolymer. En del oljor byts ut i intervaller under driftfasen, beroende på vindkraftverkets drifttimmar och vilken typ av olja som används. Avfallsfettet som uppkommer i smörjprocessen kan samlas upp i speciella fettuppsamlingstankar och avlägsnas som en del av underhållsarbetet. Den totala mängden olja och fluider som förväntas finnas i ett vindkraftverk av storlek 20 MW uppgår till cirka 20 000 liter. Notera att de volymer som anges i tabellen i viss mån utgör uppskattningar, detta då några av de anläggningsdelar som skulle kunna vara aktuella för vindpark Ran inte finns på marknaden ännu, varför exakta uppgifter avseende volymer av olika vätskor ej finns tillgängliga.

Tabell 3. Exempel på volymer av kemikalier som kan förekomma i ett vindkraftverk med rådande storlek och estimerad framtida storlek samt för hela vindkraftverkens volymer i vindpark Ran.

Kemikalier	Estimerad mängd-rådande storlek	Estimerad mängd-framtida storlek	Estimerad mängd-hela vindparken
Transformatorolja, växellådsolja & hydraulolja	15 000 l	18 000 l	1 815 000 l
Kylvätska (vatten/glykol)	35 000 l	55 000 l	4 235 000 l
Kväve/inert gas	70 m ³ @ 1 bar	90 m ³ @ 1 bar	8 470 m ³ @ 1 bar
SF6 gas (alternativt annat isolerande medium/vakuum)	75 kg	125 kg	11 250 kg

Vid vissa väderförhållanden kan is bildas på vindkraftverkets torn och blad. Fenomenet är känt från framför allt landbaserad vindkraft. Baserat på erfarenhet från andra vindparker i området förväntas nedisning på vindkraftverkets torn och rotorblad i vindpark Ran vara minimal. För att förhindra isbildning och därmed risk för efterföljande iskast från vindkraftverkens blad kan vindkraftverken eventuellt komma att utrustas med ett isdetekteringssystem. Isdetekteringssystem kan optimera vindkraftverkets driftläge genom att till exempel justera bladets vinkel för att minimera eventuella iskast eller stänga av vindkraftverket helt. Det finns även andra metoder för att förhindra isbildning genom att till exempel leda värme från maskinhuset in i bladen eller direktvärme från komponenter installerade i eller på bladen. Det pågår även utveckling av andra metoder för att förebygga och motverka isbildning som kan finnas att tillgå under tidpunkten för anläggningen av parken.

3.2 Utmärkning av vindkraftverken

Vindkraftverken inklusive mätmaster kommer att märkas ut för luft- och sjöfart enligt gällande regelverk och föreskrifter vid tidpunkten för byggnation. Enligt nu gällande regelverk (TSFS 2020:88) ska vindkraftverk som har en höjd över 150 meter och som är placerade i parkens ytterkant förses med högintensivt vitt blinkande ljus på maskinhuset. Vindparker som är bredare än fyra kilometer behöver dessutom utrustas med högintensivt ljus inuti parken och alla övriga vindkraftverk utrustas med ett lågintensivt rött ljus. Vid en totalhöjd över 315 meter kan ytterligare belysning behövas.

Ytterligare sjösäkerhetsmärkning kan förekomma beroende på vindparkens placering i förhållande till farleder och trafikstråk, (enligt nu gällande TSFS 2017:66). Bland annat kan tornet markeras med ID-nummer, samt en gulmålad yta som markerar segelfri höjd. Vindkraftverken kan utrustas med radar (racon), mistsignal och AIS (automatic identification system).

Gällande utmärkning av vindkraftverken kommer en dialog att föras med Transportstyrelsen och Sjöfartsverket.

3.3 Mätning av metrologiska parametrar med mätmast eller LiDAR

En eller flera mätmaster kan komma att installeras för att komplettera tillgängliga vinddata från området och utgöra underlag vid detaljprojektering och val av turbiner och layout. En mätmast har vanligen en höjd som ungefär motsvarar vindkraftverkens navhöjd och installeras på samma sätt som ett vindkraftverk, med ett fundament som förankras i botten. Fundament för en mätmast är dock betydligt mindre än för ett vindkraftverk. Data från mätmaster kan även användas för att göra underlag för lastberäkningar samt i ett senare skede uppföljning av vindparkens produktion. Under installation kan mätningarna även användas som ett supplement, utöver installationsfartygens egna mätningar, för att följa upp förutsättningarna för olika lyft, där det kan finnas krav på maximala vindhastigheter.

En teknik som utvecklas snabbt och som har potential att ersätta mätmaster är LiDAR (Light Detection and Ranging). Lidarteknologin använder laser för att mäta vindhastigheten över havsytan och kräver således ingen mast. Utrustningen kan placeras antingen på ett bottenförankrat fundament eller på en flytande plattform. I dagsläget är denna mätteknik inte certifierad för att göra underlag för lastbestämningar men i framtiden förväntas detta vara möjligt.

4. Fundament

Val av fundament beror på ett flertal olika faktorer: primärt vattendjup, geologi, vind- och vågförhållanden samt miljömässigt hänsynstagande och kostnader. Eftersom både vattendjup och geologiska förutsättningar varierar inom parken kan olika typer av bottenfasta fundament bli aktuella.

OX2 har studerat områdets geologi och beräknat fundamentens ungefärliga storlekar, som blir avgörande för det fysiska anspråket fundamenten kan utgöra på botten. Som underlag har tillgänglig och framtagna information gällande geologi, vind- och vågklimat från parkområdet använts. Dimensionen av fundamenten är beräknade utifrån ett worst-case scenario. Storlekar, penetrationsdjup med mera kommer att optimeras i takt med att ytterligare undersökningar genomförs på platsen i samband med detaljprojektering. Flera olika typer av fundament kan även komma att användas inom parkområdet. Utifrån geologiska förhållanden på platsen och den teknik som är tillgänglig idag är följande bottenfasta fundament aktuella för Ran: monopilefundament (pålat eller med sugkassun, s.k. monobucket) och fackverksfundament (förankrat med pin-piles/pålar eller sugkassuner (s.k. suction buckets). Den snabba teknikutvecklingen gör det även möjligt att andra typer av fundament kan komma att bli användbara, till exempel olika typer av hybridfundament.

Nedan följer en kort beskrivning av de fundamentstyper som kan bli aktuella för vindpark Ran.

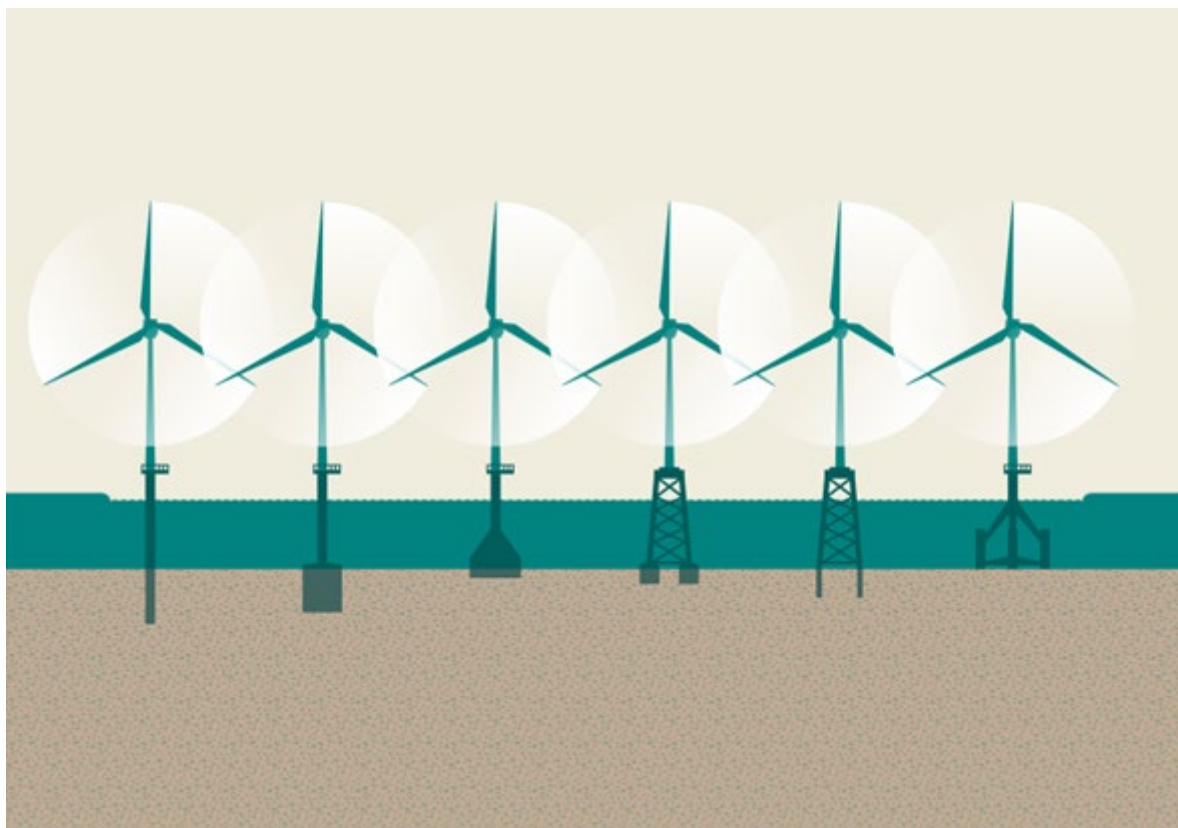
4.1 Bottenfasta fundament

Fundamentets funktion är att bära upp vindkraftverken. Bottenfasta fundament förankras i eller stabiliseras på havsbotten antingen genom pålning eller med undertryck applicerat på sugkassuner (suction buckets). Den tekniska utvecklingen har medfört att bottenfasta fundament kan byggas på allt djupare vatten. Fundament består av tre huvudsakliga delar: den nedre delen som säkrar förankringen i eller på botten, en del för att nå upp över vattenytan och den översta delen (övergångsstycke, *transition piece*) som är en övergång/förankring mellan fundamentet och tornet. Övergångsstycket kan både tillverkas i stål och betong och kan utgöras som ett separat stycke eller som ett stycke direkt integrerat i fundamentet.

Havsbottenförhållandena och vattendjupet är oftast de primära faktorer som avgör vilka bottenfasta fundamentlösningar som är lämpliga att applicera. Utifrån den teknik som är tillgänglig idag är det framför allt två olika typer av bottenfasta fundament som bedöms bli aktuella: monopilefundament och fackverksfundament.

Nedan följer en redogörelse över de typer av bottenfasta fundament som kan bli aktuella i vindparken (se även Figur 7).

- Monopilefundament: en stålcyllinder, vanligen pålad i havsbotten
- Monobucket: ett monopilefundament förankrat med sugkassuner s.k. *mono bucket* eller *suction bucket*
- Fackverksfundament med sugkassuner: en fackverksstruktur som grundläggs på tre eller fyra ben och förankras genom *suction buckets* (sugkassuner)
- Pålat fackverksfundament: en fackverksstruktur som grundläggs på tre eller fyra ben som förankras med *pinpiles*, mindre stålplålar som vanligen pålas ner i havsbotten.
- Tripodfundament (typ av hybridfundament): Förenklat en kombination av monopilefundament och fackverksfundament



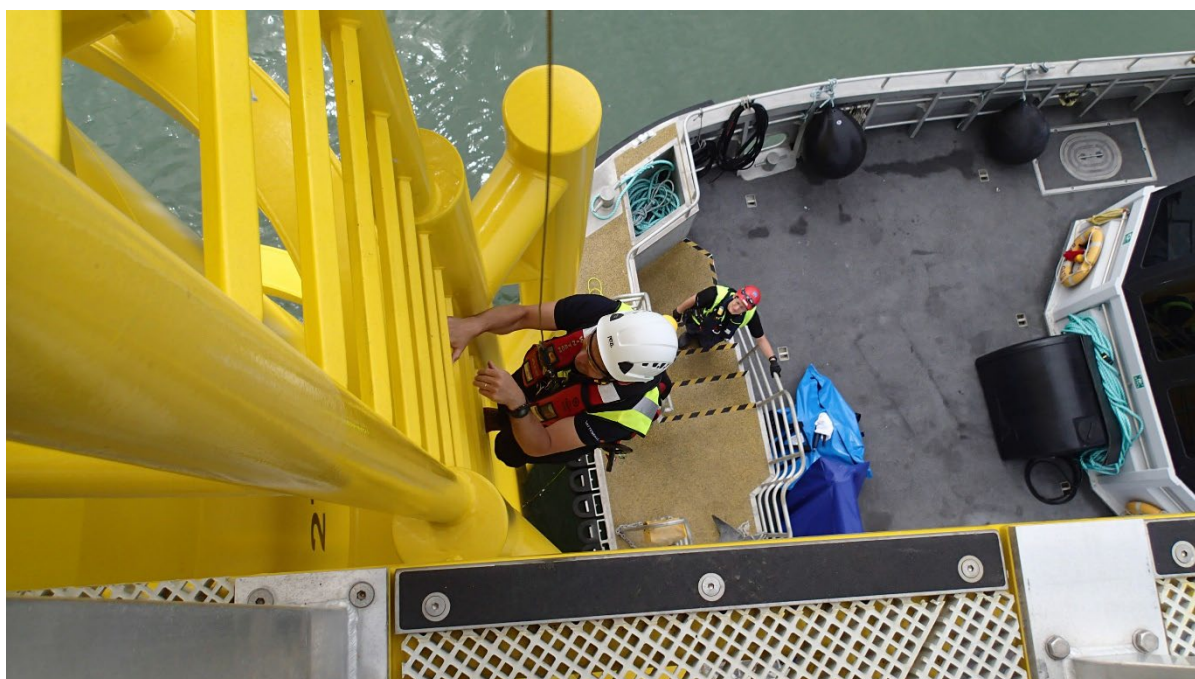
Figur 7. Exempel på olika fundamentstyper varav monopilefundament (längst till vänster) och fackverksfundament med pinpiles (andra och tredje från höger) kan komma att bli aktuella för projektet. Illustrationer: Fredrik Folkesson OX2 AB.

För att skydda fundamentet från eventuell packis kan en iskrage (*ice cone*) monteras vid vattenlinjen. På fundamentet finns också någon form av angöringssystem (*boat-landing*), mot vilken en servicebåt kan angöra och personal komma över till en plattform vid vindkraftverket (se exempel i Figur 8). Denna plattform placeras så att den inte översköljs av vatten och inte blir skadad av vågor.

Fundamentet är även utrustat med delkomponenter så som stegar, reling, kran med mera.

Anslutningen till det interna kabelnätet kan antingen placeras inne i fundamentet och dras ut mot botten eller i en så kallad j-tube, ett j-format rör på utsidan av fundamentet.

På de delar av fundamenten som är i metall kan katodiskt skyddande offeranoder användas för att förhindra oxidation och korrosion. Anoderna består av metallstavar som fästs utanpå och inuti fundamenten och består vanligen av legeringar av aluminium eller magnesium, där mindre än 5 % av vikten består av andra metaller. Istället för att fundamenten korroderar är det anoden som förbrukas och korroderar. Det finns även andra metoder för att motverka korrosion så som katodiskt korrosionsskydd med hjälp av ström. Denna metod används i sådana fall på de delar av fundamentet som permanent återfinns i vatten.



Figur 8. Vid denna typ av angöringssystem trycker båten sig mot fundamentet, personen som ska äntra vindkraftverket krokas fast sig i en säkerhetslina och börjar klättra. En person på båten övervakar processen och styr säkerhetslinan. Foto: Göran Loman.

4.1.1 Monopilefundament

Ett monopilefundament (se Figur 9) är normalt en enkel stålcylinder (*pile*) som försänks i botten genom pålning eller borrhning, alternativt en kombination av pålning och borrhning. Ett monopilefundament kan vara svagt koniskt ovanför havsytan för att passa övergången till vindkraftverket. Fundamentets diameter och förankringsdjup dimensioneras bland annat efter belastningen från vindkraftverket, geotekniska förhållanden, vattendjup samt vind- och vågförhållanden. Monopilefundament kan även kompletteras med stödlinor (*guy lines/mooring system*), som förankras i havsbotten, vilket kan möjliggöra installation i större vattendjup eller på platser med dåliga bottenförhållanden. Exempelvis pågår en utveckling av ett monopilefundament där plattformstekniken för bottenfasta fundament kombineras med tekniken för de flytande fundamentens förankrings- och plattformssystem. På så sätt kan monopilefundamenten komma att installeras till ett vattendjup om upp till 100 meter.

Ett övergångsstycke (*transition piece*) ansluter tornet mot fundamentet och justerar lutningen så att tornet hamnar helt vertikalt även om fundamentet skulle ha kommit något snett. Övergångsstycket och

fundamentet monteras ihop antingen med cementering (*grouting*), vilket innebär att en cementblandning sprutas in mellan övergångsstycket och fundamentet, eller genom bultning. En kombination av båda teknikerna kan även nyttjas.



Figur 9. Till vänster: Illustration av monopilefundament. Till höger: tillverkning av monopilefundament. I bakgrunden syns färdiga övergångsstycken. Källa: COWI.

Monopilefundament lämpar sig bäst vid bottensubstrat som utgörs av stenblandad lera, sand, silt, grus och mjukt berg, med fast underliggande skikt. Tekniken är olämplig vid berghäll, hög förekomst av block eller vid särskilt mjuka bottenar i den djupare geologin (Hammar et al. 2008). För att förhindra erosion kan erosionsskydd anläggas runt fundamentet, se avsnitt 4.3. Fundamentet skyddas från korrosion vanligen genom en kombination av att det målas i korrosionsskyddande färg och att anoder används.

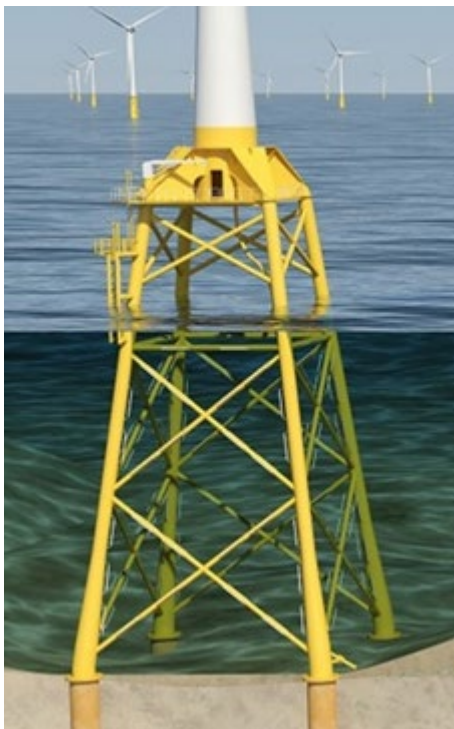
Tekniken med monopilefundament är väl beprövad och av befintliga havsbaserade vindparker i drift är grundläggning med monopile den vanligast förekommande tekniken. I närheten av svenskt vatten har monopilefundament bland annat använts vid vindparken Anholt i Danmark, vid danska Kriegers flak och på den tyska parken Baltic 2 (vid Kriegers flak) vid gränsen till Sverige, samt vindparken Arkona, sydväst om Rönne.

För att minska kostnader, storlek och mängden material optimeras vanligen varje fundament efter platsens specifika förutsättningar. Den monopile som kan bli aktuell vid vindpark Ran för ett vindkraftverk med en rotor på 310 meter bedöms ha en diameter om cirka 12 meter (upp till 14 meter) och ett penetrationsdjup om cirka 70 meter. Totalvikten har beräknats till cirka 3700 ton beroende på val av vindkraftverk samt vattendjupet på den enskilda positionen. Vikten för övergångsstycket är cirka 500–725 ton. Erosionsskyddets diameter beräknas vara cirka 48 meter med en tjocklek på cirka 1,5 meter.

4.1.2 Fackverksfundament

Fackverksfundament är en nätverkskonstruktion av stålrör/balkar, som normalt förankras i botten genom pålning eller borrhning (se Figur 10). De fackverksfundament som kan bli aktuella för vindpark Ran har en bottenbredd på cirka 30–50 meter. Tekniken härstammar från oljeindustrin och är därför anpassad och beprövad på stora djup, ofta över 40 meter. Stålrören i konstruktionen fixeras normalt i varandra genom svetsning. Fackverksfundament till vindkraftverk har idag vanligen tre eller fyra ben.

Fackverksfundamentet har inget separat övergångsstycke utan detta är direkt integrerat i fundamentet och utgörs då av fundamentets överdel.



Figur 10. Illustration av fackverksfundament med pin-piles. Källa: COWI

Fackverksfundament förankras i botten genom att tre till fyra stålrör, pinpiles, pålas fast i bottensedimentet varefter hela stålkonstruktionen kan monteras i ett stycke. På hård botten kan borring av pålarna förekomma. Pålarna estimeras ha en diameter på cirka 5 meter, med ett penetrationsdjup ner till cirka 80 meter. Om geologin samt övriga förutsättningar gör det möjligt kan fackverksfundament förankras i havsbotten med sugkassuner. En sugkassun är en stål- eller betongcylinder som med hjälp av undertryck sugas ned i havsbotten. Sugkassunerna uppskattas ha dimensioner om mellan cirka 12–17 meter i diameter och ett penetrationsdjup om upp till cirka 15 meter.

Behovet av erosionsskydd i form av sten eller motsvarande kommer utredas senare i projektet och kan tillkomma. Sådant erosionsskydd är cirka 25 meter i diameter för pin-piles och cirka 50–60 meter i diameter för sugkassuner.



Figur 11. Fackverksfundament vid kaj. Källa: COWI.

4.1.3 Tripodfundament (exempel på hybridfundament)

Tripodfundament, en typ av hybridfundament, består av en central påle (liknande ett monopilefundament) kopplad till tre ben som är förankrade i botten, vilket resulterar i att belastningen kan fördelas över en större yta. Benen på ett tripodfundament är oftast av mindre dimension än cylindern för ett monopilefundament. Tripodfundamentet finns i flera olika utföranden där bland annat sammankopplingen av ben och central påle skiljer sig åt. Bottenanspråket för ett tripodfundament skiljer sig inte nämnvärt från monopilefundament och/eller fackverksfundament. Tripodfundament kan i framtiden vara ett möjligt alternativ för vindpark Ran.

Även andra typer av hybridfundament kan komma att bli aktuella. Exempelvis pågår en teknikutveckling av fundament som kombinerar stål och betongstrukturer, liknande gravitationsfundament (se Figur 7), fast anpassat för djupare vattenförhållanden (kring 60 meter). Bottendelen av fundamentet består av en betongstruktur medan stycket som ansluter mot vindkraftverket består av stål. Fundamenten utformas för att ställas direkt på havsbotten.

4.2 Jämförelse av bottenfasta fundament

Vid anläggning av fundament och erosionsskydd kommer en bottenyta att tas i anspråk. I Tabell 4 visas en jämförande tabell för olika fundamentalternativ och deras bottenanspråk samt penetrationsdjup.

Tabell 4. Jämförelse av bottenfasta fundament gällande bottenanspråk och installationsmetoder för 121 stycken vindkraftverk. Uppgifterna som anges är uppskattningar/ungefärliga. Transition piece (TP), är en övergångsstruktur som används mellan monopile fundamentet och tornet på vindkraftverket.

Exempel/referensturbin; 15MW	Monopile (TP)	Monopile (TP less)	Fackverk (pålning)	Fackverk (sugkassun)
Projektområde total yta (km ²)	327	327	327	327
Antal	121	121	121	121
Dimensioner bredd x-led (m)	10	12	32	32
Dimensioner bredd y-led (m)	10	12	32	32
Förankringspunkter	1	1	4	4
Förankringspunkt, bottendiameter (m)	10	12	4,5	17
Bottendiameter med erosionsskydd (m)	40	48	21,6	60
Penetrationsdjup (m)	60	60	55	10
Pålning	Ja	Ja	Ja	Ja
Borrning	Eventuellt	Eventuellt	Eventuellt	Eventuellt
Sedimentspridning	Eventuellt	Eventuellt	Eventuellt	Eventuellt
Muddring	Eventuellt	Eventuellt	Eventuellt	Eventuellt
Sediment (m ³)	4 710	6 782	3 497	363
Totalt parkområde sediment (m ³)	569 910	820 670	423 158	43 921
Bottenanspråk (km ²)	0,010	0,014	0,008	0,11
Bottenanspråk med erosionsskydd (km ²)	0,152	0,219	0,177	1,368
Bottenanspråk (m. erosionss.) förhållande till parkområde	0,046%	0,067%	0,054%	0,418%

4.3 Erosionsskydd

Lokala vattenströmmar som uppstår runt tillskapade strukturer på botten kan riskera att spola bort sediment, vilket är av nackdel för strukturens stabilitet. I anslutning till bottenfasta fundament anläggs därför vanligen erosionsskydd (*scour protection*) för att förhindra erosion: underminering och utgrävning av havsbotten kring anlagt material.

Utformning och behovet av erosionsskydd varierar beroende på fundamentstyp, material, strömmar samt rådande havsbottenförhållande. Den vanligaste typen av erosionsskydd är lager av sten och säckar med sand eller grus i varierande storlek som läggs runt basen på fundamentet eller ankaret. Installation sker med ändamålsenligt fartyg som placerar ballasten på platsen. Det pågår även forskning kring utveckling av alternativa typer av erosionsskydd, exempelvis geotextilier. Utformning och val av erosionsskydd fastställs slutgiltigt under detaljprojekteringen i ett senare skede av projektet. Exempel på utbredning av erosionsskydd för olika fundament har angetts i anslutning till beskrivningarna av fundamenten.

För att lägga ut erosionsskydden används ett särskilt slags fartyg, en Fall Pipe Vessel (FPV), vilket har utvecklats inom branschen specifikt för detta ändamål. Arbetet sker således under en kontrollerad process. Beroende på exakt vilket fartyg som används kan ett FPV lägga ut stenar med en storlek om upp till 40 centimeter och operera i vattendjup från cirka 50 till 2 200 meter. Säckar med sand eller grus kan även sänkas nedtill botten med hjälp av ett installationsfartyg.

4.4 Vindpark Ran och biodiversitet

Fasta strukturer och ytor inom vindparken såsom fundament, erosionsskydd och kabelskydd kan fungera som konstgjorda rev, även kallat artificiella rev, som kan attrahera och gynna olika marina organismer.

OX2 utreder möjligheterna att anpassa fundament, erosionsskydd och eventuellt kabelskydd för att öka reveffekten utifrån platsspecifika förhållanden. Även fristående (*eng. stand-alone*) artificiella strukturer inom parken utreds som ett alternativ. I nedanstående avsnitt redogörs för exempel på anpassningar som kan bidra till en ökad reveffekt inom vindparken. Slutliga anpassningar och eventuella lösningar kommer att fastställas under detaljprojekteringen i ett senare skede av projektet.

4.4.1 Fundament och reveffekter

Dagens erfarenheter av reveffekter i samband med havsbaserad vindkraft kommer i huvudsak från studier kring vindkraftverk med fasta fundament. Den huvudsakliga skillnaden mellan vindkraftverks fundament och många andra artificiella rev, så som fristående strukturer på botten, är att fundamentstrukturen förekommer i hela vattenkolumnen från botten till ytan. Detta skapar förutsättningar för både djuplevande och ljusberoende arter att etablera sig.

Dagens bottenfasta fundament tillverkas vanligen av stål eller betong, alternativt en kombination av dessa. Oavsett om ytstrukturen utgörs av betong eller stål har studier visat att olika typer av fastsittande organismer kan etablera sig på fundamenten. Studierna visar dock att obehandlad betong som har en grövre och mer heterogen yta initialt tenderar att koloniserar snabbare av fastsittande arter jämfört med stål eller behandlad betong som har en slätare yta. Trots att koloniseringen generellt sett går fortare på ett grövre substrat kommer slätare strukturer över tid att täckas av fastsittande arter om förhållandena är gynnsamma (Bergström, o.a., 2022).

Val av fundament för vindpark Ran beror på flera olika faktorer, primärt: havsbottenförhållanden så som geologi och bottenpografi samt vattendjup. Slutgiltigt val kommer att bestämmas under detaljprojekteringen i ett senare skede i projektet.

4.4.2 Erosionsskydd och kabelskydd

Erosionsskydd som kan komma att läggas runt fundamentens bas kan ge upphov till nya hårdbottenmiljöer, vilka kan bidra till en lokal ökning av arter genom att djur och vegetation fäster sig vid eller attraheras till erosionsskydden, det vill säga en möjlig reveffekt. Det finns flera typer av erosionsskydd och kabelskydd, se avsnitt 4.3 och avsnitt 8.3.6.1. Den vanligaste typen av erosionsskydd utgörs av ett lager med mindre stenar och ovanpå det ett lager med större stenar. Det finns även erosionsskydd som är speciellt framtagna för att fungera som en kombination av erosionsskydd och artificiella rev, så som geotextilier. Utöver de traditionella erosionsskydden undersöks andra typer, exempelvis metoden att placera lämpliga strukturer på eller i anslutning till traditionella erosionsskydd, exempelvis betongrör eller betongblock med hål. Om möjligt kan bygg- och rivningsavfall komma att användas som strukturer, förutsatt att de bedöms lämpliga utifrån lokala förhållanden och tekniska krav.

Motsvarande anpassningar kan också appliceras på eventuella skydd för kablar inom vindparken, vilket ytterligare förstärker möjligheterna för en uttalad reveffekt.

Behovet och anpassningen av erosionsskydd varierar till följd av bland annat fundamentstyp och bottensubstrat och kommer fastställas under detaljprojekteringen i ett senare skede av projektet.

4.4.3 Fristående artificiella strukturer

Som ett komplement till att undersöka anpassning av befintliga strukturer, såsom fundament och erosionsskydd, undersöker OX2 möjligheten att placera ut fristående artificiella strukturer inom vindparken för att bidra till naturpositiva åtgärder. Eftersom fristående artificiella strukturer saknar de

primära funktionskraven som exempelvis fundament och erosionsskydd har, kan de till större utsträckning anpassas utifrån platsspecifika förhållanden och för speciella arter.

De fristående strukturerna kan komma att placeras på botten eller utgöra flytande artificiella substrat. Behovet och utformningen av fristående artificiella strukturer varierar beroende på bland annat lokal artsammansättning och initiala förhållanden i det aktuella området. Huruvida det blir aktuellt att placera ut fristående artificiella strukturer kommer att bestämmas under detaljprojekteringen i ett senare skede i projektet.

5. Plattformer

Inom vindparksområdet kan upp till 4 havsbaserade högspänningsplattformer (transformator-/omriktarstationer) installeras, bestående av högspänningsplattformer. Antalet plattformer beror på parkens slutgiltiga teknikval för anslutningen samt slutgiltig kapacitet för park och plattform. De interna kablarna som utgår från vindkraftverken förs samman till plattformarna för vidare överföring in till land.

En plattform består typiskt sett av ett fundament och en överbyggnad. Dimensionen av överbyggnaden varierar beroende på till exempel leverantörer, effekt och vilka komponenter plattformen ska rymma. Plattformarna kan vara stora och det finns exempel på plattformer med en längd på 100 meter och en bredd på 100 meter och med en höjd ovanför vattenytan på upp till 100 meter. Frigången mellan plattformen och vattenytan ska säkerställa att vågor inte kan slå upp i botten. Om överbyggnaden installeras med ett kranfartyg så är vikten på överbyggnaden begränsad till kranfartygens lyftkapacitet på cirka 22 000 ton. Självinstallerande plattformer eller float-over har inte samma tydliga begränsning på storlek och vikt.

Plattformen eller plattformarna kommer att märkas i enlighet med gällande regelverk så att de blir synliga för båt- och flygtrafik.

5.1 Högspänningsplattformer

Högspänningsplattformer för växelström omnämns vanligen som transformatorstation medan de för likström omnämns som omriktarstation. De tillgängliga fundamentstyperna för plattformen kan vara av samma eller snarlika typ som för vindkraftverken. Överbyggnaden tillverkas på land och innehåller högspänningskomponenter och hjälpsystem.

Transformatorstationen innehåller bland annat utrustning för att höja spänningen. Den lägre spänningen i internkabelnätet transformeras till en högre spänningsnivå inför utmatning till anslutningskabeln. Den högre spänningsnivån är viktig för att reducera förluster som uppstår vid överföring av elektricitet över längre distanser. Från transformatorstationen utgår anslutningskablar som överför elektriciteten från vindparken till anslutningspunkt på land.

Om överföringen till land sker med högspänd likström istället för växelström ingår omriktare som en del av den elektriska utrustningen. Denna liknar till utformning en större transformatorstation. Omriktarstationen konverterar växelströmmen som genereras vid vindkraftverken till likström. Det kan förekomma både separata plattformer/stationer för omriktning eller så kan all teknik för transformering och omriktning med mera implementeras på samma plattform. Sker omriktningen av strömmen på separata plattformer, anläggs växelströmskablar mellan transformatorstationen/erna och omriktarstationen/erna. Separata plattformer för omriktning respektive transformering kan placeras bredvid varandra och kan exempelvis förbindas med en s.k. gang-way (landgång).

Högspänningsplattformarna innehåller kemikalier, exempelvis transformatorolja till transformatorer och reaktorer. I Tabell 5 och Tabell 6 presenteras estimerade mängder för transformatorstationer och omriktarstationer.

Tabell 5. Exempel på volymer av kemikalier som kan förekomma i HVAC högspänningsplattformar (upp till 1500MW per plattform).

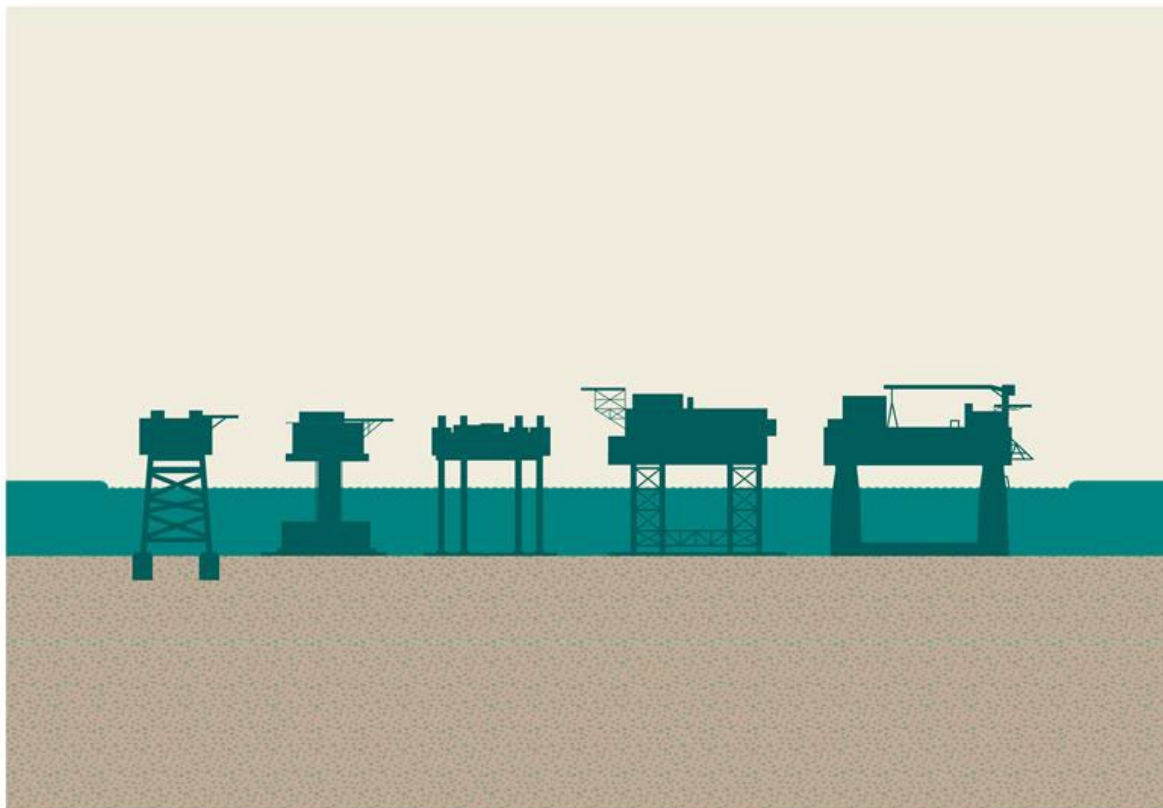
Transformatorplattform (HVAC)	1 st	2 st
Transformatorolja till transformatorer och reaktorer (liter)	800 000 l	1 600 000 l
Dieselloolja (liter)	40 000 l	80 000 l
Glykolvatten (liter)	25 000 l	50 000 l
Inert gas (m³)	1 000 m ³	2 000 m ³
SF₆ gas (alternativt annat isolerande medium/vakuum) (kg)	25 000 kg	50 000 kg

Tabell 6. Exempel på volymer av kemikalier som kan förekomma i HVDC högspänningsplattformar (upp till 1500MW per plattform).

Likriktarplattform (HVDC)	1 st	2 st
Transformatorolja till transformatorer och reaktorer (liter)	800 000 l	1 600 000 l
Dieselloolja (liter)	70 000 l	140 000 l
Glykolvatten (liter)	50 000 l	100 000 l
Inert gas (m³ @ 1bar)	2 500 m ³	5 000 m ³
SF₆ gas (alternativt annat isolerande medium/vakuum) (kg)	60 000 kg	120 000 kg

5.2 Fundament för plattformar

De fundamentstyper som finns tillgängliga för havsbaserade plattformar är ofta snarlika de som finns för vindkraftverken. Fundamenten till plattformarna dimensioneras med hänsyn till de laster som utformning och miljön ger upphov till, samt den verksamhet som bedrivs. I Figur 12 illustreras hur plattformen och fundament kan vara utformade. Åtkomst sker antingen via fartyg eller med helikopter. Plattformarna kan därför komma att utrustas både med angöringssystem för båt och/eller med helikopterplatta. Slutligt antal, utformning och placering av plattformarna kommer att bestämmas under vindparkens detaljprojektering och baseras på bästa tillgängliga teknik för strömöverföring, storlek och antal vindkraftverk, bottenförhållande samt optimal dragning av kablar.



Figur 12. Exempel på olika fundament och utformning av havsbaserade högspänningsplattformar. Illustratör: Fredrik Folkesson OX2 AB.

5.2.1 Fackverksfundament med överbyggnad

Plattformen består av två delar, ett fackverksfundament och en överbyggnad (själva plattformen). Dessa delar kräver stora kranfartyg för att kunna installeras. Största lyftkapacitet från befintliga kranfartyg är cirka 22 000 ton, vilket därmed begränsar överbyggnadens storlek/vikt, och därmed finns även en begränsning på payload (netto vikt/vikt som kan nyttjas) i plattformen på cirka 15 000 ton. Övrig vikt är stål och hjälp- och sekundärsystem.

Sker installationen genom principen *topside float-over* (se beskrivning i avsnitt 8.3.5.1) undviks användandet av kranar och således kan högre vikter på överbyggnaderna förekomma.

5.2.2 Självinstallerande plattform/stödbensfundament

Självinstallerande plattformar är inte i behov av något kranfartyg eller större installationsfartyg för att installeras då benen har en självinstallerande (jack-up) funktion som lyfter upp plattformen till installerat läge. Däremot är det normalt att plattformen bogseras på en större pråm eller fartyg fram till positionen. Viktbegränsningarna blir därmed inte lika begränsade som för en plattform med separat överbyggnad, utan storleken blir mer en avvägning av kostnadseffektivitet och andra faktorer.

5.2.3 Gravitationsfundament

Fundament för plattformar kan utformas som gravitationsfundament, vilka förankras mot botten med hjälp av ballast. Således krävs ingen djup försänkning i havsbotten. Gravitationsfundament kräver eventuellt en viss bearbetning av havsbotten. Fundamenten bogseras vanligtvis till platsen med båt eller pråm. Fundamenten kan levereras till platsen, komplett med ballast monterat i bottendelen alternativt levereras utan ballast. Levereras fundamentet utan ballast, fylls ballast på efter det att fundamentet har ställts på plats.

Fundamenten har bottendimensioner kring cirka 95x95 m. Erosionsskydd kan komma att anläggas runt fundamenten. Erosionsskyddets bredd uppskattas till cirka 40 meter vilket resulterar i bottendimensioner om cirka 135x135 meter. Fundamentets botten är ihålig vilket innebär att totalt bottenanspråk inte motsvarar hela bottenytan om 95x95 meter utan cirka två tredjedelar av totala bottenytan.

5.2.4 Ianspråktagen bottenyta av fundament till transformatorstationer och plattformar

I Tabell 7 redovisas preliminärt estimerat ianspråktagande av de ytor som krävs för högspänningsplattformar av typen fackverkskonstruktion med pin-piles och typen gravitationsfundament.

Tabell 7. Exempel på ianspråktagen yta för transformatorstationer och/eller omriktarstationer och övriga plattformar. Uppgifterna i tabellen är cirka-uppgifter.

	Plattformar Fackverksfundament med pin-piles	Plattformar Gravitationsfundament
Antal plattformar	4	4
Förankringspunkter & bottendiameter (cirka)	16 pålar 6 meter i diameter	N/A
Erosionsskydd (cirka)	24 meter i diameter per påle	40 meter
Bottenanspråk (cirka)	0,002 km ²	0,024 km ²
Bottenanspråk med erosionsskydd (cirka)	0,029 km ²	0,061 km ²
Bottenanspråk i förhållande till projektområdet (cirka)	0,009 %	0,02 %

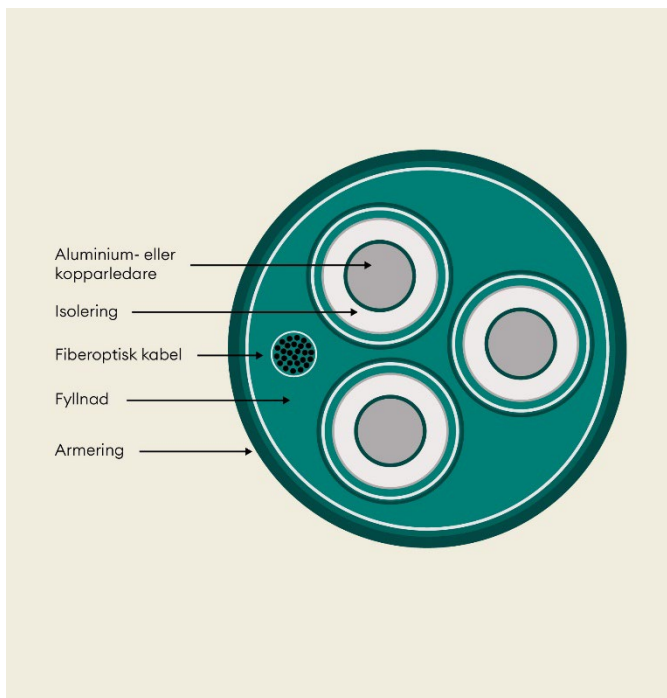
6. Internt kabelnät

6.1 Internt kabelnät

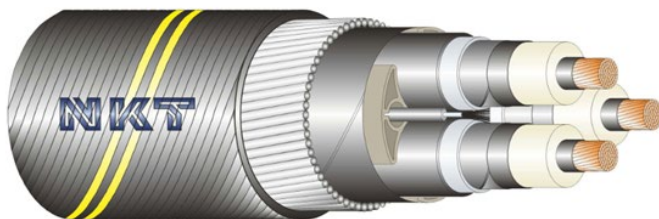
Det interna kabelnätet utgör förbindelsen mellan vindkraftverken och de havsbaserade transformatorstationerna, genom att sammankoppla enstaka vindkraftverk i strängar eller grupper (också kallad radialer) som sedan kopplas till transformatorstationen. Kablarna kan antingen vara armerade sjökablar, som vanligtvis används vid havsbaserade installationer, men kan även bestå av lättare armerade landkablar som förläggs i skyddande rör.

6.2 Kabelns uppbyggnad

Vanligtvis består det interna kabelnätet av en armerad treledarkabel, med trefaskablar av vald dimension, se Figur 13 och Figur 14. Kärnan består av en koppar- eller aluminiumledare som är isolerad med PEX (plast) eller EPR (gummi). Ytterst har faskablarna en skärm som skyddas av ett plastlager (PE-lager). Hålutrymmen mellan faserna fylls upp av profiler eller garn för att göra kabeln rund och därefter skyddas kablarna med armering vilken vanligtvis utgörs av galvaniserade ståltrådar. Ytterst läggs ett transportskydd av garn eller PE. I ett av hålutrymmena placeras en tub med optofiber som används för styrning och kommunikation av vindkraftverken och plattformarna. Allmänt förekommande dimensioner, oavsett spänningsnivå, för internt kabelnät är en ledar-area på mellan 185 och 2 000 mm² men även mindre och större areor förekommer.



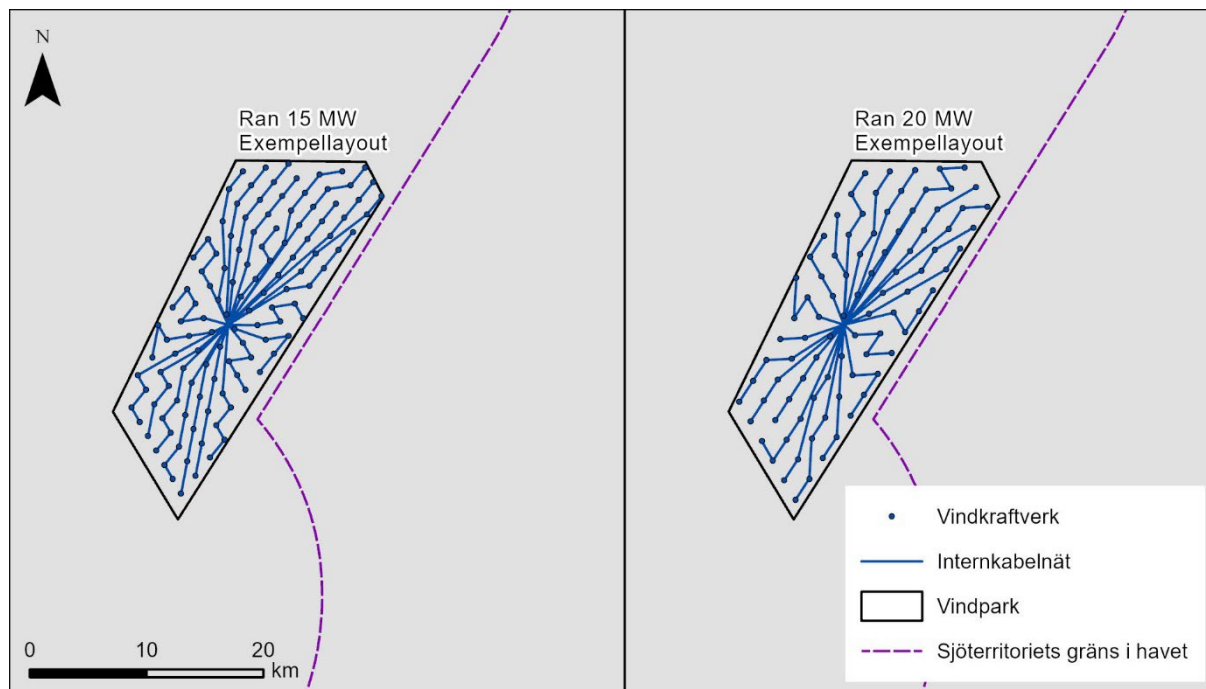
Figur 13. Schematisk genomsnitt av kabel. Illustratör: Fredrik Folkesson OX2 AB.



Figur 14. Tvärsnitt av en sjökabel. Källa: NKT.

Den sammanlagda längden på det interna kabelnätet beror på vindkraftverkens spänningsnivå, effekt och antal. Även andra faktorer, som till exempel bottenens beskaffenhet, kan påverka kabelnätets längd. Det vill säga om botten är väldigt kuperad, eller om det finns områden som ska undvikas, krävs mer kabellängd. Faktorerna påverkar val av kablar och kabeltyp eftersom det avgör hur många vindkraftverk som kan förbindas via samma radial. Utifrån den kabelteknik som finns tillgänglig idag, kan internkabelnätet exempelvis bestå av 66 kV-kablar, vilka kan överföra en samlad effekt på cirka 80–90 MW per radial. Det betyder att fem 15 MW vindkraftverk kan anslutas längs samma radial. Spänningsnivån hos internnätskablar förväntas i framtiden vara cirka 132 kV. Detta skulle göra att den totala överföringskapaciteten för varje kabel ökar och på så sätt reduceras antalet radialer och därmed den totala längden kablar. I Figur 15 visas exempel på parkutformningar och tillhörande internkabelnät,

bestående av 66 kV-kablar. I nedanstående layout har 66 kV antagits som ett s.k. värsta-fallsscenario.



Figur 15. Exempel på internkabelnät inom vindpark Ran. Exemplet till vänster visar 121 vindkraftverk, med 66 kV-kablar och en högspänningsplattform. Exemplet till höger visar 90 vindkraftverk, med 66 kV-kablar och en plattform. Kabellängden i exemplet med 121 vindkraftverk är upp till 400 km. Källa: Lantmäteriet.

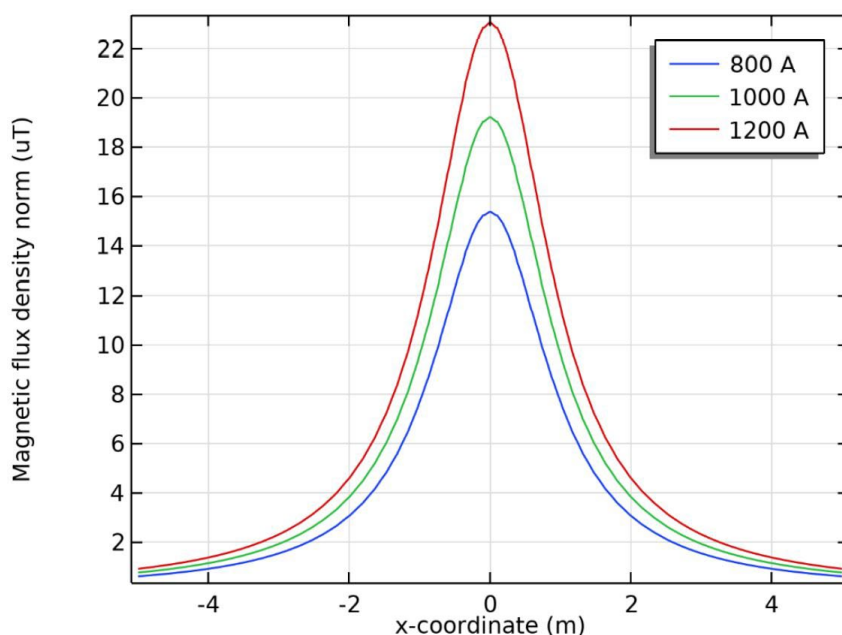
6.3 Sammanlänkning-/redundanskablar

För att vindparken ska ha en optimal redundans så kan det förekomma att högspänningsplattformar kopplas ihop av sammanlänkningskablar. Det innebär att om en plattform är ur drift, på grund av exempelvis fel på anslutningskabeln eller service på en transformator, så kan produktionen från den högspänningsplattformen kopplas via en annan transformatorstation som är i drift, för vidare transmission in till land. Vid drift i redundansläge kommer högspänningsplattformens maxkapacitet vara avgörande för effekten som kan produceras.

6.4 Elektromagnetiska fält från internkabelnät

Statiska kablar (nedgrävda kablar)

Växelströmskablar genererar elektromagnetiska fält som varierar med den momentana strömbelastningen i kabeln. Spänningsnivån genererar inte något magnetfält, där av saknar en obelastad kabel i stort sett magnetfält. Dagens kabeldimensioner för internkabelnät är 800 Ampere men för att ta höjd för framtida utveckling av kabeldimensioner har beräkningar genomförts även för starkare ström, upp till 1200 Ampere. Högst magnetfält för en nedgrävd kabel genereras rakt ovanför kabeln, cirka 23 μT . Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka fyra meter från centrumlinjen är magnetfältet under 1 μT , se Figur 16. Beräkningarna är gjorda för en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten och där kabeln endast skyddas av mekaniskt kabelskydd blir magnetfältet starkare.



Figur 16. Magnetfältets styrka vid havsbotten över kabeln för det interna kabelnätet, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

7. Anslutningskablar (exportkablar)

Anslutningskablarna utgår från högspänningsplattformarna. Plattformarna placeras inom parkområdet vilket innebär att några kilometer av anslutningskablarna kommer att finnas inom parkområdet.

När elektriciteten transformerats och eventuellt omriktats överförs den via en eller flera anslutningskablar till en eller flera anslutningspunkter på land. Kablarnas antal och utformning beror bland annat på vilken teknologi (HVAC—high voltage alternating current, högspänd växelström eller HVDC—high voltage direct current, högspänd likström) som används samt spänningsnivå. Anläggning av anslutningskablar är en följdverksamhet som beskrivs överskådligt men som kommer att prövas separat.

7.1 Anslutningskablarnas uppbyggnad

Antalet kabelförband för vindpark Ran kommer att bestämmas utifrån parkens slutgiltiga kapacitet och med vilken spänningsnivå som elektriciteten kan överföras samt om överföringen sker med likström eller växelström.

För en växelströmsanslutning har varje kabel till havs en diameter om cirka 30 centimeter (cirka 1 000 mm² ledarearea). Kabelförbanden kan utgöras av en trefaskabel eller av tre stycken enfaskkablar för växelström. Idag är en spänningsnivå om upp till 220 kV vanligast förekommande men det förekommer även utveckling hos kabeltillverkare att öka spänningen upp till 400 kV även för sjökablar.

Likströmsöverföring används vanligen vid överföring mellan länder och för längre sträckor samt vid överföring av stora effekter, då förlusterna blir mindre än vid växelström. Vid en likströmsanslutning utgörs kabelförbandet vanligtvis av tvåpoliga kablar (+ och -). För överföring vid högre spänningsnivåer, exempelvis 525 kV, kan även en tredje kabel (neutral) ingå i kabelförbandet. Kabelns ledarearea är cirka 1000–2500 mm² och ytterdiametern är cirka 15–20 centimeter. Kabelspänningen förväntas att bli upp till 525 kV HVDC.

Separationsavståndet mellan varje kabelförband är cirka 100–300 meter.

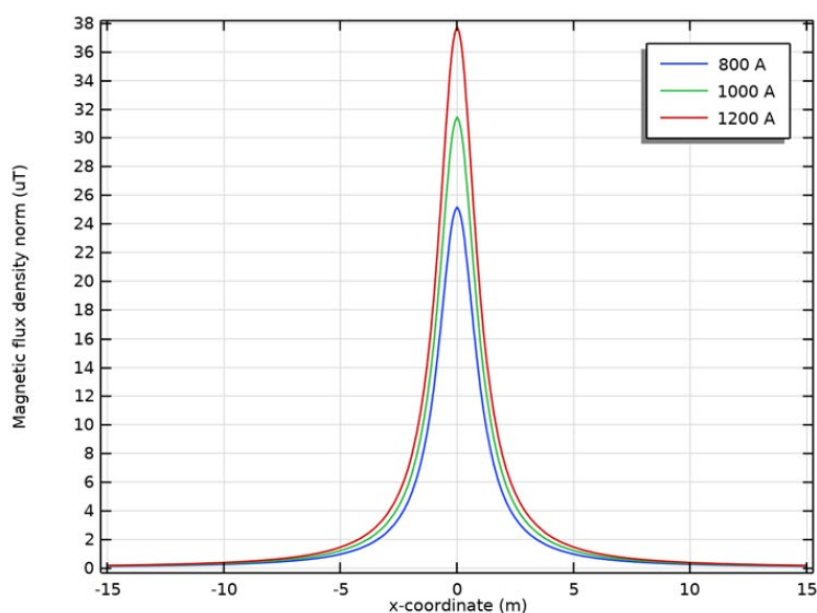
7.2 Elektromagnetiska fält från anslutningskablar

Ström genom kablar genererar ett magnetfält som varierar med den momentana strömbelastningen i kabeln samt med konstruktionen av kabeln. Både växelströms- och likströmskablar genererar elektromagnetiska fält. Växelström genererar ett växlande magnetfält medan likström genererar ett statiskt magnetfält. Nedan presenteras preliminära beräkningar för anslutningskablar. Detaljerade magnetfältsberäkningar kommer att utföras i samband med tillståndsansökan för anslutningskablarna.

7.2.1 Växelström

Spänningsnivån genererar inte något magnetfält, därav saknar en obelastad kabel i stort sett magnetfält. Högst magnetfält genereras rakt ovanför kabeln, av 1200 Ampere cirka 37 μT , se Figur 17. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 15 meter från centrumlinjen är magnetfältet under 0,4 μT . Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten. Där kabeln inte förläggs i havsbotten utan skyddas med kabelskydd är magnetfältet starkare än visat nedan.

Eftersom separationsavståndet mellan kablarna är långt, påverkar magnetfältet från en kabel inte en annan kabel, därav uppstår inga kumulativa effekter. Figur 17 visar således endast magnetfältet från en kabel.

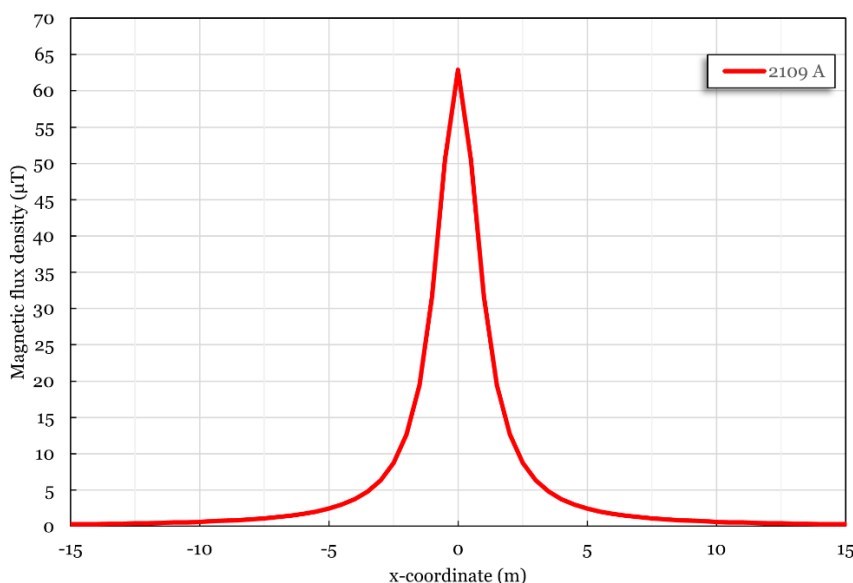


Figur 17. Magnetfältets styrka över en växelströmskabel vid havsbotten beräknad vid maximal strömbelastning, för en 245 kV kabel, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

7.2.2 Likström

För likströmskablar har beräkning gjorts för ett likströmsförband med två poler (en plus och en minuspol), dessa två poler har placerats sida vid sida. Strömstyrkan vid beräkningar har varit 2109 Ampere. Högst magnetfält genereras rakt ovanför förbandet, cirka 63 μT , se Figur 18. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 12,5 meter från centrumlinjen är magnetfältet under 0,4 μT .

Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten. Där kabeln inte förläggs i havsbotten utan skyddas med kabelskydd är magnetfältet starkare än visat nedan.



Figur 18. Magnetfältets styrka över ett likströmsförband vid havsbotten beräknad för strömstyrkan 2109 Ampere. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

8. Verksamhetens faser

Etablering av vindpark Ran kommer att ske i olika faser. Projektet befinner sig för närvarande i tillståndsfasen som efterföljs av anläggningsfasen, driftfasen och därefter avvecklingsfas. I följande avsnitt beskrivs fasernas aktiviteter i stora drag. Parken planeras att byggas ut succesivt.

8.1 Anläggningsfas

Anläggningsfasen innehåller detaljprojektering, tillverkning och installation av komponenter. I detaljprojekteringen ingår även undersökningsaktiviteter, s.k. anläggningsundersökningar, som behövs för den detaljerade designen av till exempel fundament och inför anläggandet av vindparken. Anläggningsundersökningarna planeras ske kampanjvis under detaljprojekteringen. Anläggningsfasen av hela vindparken innefattar bland annat detaljprojektering av designen för vindparken, design av fundament, val av vindkraftverk, kablar, plattformar, upphandling av de ingående komponenterna med tillhörande ledtider samt koordinering av elanslutningen tillsammans med Svenska kraftnät. Varje moment fram till dess att själva installationen (den faktiska byggfasen) kan påbörjas är därmed omfattande och tar, var för sig, flera år i anspråk, inte minst på grund av de långa ledtiderna. Själva installationen av vindkraftverken med tillhörande fundament, vilket är den period då den absoluta merparten av påverkan på omgivningen uppstår, är det moment under anläggningsfasen som tar kortast tid i anspråk.

8.1.1 Detaljprojektering

I detaljprojekteringen tas en slutlig utformning av parken fram. Komponenterna anpassas utifrån tekniska krav samt utifrån plats specifika förutsättningar såsom geologi, hydrologi och väderförhållanden och dimensioneras för att klara extremfall för temperatur, vindhastigheter, våghöjd med mera enligt gängse standard. Därtill kommer att beaktas vad de pågående klimatförändringarna kan innebära för förändringar, i form av exempelvis havsytans nivå och temperatur. Vindklimat, såväl den genomsnittliga

vindhastigheten som förekomsten och styrkan av extrema vindhändelser, kommer även det att beaktas. Den slutliga designen ska även säkerställa en minimal miljöpåverkan.

Det finns idag en rad etablerade standarder specifikt för havsbaserad vind. I Tabell 8 nedan visar några exempel på etablerade och relevanta industristandarder som kan komma att utnyttjas vid detaljprojektering av parken, samt i andra skeden. Exakt beslut om vilka standarder som utnyttjas beslutas i ett senare skede.

Tabell 8. Exempel på ett urval av specifika standarder för havsbaserad vindkraft

Teknologi / aktivitet	Standard
Vindkraftverk	IEC 61400 serien
Fundament	DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines
Sjökablar	DNVGL-ST-0359 Subsea power cables for offshore wind power plants
Havsbaserad transformatorstation	DNVGL-ST-0145 Offshore substations
Marina operationer	DNVGL-ST-N001 Marine operations and Warranty
Säkerhetsmärkning och belysning	TSFS 2020:88 Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om märkning av föremål som kan utgöra en fara för luftfarten
Elektriska installationer	IEC 62305-2: Protection against lightning IEC 62477-1: Safety requirements for power electronic converter systems and equipment
Vindmätning och vågmätning	DNV0437: Loads and site conditions for wind turbines

Från detaljprojektering till driftsättning kommer projektcertifiering genomföras av en tredje part för att verifiera att vindparken och dess komponenter lever upp till de standarder parken är designad utifrån. Certifiering kan inkludera *design basis*, tillverkning, driftsättning etc. och kan följa de i tabellen presenterade standarderna eller motsvarande.

Som en del av detaljprojekteringen kommer en rad analyser genomföras. För pålade fundament kommer en så kallad *pile driveability analysis* genomföras. Syftet är att fastställa val av hammare, och slagenergi samt analysera varje positions geologiska profil för att avgöra hur pålen ska nå sitt penetrationsdjup med ett lämpligt antal slag utan att skapa inre spänningar i pålen som är utanför pålens designparametrar.

8.1.2 Anläggningsundersökningar

Som underlag för design av energiparken kommer det behöva genomföras undersökningar av parkområdet. Syftet med undersökningarna är att erhålla detaljerad information inför slutlig konstruktion och installation av anläggningen samt för kontroll av anläggningsarbeten. Undersökningarna planeras att utföras kampanjvis.

Geofysiska och geotekniska undersökningar kan komma att utföras för att komplettera redan genomförda undersökningar. Det kan till exempel vara aktuellt att genomföra undersökningar med en högre upplösning än vad som är gjort under tidigare undersökningar, eller endast på vissa specifika platser inom energiparksområdet och kabelkorridorerna. De typiska undersökningsmetoder som kan komma att bli aktuella är:

- Geofysiska undersökningar, inklusive sonarundersökningar (multibeam echosounder och side-scan sonar), magnetfältundersökning (magnetometri) och seismiska undersökningar inklusive sub-bottom profiler
- Geotekniska undersökningar i form av provborring, olika metoder av spetsstryckssondering (CPT) och vibrocorer med mätning av värmeledningsförmåga

Andra metoder än ovanstående kan komma att användas men miljöpåverkan ska inte vara större än vad som beskrivs i den miljökonsekvensbeskrivning (MKB) som baseras på föreliggande tekniska beskrivning och lämnas in för tillståndsansökan. Även kombinationer av olika slags utrustning och undersökningsmetoder kan komma att användas. Positioneringssystem kan komma att användas i samband med utförandet av vissa undersökningar.

Visuella undersökningar med exempelvis fjärrstyrd undervattensfarkost (ROV, remotely operated underwater vehicle) eller dykinspektioner kan förekomma, både inför anläggning och under anläggningsskedet.

8.1.2.1 Geofysiska undersökningar

Undersökningsmetoderna och den utrustning som kommer användas är väl beprövade inom marin verksamhet. De geofysiska undersökningarna kan bland annat komma att innefatta de metoder som presenteras i Tabell 9. I tabellen presenteras exempel på utrustning och modeller, annan utrustning kan förekomma.

Tabell 9. Exempel på geofysiska undersökningsmetoder och utrustning. Andra frekvensintervall än de som presenteras i tabellen kan förekomma.

Undersökningsmetod / Utrustning	Modell (exempel)	Vanligt förekommande Frekvens (kHz)
Side-scan sonar	SSS, sidoavsökande sonar	100–600
Multibeam echo sounder (multistrålekolod)	MBES, en typ av ekolod som karterar havsbotten	200–400
Sub-bottom profiler	Innomar	1–150
Seismiska undersökningar (2D, 3D)	Sparker, Mini Airgun	0,02–3,25
Magnetometer	-	-

Magnetfältundersökning i form av magnetometri är en passiv metod som används för att avläsa styrkan och detektera avvikelser i magnetfältet. Den används för att undersöka botten efter framför allt artificiella objekt så som vrak, dumpade föremål och lämnad oexploderad ammunition (UXO). Magnetometri kan komma att genomföras i flera omgångar i de fall där det planeras interaktion med havsbotten genom provtagning eller stödben. Exempelvis är magnetfältundersökningar nödvändiga att utföras innan provtagning med Cone Penetration Test (CPT) utförs för att säkerställa att ingen lämnad odetonerad ammunition eller linkande återfinns.

Sonarundersökningarna (SSS och MBES) ger högupplöst batymetrisk information, en detaljerad tvådimensionell bild av havsbottenförhållanden, naturliga och artificiella objekt på botten och kan även klassa sediment. MBES-utrustningen kombinerar batymetri- och backscatterdata.

Sub-bottom profiler (SBP) används i syfte att avbilda havsbottens översta 10 m med hög upplösning och fungerar genom att skicka ut högfrekventa ljudvågor mot havsbotten. När ljudvågorna träffar bottenmaterialet reflekteras de tillbaka och registreras av en mottagare på båten. Undersökningen ger bland annat information om havsbottens lagerföljder och dess tjocklek. Systemet används även för att identifiera stenblock och arkeologiska objekt begravda nere i sedimenten. Innomar är en typ av SBP som opererar primärt i ett frekvensområde omkring 100 kHz.

Seismiska undersökningar (2D och 3D) ger en detaljerad kartläggning av havsbottens översta lager och dess geologiska sammansättning ner till cirka 80 meter under havsbottennivån. För att få fram en lämplig avbildning av botten sedimenten med avseende på både djup och upplösning kan en kombination av olika utrustningar användas. Undersökningarna genomförs med den utrustning som är mest lämplig. Exempelvis kan olika typer av sub-bottom profiler (SBP) samt mini airgun användas, alternativt andra metoder. Planerade anläggningsundersökningar kommer även att ge information om

eventuella gasfickor så att dessa kan identifieras och hanteras.

Informationen från de seismiska undersökningarna kommer att utgöra underlag för lämplig lokalisering av de geotekniska undersökningarna samt ge en bild av sedimentlager under havsbotten. Undersökningar görs i relevanta delar av området, vanligen med en högre upplösning i anläggningsundersökningarna än i tidigare undersökningar.

8.1.2.2 Geotekniska undersökningar

De geotekniska undersökningarna innefattar sedimentundersökningar och geotekniska borrhningar som avses utföras för att, med hjälp av havsbottenprover och mätningar in situ, få en detaljerad bild av bottensedimentets sammansättning och fysiska egenskaper ner till berört djup. För sedimentundersökningar används vibrocorer och spetstrycksondering.

En spetstrycksondering, CPT, används för att undersöka bottensedimentets egenskaper genom att driva ner en cylinderformad sond med en tvärsnittsarea på cirka 10–15 cm² i havsbotten. Sonden är försedd med sensorer som registrerar neddrivningsmotståndet vid cylinderns spets, mantelfriktionen och portryck. Syftet är att skapa en bild av lagerföljder och variationer i sedimentets egenskaper med ett ökat djup. Vid bra förhållanden kan upp till 6–8 CPT:er per dag genomföras. Utöver detta tillkommer tid för bland annat förberedelser och förflyttning.

CPT kan genomföras som seabed CPT eller down-hole CPT. Seabed CPT innebär att sonden trycks från havsbotten och nedåt vanligen till önskat måldjup eller till det att jordmotståndet blir för högt. För down-hole CPT kombineras tryckning och borrhning vilket möjliggör djupare måldjup. Metoden kan utföras i sediment av hårdare karaktär samt att oförutsedda objekt under havsytan, så som stenar, kan hanteras. Varje provtagningspunkt lämnar cirka 0,35–1,5 m³ sediment på havsbotten.

En vibrocore används för att samla in sedimentkärnor från havsbottens övre lager (2–12 meter under havsbotten) i syfte att undersöka sedimentets beskaffenhet. Utrustningen består av en mindre stålkonstruktion med en basdiameter på 3,2–4,7 meter som sänks ner på havsbotten. Centralt placerat i stålkonstruktionen sitter ett kärnrör som beroende på modell varierar i längd med en utbredning om cirka 100–115 cm². Istället för att borra nyttjar instrumentet en specifik typ av vibrationer för att tränga ner i havsbotten. Vibrocorer används ofta som metod för att validera tolkningen av geofysisk data. Tidsåtgången för att ta ett vibrocoreprov är cirka 30–60 minuter, utöver det tillkommer tid för bland annat förberedelser och ompositionering. Uppemot fem till tio provtagningar per dygn kan genomföras.

I samband med CPT- och vibrocoreprovtagningar kan mätningar genomföras med mätning av termisk resistivitet (värmeledningsförmåga) eller motsvarande utrustning. Magnetfältsundersökningar kommer att göras innan provtagning för att säkerställa att inga lämnade okända dumpade miljöfarliga objekt påverkas.

Geoteknisk borrhning

Syftet med provborrningar (geoteknisk borrhning) är att undersöka havsbotten ned till berört djup, vilket i fallet för energipark vindpark Ran till önskat måldjup för att få kärnprover vilka laboratorietestas och information om sedimentegenskaperna samlas in. Geotekniska borrhningar ger information om de djupare markförhållandena vid varje fundament position vilket är viktigt för den detaljerade designen.

Geoteknisk borrhning utförs från ett fartyg eller en arbetsplattform. Fartyget är antingen utrustat med ett dynamiskt positioneringssystem, som håller fartyget i position utan att förankras på botten, alternativt så är det av typen *stödbensfartyg (jack-up fartyg)* vilket är utrustat med stödben som fälls ned till havsbotten och möjliggör att fartyget stabiliseras. Stödbensfartyget kan även behöva stabilisera sig ytterligare med hjälp av ankare. Används en arbetsplattform har den stödben som fälls ner likt stödbensfartyget och flyttas inför varje provborrning med hjälp av en bogserbåt.

Kamera kan komma att användas inför borrhning för att säkerställa att det inte finns något på botten som kan påverkas negativt av borrhningen samt för att klargöra att förutsättningarna för provborrning är rätt. Borrhning sker genom att en borrh-rig förs ned från fartyget till havsbotten. Diametern på borrhålen kan uppgå till cirka 20–25 centimeter. Syftet med borrhningen är att ta upp allt sediment i form av en borrhkärna

på fartyget för provtagning. Vid borringen utförs kontinuerlig provtagning i hela borrhålet där sediment finns och prover samlas in. Alla prover förseglas och tas i land för ytterligare analys i ett geotekniskt laboratorium. Varje enskild borring tar normalt cirka en till två dagar att utföra. Därutöver tillkommer tid för positionering, jack-up och förflyttningar inom parkområdet. Utförandetiden kan därför variera beroende på vilket undersökningsfartyg som används. Är vädret dåligt kan även undersökningarna behöva avbrytas för att återupptas vid ett senare tillfälle.

Det kan även förekomma förborring för spetstryckssonderingen (så kallad down-hole CPT) för att öka möjligt undersökningsdjup. Vid förborring tas inte sedimenten upp för provtagning, utan de lämnas på havsbotten. Varje provtagningspunkt lämnar cirka 0,35–1,5 m³ sediment på havsbotten.

I samband med provborringarna i parkområdet kan mätningar genomföras med P-S loggning, seismisk CPT samt mätning av termisk resistivitet eller motsvarande utrustning.

Seismisk Cone Penetration Testing (CPT) använder en konpenetrometer med seismiska sensorer, som mäter våghastigheter när den tränger ner i havsbotten. Detta ger information i realtid om bottenlagrens egenskaper. Seismisk CPT involverar mycket ofta en borrhålskonfiguration (förborrat borrhål) och sker därför ofta i samband med provborringar.

P-S loggning innebär att man mäter tryckhastigheter (P-våg) och skjuvhastigheter (S-våg) i underjordiska material med hjälp av seismiska metoder. P-S loggning utförs genom att placera en sensor i hålet som används för provborring eller CPT-undersökning. Verksamheten följer samma princip som seismisk CPT och genomförs för att analysera kompressions- och skjuvvågor i jordlagren. Detta ger information om havsbottens geologiska struktur samt sedimentens egenskaper.

8.1.2.3 Vågmätning och vindmätning

Bojar kan läggas ut för att få högupplöst information om våg- och strömförhållanden i parkområdet. Detta syftar till att förstå våg- och strömklimatet i parkområdet och variationen under året. Data används för att få ett mer precist underlag gällande laster för design av fundament och vindkraftstorn.

Även vinden kan mätas från boj med hjälp av LiDAR-teknik alternativt genom installation av mätmaster.

8.1.2.4 Oexploderad ammunition (UXO)

Inför installationsarbeten görs en slutlig kontroll av förhållanden för att säkerställa att det inte finns någon oexploderad ammunition på den specifika platsen, där ett stödbensfartyg positioneras, där man placerar ett fundament eller där en kabel ska förläggas.

Om oexploderad ammunition eller kemiska stridsmedel skulle påträffas under bottenundersökningar inför installationsarbetet meddelas relevanta myndigheter omedelbart. Ifall det utgör risk för installationsarbetet görs, i samråd med tillsynsmyndighet och Försvarmakten, en bedömning om objektet ska flyttas eller sprängas under kontrollerande former. Alternativt kan objektet undvikas genom att en annan fundamentsposition eller kabelsträckning väljs. I händelse av förflyttning eller sprängning av objekt ska lämpliga skyddsåtgärder vidtas för att minimera påverkan på marina däggdjur, fisk och sjöfågel som kan tänkas vara i området. Lämpliga skyddsåtgärder tas fram tillsammans med berörda myndigheter.

8.2 Installation

När den slutgiltiga utformningen av vindparken är på plats, och komponenter har upphandlats och tillverkats påbörjas installationen av parken. Installationen av parken kan väntas pågå under flera säsonger.

8.3 Slutmonteringshamn

De olika huvudkomponenterna tillverkas och transporteras till en eller flera hamnar där slutmontering sker. Hamnen kan vara lokaliserad förhållandevis långt från den planerade vindparken, både hamnar i Sverige, Danmark, Polen eller Tyskland är aktuella för vindpark Ran. Kravet på slutmonteringshamn är

bland annat att de ska kunna hantera de enskilda komponenternas vikt och att vattendjupet ska vara tillräckligt för installationsfartygen. I vissa fall kan huvudkomponenter transporteras från tillverkning direkt till verksamhetsområdet, utan mellanlagring vid en slutmonteringshamn. Dagliga transporter av personal och mindre komponenter sker från en närliggande installationshamn. Vid sidan om fartygstransporter kan även helikoptertransporter förekomma.



Figur 19. Maskinhus och rotorblad som vid slutmonteringshamnen färdigställs för installation. Foto: Göran Loman.

Vid slutmonteringshamnen färdigställs huvudkomponenterna så långt som möjligt inför installationen till havs. Det eftersträvas att göra så mycket som möjligt på land då motsvarande arbete till havs innebär ökad komplexitet och ställer särskilda krav på väderförhållandena. Tornen kommer vanligtvis färdigmonterade. På tornen sker därefter montering av delkomponenter såsom stege, hiss, elsystem m.m. Maskinhus kommer vanligtvis färdiginstallerade, där delkomponenter så som kyltorn, reling, meteorologiska instrument och hinderbelysning återfinns.

8.3.1 Installationsförfarande

En vanlig ordning vid installationen till havs är att först installera fundamenten, högspänningsplattformar samt anslutningskablarna. Därefter installeras det interna kabelnätet. Slutligen monteras alla vindkraftverk, med torn, maskinhus och rotorblad. Allt eftersom vindkraftverken är färdiginstallerade sker driftsättning och provkörning innan vindparken efter godkända tester överlämnas till driftorganisationen. Installationen av vindparken avslutas med driftsättning av vindkraftverken, som inkluderar provdrift. Här kan det ske en del persontransporter i området.

Installationen av anslutningskablar och transformatorstationer/omriktarstationer på land startar normalt innan arbetet till havs. Detta arbete är inte lika beroende av väder som installationerna till havs. Hela systemet bör vara klart när vindkraftverken installeras så att de kan spänningsättas. Installationsaktiviteter sker normalt parallellt med varandra så länge säkerhet för miljö och människor samt tillgänglighet av installationsfartyg och leverans av delar tillåter.

8.3.2 Fartygstrafik

Under installationen av vindparken kommer ett flertal installationsfartyg och arbetsplattformar av olika slag att finnas i området, för installation av komponenter och för transport till och från området. Därutöver kommer även en rad mindre servicefartyg vara verksamma. Troligtvis kommer flera installationsmoment ske parallellt med varandra men i olika delar av parkområdet.

Stora kranfartyg kommer att krävas för installation av vindkraftverk, fundament och havsbaserade högspänningsplattformar. Detta kan till exempel vara ett stödbensfartyg, eller stödbensplattform, som kan sänka ner sina stödben och stå på botten, själva fartygskroppen höjs sedan upp så att den står väl

över högsta våghöjd. Stödbenen, med bottenyta om cirka tio gånger tio meter, sjunker ner i sjöbotten; hur djupt är avhängigt botten beskaffenhet.

De större fartygen betjänas av mindre fartyg för transport av personal, resurser och förnödenheter, så kallade *crew transfer vessels* (CTV). CTV eller andra liknande fartyg kommer att utgå från en närbelägen installationshamn.

För elkablar (interna kablar och anslutningskablar) är det troligt att det är samma fartyg som transporterar kablarna från tillverkning som sedan installerar dem. För vindkraftverk och fundament kan ett fartyg (antingen en självgående eller bogserad pråm) transportera ut komponenterna och ett annat installera dem. Det är även möjligt att samma fartyg transporterar och installerar en komponent.

I tillägg till ovanstående kommer fartyg för installation av erosionskydd och beredning av havsbotten att tas i bruk under anläggningsarbetet. Ytterligare några specialfartyg kan komma att operera i området, exempelvis för olika anläggningsundersökningar eller akuta insatser. Under byggnation kan det även förekomma en eller flera *guard vessels* som säkrar installationsområdet från annan trafik och assisterar vid eventuella nödsituationer.

Fartygen som tas i bruk under anläggningsarbetet kommer om möjligt att väljas ut på grundval av sin kostnadseffektivitet, energieffektivitet och minsta koldioxidavtryck.

8.3.3 Installation av vindkraftverk

Vindkraftverk som är monterade på bottenfasta fundament installeras vanligen i delar med flera lyft där man utnyttjar ett kranfartyg. Vindkraftverkets komponenter kan transporteras på pråm ut till parken och monteras på fundamenten med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg, alternativt transporteras ut på installationsfartyget. Efter installation av tornet lyfts och monteras maskinhuset på tornet och därefter de tre bladen, ett i taget. Denna installation är väderkänslig. Det förekommer utveckling av lösningar där montering av vindkraftverk sker i en hamn och där konstruktionen bogseras ut till platsen. När vindkraftverken är installerade kan komponenterna anslutas till det interna kabelnätet.



Figur 20. Montering av vindkraftverk med ett fartyg av typen jack-up. Källa: COWI.

8.3.4 Installation av fundament

8.3.4.1 Monopilefundament

Det övergripande händelseförloppet i anläggningens installationsfas är följande:

1. Eventuell förberedelse av havsbotten
2. Transport och lyft av fundamentet till position
3. Pålning och ev. borring (inklusive ljuddämpande skyddsåtgärder)
4. Installation av vindkraftverk på fundamentet
5. Anslutning av internt kabelnät mellan fundamenten
6. Anslutning av internt kabelnät till transformatorstation/-omriktarstation

Anläggning av monopile kräver i regel ingen eller liten förbehandling av havsbotten. Vid installationen kan pålarna antingen transporteras ut flytande (med ändarna förslutna), transporteras på en pråm alternativt på ett installationsfartyg. Anläggning påbörjas genom att ett fartyg positionerar sig vid infästningspunkten, vanligen är det ett fartyg av typen jack-up, som med hjälp av stödben lyfter upp sig över vattenytan, alternativt kan det vara ett flytande kranfartyg. Via kransystemet placeras fundamentet i en pile-gripper, vars funktion är att hålla fundamentet vertikalt, för att sedan placeras på bestämd position. Via denna pile-gripper sänks fundamentet ner i vattnet och därefter påbörjas pålning där en hydraulisk hammare pålar ner fundamentet i havsbotten. Styrka och slagfrekvens av hammaren anpassas efter rådande förhållande. Även borring kan förekomma.

Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke (*transition piece*) vilket är utrustat med stegar (*boat landing*), reling, kran med mera. Avslutningsvis läggs vid behov erosionskydd runt fundamentet.

Pålning

Pålning av monopile sker genom att en hammare slår ned fundamenten i havsbotten. Styrka och slagfrekvens anpassas efter rådande förhållande tills att man nått önskat djup ned i sedimentet. Hammaren kommer troligen använda upp till 6 000–7 000 kJ för pålning. Vanligen påbörjas pålning med så kallad mjukstart (soft-start) där man börjar pålning med cirka 10 % av maximal energi för att ge tumlare och andra djur tid att lämna området. Därefter övergår pålningen i ramp-up period där pålningsenergin successivt tilltar till dess man når maximal pålningsenergi. Genom pålning förs monopilen ned till projekterat djup, vilket för vindpark Ran beräknas vara cirka 70 meter under havsbotten. Pålning genererar höga ljudnivåer i vattnet och skyddsåtgärder kan vidtas för att begränsa ljudutbredningen runt arbetsområdet. Vid förekomst av stenblock eller annat svår genomträngligt bottensubstrat avbryts pålningen och en borrhör kan sänkas ned i monopilecylindern för att ta sig genom materialet innan pålning återupptas. Detta kan komma att påverka tidsåtgången.

Installation av ett monopilefundament tar vanligen ett till två dygn, där själva pålningen vanligen tar cirka sex timmar per fundament. Övrig tid när pålning inte sker inkluderar ompositionering och förflyttning av fartyg, eventuella skyddsåtgärder samt förberedelser inför lyft av pålen med mera. Den effektiva pålningstiden för monopiles inom parken, räknat på 121 vindkraftverk, är upp till 31 dygn, medan installationen av fundament pågår i cirka 4 till 11 månader, delvis beroende på vilken säsong installationen sker, samt hur mycket borring som krävs. Installationsarbetet till havs kräver marginaler då vädret kan vara nyckfullt och arbetet måste kunna genomföras på ett säkert sätt för miljön och människor. Väntetider förekommer därför beroende på säsong och aktuellt väder.

Borring

Om botten är av hård karaktär kan installation av monopilefundament kräva borring. Det finns flera olika beprövade tekniker samt tekniker under utveckling. En beprövad teknik är exempelvis *drive-drill-drive* som är en kombination av pålning och borring. Detta sker från en borrhörplattform. Materialet, det så kallade borrhöraxet, kan antingen spridas vid ytan eller vid botten, alternativt kan det samlas upp och tas om hand på en pråm. Om massorna är förorenade kan de behöva transporteras in till land för korrekt hantering av miljöfarligt avfall, men som utgångspunkt förväntas massorna inte vara förorenade.

Borrningen kan även förekomma med utrustning liknande den som används vid tunnelborrning, där diametern på borrarutrustningen anpassas utefter fundamentstyp så som diameter på påle/monopile samt platsspecifika förhållanden. Exempelvis kan en inkapslad utrustning placeras på havsbotten och i vattenkolumnen. En bormaskin sänks ned inuti utrustningen, borrarningen sker således inkapslad. Efter det att borrarning har skett till erforderligt djup, lyfts bormaskinen ut, därefter sänks en monopile (eller pin-påle) ned i inkapslingen och installeras. Sist lyfts inkapslingen bort och transporteras till position för nästa fundament. Borrningsmetoden har bland annat testats i det franska havsvindkraftprojektet Saint-Nazaire och är en metod under utveckling.



Figur 21. Exempel på borrar som kan användas vid borrarning av pålar. Källa: Bauer Group.

Vilken typ av borrarvätska som används beror på materialet som borraras. Vanligtvis används havsvatten. Borrlera, guar- eller xantumgummibaserad borrarvätska, eller möjligtvis ett bentonitborrslam kan också användas, men detta är mindre vanligt till havs och det är mer troligt att det används vid en eventuell horisontellt styrd borrarning vid kusten. Alla dessa produkter är naturliga och biologiskt nedbrytbara och har därför begränsad miljöpåverkan. Det är vanligtvis inte ett problem att släppa ut borrarax och borrarvätska på havsbotten under borrarning.

8.3.4.2 Fackverksfundament

Det övergripande händelseförloppet i anläggningens installationsfas är följande:

1. Eventuell förberedelse av havsbotten
2. Transport och lyft av fundamentet till position
3. Pålning och ev. borrarning (inklusive ljuddämpande skyddsåtgärder)
4. Installation av vindkraftverk på fundamentet
5. Anslutning av internt kabelnät mellan fundamenten
6. Anslutning av internt kabelnät till transformatorstation/-omriktarstation

Inför installation av fackverksfundament kan viss bottenpreparering krävas. Primärt handlar det om att säkerhetsställa en relativt jämn yta och ta bort stenblock och dylikt. Fackverksfundament transporteras ut på pråm eller installationsfartyg. Med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg lyfts fundamentet på plats.

Om fundamentet installeras med pinpiles, d.v.s. mindre stålpålar, kan de pinpiles som förankrar fackverksfundamentet antingen i förväg ha placerats i en ram på botten, som fundamentet sedan fästs mot eller så placeras fundamentet direkt på botten, varefter pålning av pinpiles sker. Eftersom pålen är

mindre än för monopile kan pålningen ske med mindre kraft och genererar därmed en mindre ljudutbredning. I övrigt sker pålningen på liknande sätt som för monopilefundament. Den totala tiden för pålning blir dock längre eftersom varje fundament har flera ben som måste förankras. Om borring behövs, sker även detta på liknade sätt som för monopiles. Avslutningsvis anläggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet.

Installation av ett fackverksfundament tar vanligen två till tre dygn, där själva pålning tar cirka tre till sju timmar per påle. Varje fundament har antingen tre eller fyra ben och därmed lika många pålar. Övrig tid inkluderar, på samma sätt som för monopilefundament, ompositionering och förflyttning av fartyg samt eventuella skyddsåtgärder samt förberedelser inför lyft av pålarna med mera. Installationen kan ske med flera fartyg där till exempel ett fartyg installerar pålar och ett annat lyfter själva fackverksstrukturen. Den effektiva pålningstiden för parken, räknat för 121 vindkraftverk, förväntas vara drygt 142 dygn, medan installationen av fundament kan pågå i cirka 9–13 månader, beroende på bland annat vilken säsong installationen sker och mycket borring som krävs samt slutgiltiga antalet fundament. Installationsarbetens olika moment förutsätter särskilda väderförhållanden, gällande vind och vågor, för att kunna genomföras på ett säkert sätt för miljön och människor. Väntetider förekommer därför beroende på säsong och aktuellt väder.

8.3.5 Installation av plattformar

8.3.5.1 Fackverksfundament med överbyggnad

Plattformar levereras normalt direkt till parken från tillverkningshamnen. För plattformar av typen fackverkskonstruktion sker först installationen av plattformsfundamenten på samma sätt som beskrivits i avsnittet ovan om fackverksfundament för vindkraftverken. Därefter installeras överbyggnaden med utrustning, varefter det sker diverse monteringsarbeten. Sedan sker anslutning till anslutningskablarna. Allt arbete som kan utföras på land, görs fördelaktigt redan i hamn för att minimera arbete ute till havs.

För att installera överbyggnaden finns två vanliga förfarandesätt; installation med kranfartyg eller annat fartyg utrustat med kran eller installation genom floatover-teknik vilket innebär att överbyggnaden flyter på plats.

Vid installation med kranfartyg krävs installationsfartyg med stor krankapacitet eftersom överbyggnaden är mycket tung. Fartyg med stor krankapacitet har oftast inte tillräckligt med utrymme för att även inhysa överbyggnaden. Därför levereras överbyggnaden normalt direkt till parken från tillverkningshamn via pråm eller annat fartyg. Vid installation lyfts därefter överbyggnaden på plats, se Figur 22.

Vid installation med hjälp av floatover-tekniken används normalt en pråm (med barlastsystem) lastad med överbyggnaden. Pråmen seglar in mellan den bärande strukturens ben. När pråmen är på plats tar den in havsvatten som barlast vilket innebär att pråmen sjunker något, så att överbyggnaden kan vila på den bärande strukturen.



Figur 22. Stödbensfartyg (jack-up) vid en transformatorstation som är grundlagd på en fackverkskonstruktion.

8.3.5.2 Självinstallerande plattformar/stödbensfundament

Självinstallerande plattformar är inte i behov av något kranfartyg eller större installationsfartyg för att installeras, då benen har en självinstallerande (jack-up) funktion som lyfter upp plattformen till installerat läge. Däremot är det normalt att plattformen bogseras på en större pråm eller fartyg fram till positionen. Viktbegränsningarna blir därmed inte lika strikt som för en överbyggnad som står på fackverksfundament, utan storleken blir mer en avvägning av kostnadseffektivitet och andra faktorer. När den självinstallerade plattformen är på plats sker diverse monteringsarbeten och anslutning till anslutningskablar.

8.3.5.3 Gravitationsfundament

Inför installationen behöver bottenytan förberedas vilket inkluderar bland annat muddring eller borttagning av stenblock. Ett bärlager med stenkross anläggs därefter för att skapa en jämn botten. I samband med denna bottenpreparering uppkommer sedimentspridning. Uppgrävda sediment deponeras på havsbotten i anslutning till den muddrade ytan alternativt används det för att täcka över internkabelnätet.

Efter bottenprepareringen transporteras fundamenten ut med pråm eller installationsfartyg och lyfts på plats med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg. Alternativt utformas fundamenten som flytande/semiflytande och bogseras till parkområdet. Efteråt fylls fundamenten med ballast. Ballast består vanligen av sand, sten eller annat krossmaterial med hög densitet. Avslutningsvis anläggs vid behov erosionskydd runt fundamentet, vanligen i form av större stenar.

8.3.6 Installation av internt kabelnät inom parken

Innan installation av kablar kan påbörjas genomförs vanligen en magnetometerundersökning av sträckningen för att säkerställa att det inte finns oexploderad ammunition eller andra föremål som ska undvikas. Det genomförs även förberedande arbeten för att säkerställa en säker och obehindrad kabel och installation, som till exempel inkluderar att röja klippblock och stenblock på havsbotten och ta bort främmande föremål på havsbotten så som fiskenät, linor och dylikt. Røjningen innebär en viss penetration i havsbotten. Exempelvis kan en plog användas, dessa är cirka 10-15 meter breda. Det kan även förekomma utjämning av havsbotten om det finns sandvågor eller annan lätttrörlig havsbotten som inte kan undvikas, eller på platser med branta partier.

8.3.6.1 Installationsmetoder internt kabelnät

Kablarna, upprullade på stora trummor eller svängskivor, transporteras till parkområdet med särskilda installationsfartyg, se Figur 23. Kablarna läggs på havsbotten och begravs sedan vanligen till ett djup på mellan en och två meter under havsbotten för att skydda kablarna från skador från fiskeredskap, ankare och annat. Det slutgiltiga förläggingsdjupet beror på de geologiska förhållandena och den skyddsnivå man vill uppnå. En analys av detta görs under detaljprojekteringen. En s.k. *Cable Burial Risk Assessment* (CBRA) kan tas fram för att definiera erforderlig skyddsnivå. Förläggingsdjupet kan också variera över parkområdet.

Vanligen begravs kablarna genom spolning eller plöjning. Vid särskilt krävande bottenförhållanden eller vid korsning av annan infrastruktur så som kablar kan ett mekaniskt skydd läggas ovanpå kablarna, exempelvis betongmadrasser, stenar eller liknande.

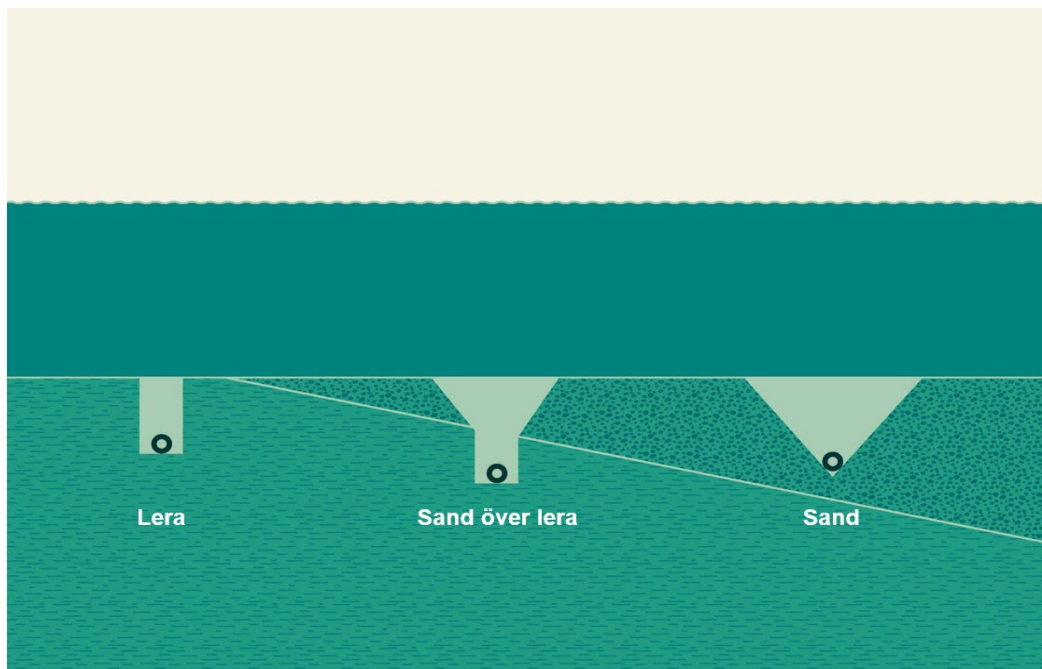
Diket som uppstår då kabeln grävs ner har vanligen en bredd på cirka två till tre meter eller mindre, men det varierar med sediment och installationsmetod. Lokalt, och särskilt vid mjuka bottenstrukturer, kan diket bli upp till tio meter brett (se Figur 24 för exempeldiken). Vid förläggning av kablar används utrustning för akustisk undervattenspositionering ("positioneringssystem"). Positioneringssystem kan bland annat användas för att spåra och följa olika objekt under vatten, exempelvis en ROV, en spolsläde eller en dykare.



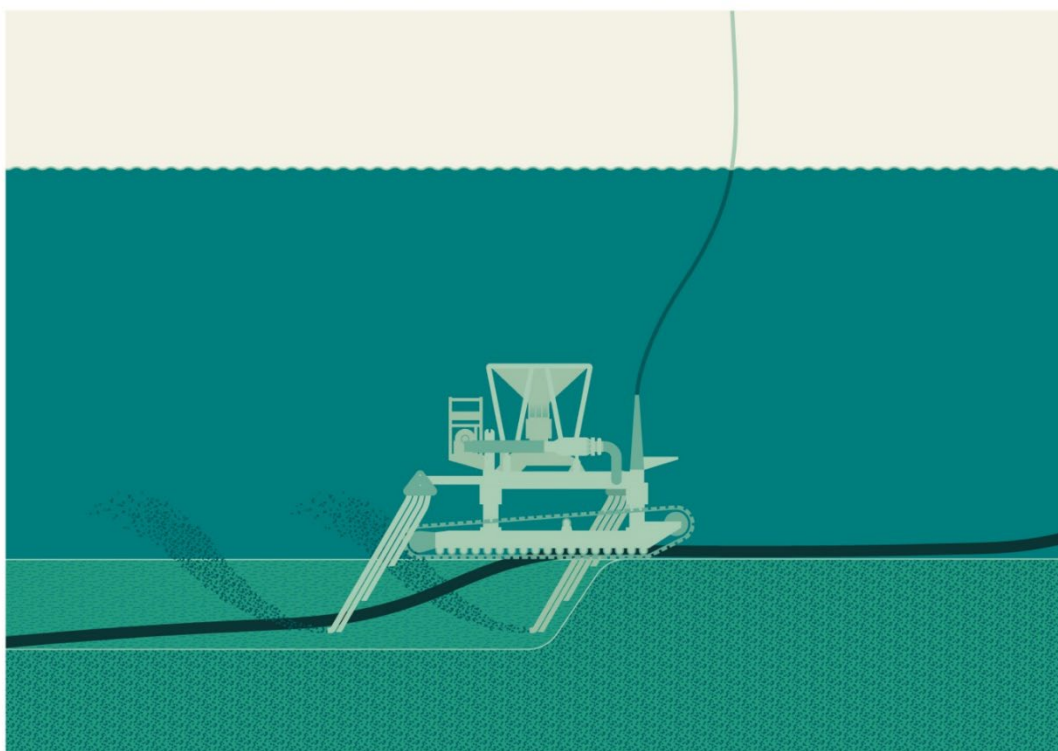
Figur 23. Kabelinstallationsfartyget Victoria. Källa: NKT Cables.

8.3.6.2 Spolning

Nedspolning av kablar kan tillämpas i mjukare bottenar, främst där de yttnära sedimenten består av sand, se Figur 25. Vid spolning läggs kabeln på havsbotten, vatten spolat med högt tryck genom munstycket varvid vatten och bottenmaterial blandas. Spolningen sker under kabeln och i diket som uppkommer sjunker kabeln ner av sin egen tyngd genom blandningen av bottenmaterial (se Figur 24). Trycket på vattnet kan regleras för att anpassas till skillnader i bottenens sammansättning. Igenläggning sker automatiskt då vattenströmmar fyller igen rännan med ytsediment. Kabelnedläggningen sker så att merparten av det uppluckrade materialet återsedimenterar i kabelgraven och skyddar kabeln, viss spridning kan dock ske utanför kabelgraven.



Figur 24. Illustrationen visar typskisser på kabeldiken som kan uppstå vid spolning för olika bottenmaterial. Illustratör Tobias Green.

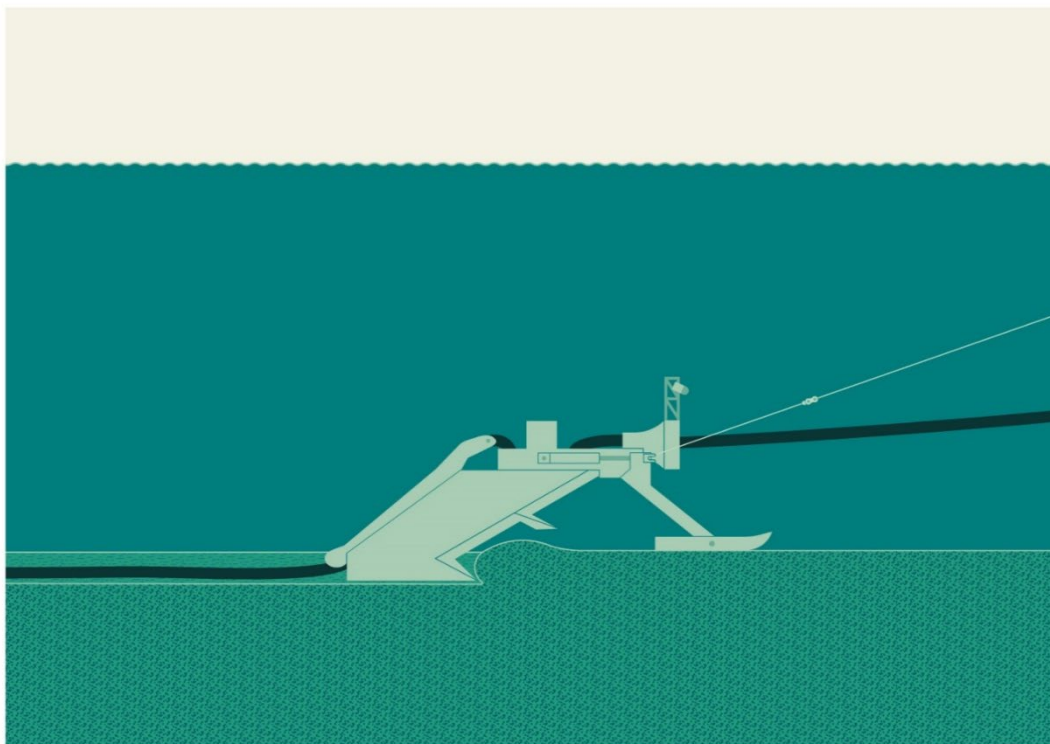


Figur 25. Exempelillustration av en spolningsmaskin, Observera att illustrationen inte är skalenlig. Illustratör: Mia Olofsson.

8.3.6.3 Plöjning/grävning/skärverktyg

I hårt bottensediment plöjs alternativt grävs en ränna, i vilken kabeln placeras. Metoderna är vanliga på land och även utvecklade till havs. Med mekaniska skärverktyg kan man skära upp ett dike som kabeln kan sänkas ned i. Med en plog läggs kabeln på havsbotten och dikas samtidigt ned, se Figur 26,

observera att illustrationen inte är skalenlig. Plogning är framför allt bra där sedimenten varierar mycket. Återfyllande av rännan sker även här med vattenströmmar.



Figur 26. Exempelillustration av en plogmaskin, ej skalenlig. Illustratör: Mia Olofsson.

8.3.6.4 Alternativt kabelskydd

I de fall de geologiska förutsättningarna inte tillåter att kablar förläggs i havsbotten kan de skyddas genom att täckas med exempelvis sten, betongmadrasser eller genom att de läggs i rör.

Om en kabel behöver korsa en existerande kabel eller annan existerande infrastruktur måste både existerande konstruktioner och de nya kablarna skyddas. Skydd kan till exempel bestå av betongmadrasser, stål- eller betongbryggor, eller stensäckar. Detaljerna gällande korsningen brukar normalt fastställas och avtalas i ett korsningsavtal som tas fram av de båda parterna. I projektet eftersträvas att minimera antalet korsningar med existerande infrastruktur.

Betongmadrasser är monteringsfärdiga skydd som läggs ovanpå kabeln. Installation av madrasser är tidskrävande och används oftast bara för korta sträckningar. Som alternativ till de större betongmadrasserna eller bryggorna kan säckar med sten användas som skydd eller för att hålla fast eller stabilisera kabeln, särskilt i områden nära ett vindkraftfundament och plattformsfundament.



Figur 27. Exempel på betongmadrass som används som kabelskydd. Källa: Subsea Protection Systems.

8.3.7 Installation av anslutningskablar

Anläggning av anslutningskablar är en följdverksamhet som beskrivs överskådligt men som kommer att prövas separat.

Förläggning av anslutningskablar sker med samma metoder som för det interna kabelnätet. Förläggningsdjupet är generellt något djupare för anslutningskablar än för det interna kabelnätet, då riskerna för kabelbrott generellt är större utanför parken och konsekvenserna av ett kabelbrott större.

Normalt placeras kablarna med ett avstånd mellan varandra på cirka 100–300 meter för att kunna säkerställa att reparationer kan genomföras under drifttiden. Avståndet mellan kablarna kan dock variera längs kabelsträckningen in till land för att undgå komplicerade sediment, eller andra hinder längs korridoren. Vid landföringspunkten minskar avståndet mellan kablarna.

Diket som uppstår då kabeln grävs ner har vanligen en bredd på cirka två till tre meter eller mindre, men det varierar med sediment och installationsmetod. Lokalt, och särskilt vid mjuka bottensubstrat, kan diket bli upp till tio meter brett (se Figur 24 för exempeldiken).

Beroende på vilka längder som går att lasta på kabelläggingsfartyget och kabelns längd kan skarvar krävas utmed sträckan.

Före eller samtidigt som installation av sjökablarna installeras landkablarna och arbetet färdigställs med uppförandet av den landbaserade transformatoranläggningen. Installation av anslutningskabeln till land görs på samma sätt som för internkabelnätet men med ambitionen att anslutningskabeln förläggs på ett djup av en till två meter. I strandkanten fogas land och sjökablarna samman. När alla kablar har installerats kan en sammankoppling av sjökablar och landkablar ske vid landfästet.

8.3.8 Avfallshantering

Under anläggningsfasen kommer avfall att uppkomma, det kan utgöras av till exempel överblivna kabeländar, emballage, kontorsavfall och restprodukter. Avfall kommer att samlas in, sorteras och omhändertas enligt gällande lagstiftning.

8.3.9 Föreslagna skyddsåtgärder

Under anläggningsfasen kan skyddsåtgärder komma att behövas. Nedan ges några exempel på förslag till skyddsåtgärder.

8.3.9.1 Föreslagna skyddsåtgärder vid pålning

Skyddsåtgärder för att minska ljudnivåer under installation genom pålning kan komma att vidtas för att uppfylla de krav som finns gällande undervattensljud, både primära och sekundära åtgärder kan vidtas. Primära åtgärder inkluderar att reducera ljudutbredningen vid källan genom att till exempel välja en metod och en hammare som genererar mindre ljud vid pålning. Även frekvens och pålningsenergi kan regleras för att minska ljudutbredningen. Det pågår en utveckling av olika metoder för att minska påverkan på marint liv vid pålningsarbete. Sekundära åtgärder används för att reducera ljudspridning. I nuläget är det inte möjligt att avgöra vilken metod som kommer att användas vid installationen på vindpark Ran men nedan beskrivs ett antal som kan bli aktuella.

Drive-Drill-Drive är en metod som innebär att man pålar tills ett visst motstånd uppnås. Metoden används i syfte att ta sig igenom hårdare lager. Pålningen avbryts och en borr sänks ned i cylindern för att ta sig igenom det starkare lagret, varefter pålningen startar igen. Detta minskar den inre friktionen och reducerar behovet av pålning.

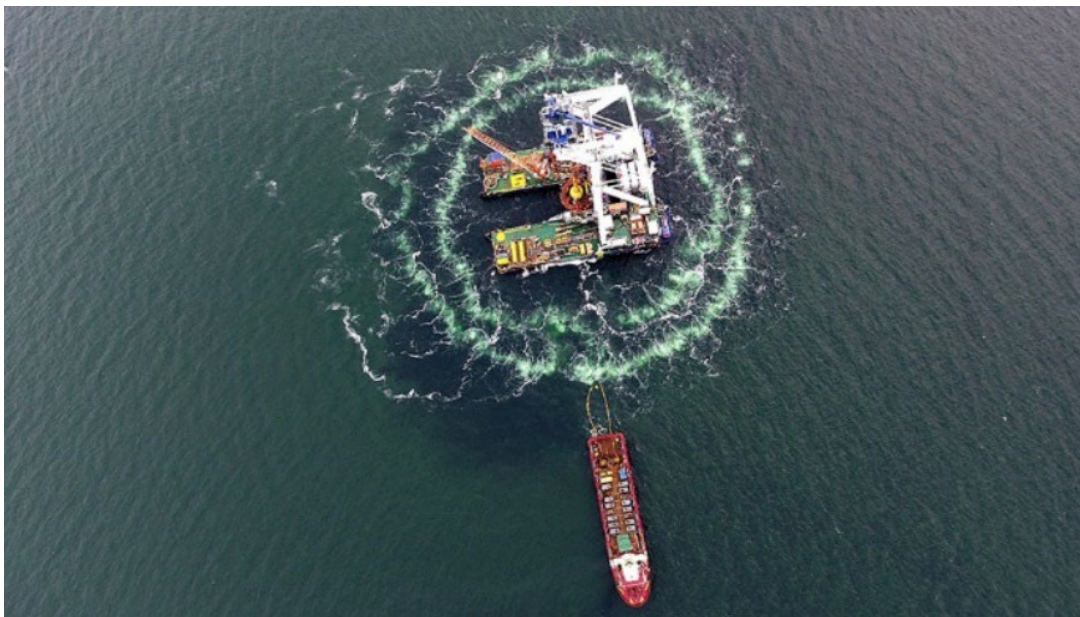
Andra exempel på tekniker som är under utveckling är *Blue piling* och *Vibropiling*.

Blue piling använder en vattenpelare inuti en behållare, vanligen en ståltub. Vattenpelare accelereras genom gasförbränning som introducerar ett första slag på pålen samtidigt som vattenpelaren lyfts. Nästa slag kommer då vattenpelaren återgår till sin tidigare position. Till följd av vattnets egenskaper ger denna pålningsteknik upphov till tystare och varsammare slag, samtidigt som de är energirikare jämfört med konventionella pålningsmetoder.

Vibro Piling är annan metod, som i stället för att slå ned pålen i havsbotten, vibrerar ned pålen vilket minskar ljudutbredningen. Denna teknik kan användas i kombination med traditionell pålning, vilket medför att färre slag per påle behövs. Nackdelen med vibropiling är att det krävs särskilda bottenförhållanden för att fungera.

De mest välbeprövade metoderna inom havsbaserad vindkraft för att skärma av ljud under installationen är bubbelgardiner och *Hydro Sound Damper* (HSD). Metoderna kan användas individuellt eller i kombination med varandra, alternativt i kombination med andra metoder. Nedan ges en översikt på de vanligaste bullerdämpande systemen (eng. noise mitigation systems) som används idag. Metoderna är exempel på s.k. sekundära åtgärder.

Bubbelgardiner är en väl beprövad metod för att reducera ljudutbredning vid pålning. En bubbelgardin formas genom att komprimerad luft pressas ut genom ett perforerat rör längs med botten runt pålningsområdet. Luftbubblorna stiger och dekomprimeras i vattenpelaren och bryter effektivt ljudvågor under vatten. För att öka effekten kan två bubbelgardiner läggas runt samma pålningsområde, detta kallas double-big-bubble-curtain (DBBC). Alternativt kan metoden användas i kombination med andra tekniker. Som ljuddämpning är tekniken pålitlig.



Figur 28. Anläggningsarbete med dubbla bubbelgardiner. Källa: Hydrotechnik Lübeck.

Hydro Sound Dampers (HSD) är luftfyllda behållare av gummi eller plast som är säkrade på ett nät, vilket placeras runt pålen för att förhindra spridningen av ljud under installationen. HSD-elementen placeras vanligen på kort avstånd från pålen. Hydro Sound Damper är återanvändbara och därför kostnadseffektiva som dämpningssystem. Som ljuddämpning är tekniken pålitlig. HSD är hittills enbart beprövade på monopileinstallationer.



Figur 29. Hydro Sound Damper. Källa: Offnoise Solutions.

Noise Mitigation Screen (IHC-NMS) är ett stålrör med dubbla väggar som ställs på botten runt pålen. Rören kan kompletteras med luftfyllda skumplastsektioner och/eller interna bubbelgardiner. Dessa isoleringsrör är återanvändbara. Som ljuddämpning är tekniken pålitlig.

8.3.9.2 Möjliga skyddsåtgärder för fartygstrafik

Under den marina delen av installationsarbetena kommer hela eller delar av vindkraftsområdet sannolikt vara avlyst från annan fartygstrafik. Runt pågående installationsaktiviteter föreslås det att en tillfällig

säkerhetszon på 500 meter etableras för att skydda anläggningen, personalen och för att upprätthålla säkerheten för tredje part så som förbipasserande fartyg. I samråd med svenska myndigheter kommer den slutgiltiga utformningen av tillfälliga säkerhetszoner ske. Säkerhetszonerna kommer att vara tydligt utmärkta. Vid behov kan tillfälliga markeringar/hinderljus upprätthållas.

Fartygstrafiken inom vindparksområdet kommer att övervakas av en marin koordinator som kommer att ha kontroll över vilka fartyg som befinner sig var, förväntade rörelser och vilka människor som finns var (på olika fartyg, i vindkraftverk) och varför.

8.3.9.3 Möjliga skyddsåtgärder för hantering av olja

Ett eventuellt utsläpp av olja eller andra skadliga ämnen som hanteras under anläggningsfasen kan, beroende på utsläppets omfattning och karaktär, väderförhållanden med mera, medföra negativ påverkan på naturvärden. I första hand ska sannolikheten för utsläpp begränsas med fysiska åtgärder som till exempel utformning av kärl och spillzoner som rymmer ett totalt utsläpp och med administrativa åtgärder som att endast en person med behörig kompetens får hantera oljor eller andra skadliga kemikalier. Inför anläggningsarbetet ska upprättas särskilda rutiner vilka bör ingå i en projektspecifik miljö- och räddningsplan (även benämnd beredskaps- och räddningsplan) för hur ett utsläpp ska hanteras, vem som ska larmas, vem som har ansvar för skadebegränsande/sanerande åtgärder. Vidare ska länsar som kan begränsa spridningen finnas tillgängligt.

8.4 Driftsfas

Under driftsfasen kommer regelbunden tillsyn och underhåll av vindparken ske under hela parkens livstid. Vindparken förväntas att vara i drift i cirka 40 till 45 år.

8.4.1 Service och underhåll

Den slutgiltiga strategin för drift och underhåll kommer att fastställas i ett senare skede. Både vindkraftverk och högspänningsplattformar fjärrövervakas och är obemannade under normal drift. Dock sker kontinuerligt underhåll av vindparken, vilket kräver att personal och material transporteras till parken med mindre servicebåtar, fartyg eller helikopter. Där kan komma att etableras en passande landbaserad bas från vilken övervakning sker och där mindre reservdelar tillhandahålls. Driftens tillsyn och underhåll kan ske med hjälp av CTV (*Crew Transfer Vessels*) eller med *Service Operation Vessels* (SOVs). SOV-fartyg hyser även vissa reservdelar. Liksom mycket annat i branschen sker en kontinuerlig utveckling. Under större underhållsperioder kan ytterligare SOVs, hotellskepp, där personalen typiskt är stationerade under längre tid användas. För vissa större underhållsåtgärder kan krävas att ett stödbensfartyg används. Även helikoptrar kan komma att användas.

Idag är det löpande underhållet inriktat på förebyggande underhåll där man till sin hjälp har olika övervakningssystem, exempelvis CCTV (closed-circuit television eller videoövervakning) och sensorer. Med ett så kallat *Conditioning Monitoring System* mäter man, med hjälp av sensorer, kontinuerligt vibrationer, ljudnivåer, temperaturer i olika kritiska komponenter och kan tidigt få information om en uppkommen skada. Regelbundet analyseras olika oljor på förekomst av exempelvis partiklar, som kan indikera slitage. Dessa analyser leder till att avhjälpande åtgärder kan sättas in tidigare, innan en skada blivit alltför allvarlig. Detta innebär inte bara en längre drifttid för en anläggning utan också en ökad tillgänglighet, det vill säga en turbin står idag inte stilla lika länge på grund av driftstörning. Idag har nya vindkraftverk en tillgänglighet på cirka 97–98 %. De vindkraftverk som är tänkta att etableras inom vindpark Ran kommer att övervakas såväl automatiskt som manuellt från kontrollrum dygnet runt, året runt.

För varje vindkraftverk genomförs en årlig serviceinsats då vindkraftverket är avstängt under en eller några dagar. Denna service försöker man att utföra under sommarhalvåret, när vädret är bättre och elbehovet mindre. Utöver detta förekommer fortlöpande förebyggande underhållsåtgärder, icke-planerade underhållsåtgärder samt olika former av uppgraderingar. Normalt innebär även dessa insatser att ett enskilt vindkraftverk är taget ur drift under några dagar per år. Är skadan sådan att ett vindkraftverk måste stängas av innan reparation är utförd, kan stoppet bli längre om väderförhållanden inte tillåter att man tar sig ut till vindkraftverket. Någon gång under anläggningens livstid sker en mer

omfattande underhållsinsats där större komponenter kan bytas ut. Under driftsfasen kan undersökningar av havsbotten förekomma för att inspektera anläggningen samt inför förberedelser av större underhållsinsatser med stödbensfartyg. Typen av undersökningar är liknande de beskrivna i anläggningsfasen men i begränsad eller lokal omfattning (se avsnitt 8.1.2).

8.4.1.1 Kabelbrott

Under driftstiden kan kabelbrott uppstå. För att lösa detta kommer det krävas en reparationsfog eller att kabeln byts ut i sin helhet för att lösa problemet. För att kunna skapa en reparationsfog behöver man lyfta upp kabeln till ytan och kapa den på ett ställe där kabeln är oskadd och inget vatten har penetrerat själva kabeln. Ett nytt stycke kabel kommer att anslutas i närheten av den skadade delen av kabeln. Därefter begravs den påverkade sektionen enligt beskrivna metoder under avsnitt 8.3.7.

8.4.1.2 Utbyte av större komponenter

Under vindparkens livstid kan större komponenter behöva bytas, exempelvis växellåda och rotorblad på enstaka vindkraftverk. Större underhållsåtgärder kan komma att kräva exempelvis stödbensfartyg. På transformatorstationer kan utbyte av mindre komponenter så som brytare, stödsystem med mera förekomma alternativt utbyte av hela transformatorn.

8.4.2 Avfallshantering

Under driftsfasen kommer allt avfall som genereras att samlas in och hanteras av godkänd mottagningsanläggning. Avfallet kan inkludera utbytta slitagekomponenter, smörjmedel, vätskor och annat.

Vindkraftverk och plattformar är konstruerade för att samla upp eventuellt läckage för att förhindra spill ut i havsmiljön. För lagring, hantering, transport och användning av bränsle, smörjmedel, kemikalier och andra ämnen kommer det vidtas åtgärder för att förhindra utsläpp till havsmiljön. Bolaget har som målsättning att de kemiska produkter som ska användas i möjligaste mån ska vara biologiskt nedbrytbara. Sådana produkter kommer vidare att användas där det är praktiskt tillämpligt och där de produkter som finns tillgängliga uppfyller projektets och komponentleverantörernas krav. Det är svårt att i dagsläget avgöra vilka kemiska produkter som kommer att uppfylla kraven och vara biologiskt nedbrytbara, men det pågår en konstant utveckling inom industrin för att ta fram fler miljövänliga alternativ. Exempelvis finns det alternativ till SF6 som blir allt vanligare, bland annat så kallad G38 gas eller vakuum.

Alla beläggningar eller behandlingar som används ska vara lämpliga för användning i marina miljöer och kommer att användas i enlighet med godkända riktlinjer.

Dagens havsbaserade vindkraftverk har ett antal skyddande lager för att minimera potentiell frigöring av bisfenol-A (BPA) och annan mikroplast under vindkraftverkens livslängd.

8.4.3 Olyckor och utsläpp

Inom vindkraftsbranschen pågår en kontinuerlig teknikutveckling som syftar till att minska risken för läckage, olyckor och haverier som skulle kunna leda till utsläpp av miljöfarliga ämnen. För alla de ingående komponenterna i en havsbaserad vindpark finns bland annat design- och tillverkningsregler, olika tekniska standarder och certifieringar, tredjepartsverifiering, provning av ingående material och komponenter, övervakning av tillverkningsprocesser, certifikat för kvalitetsledning och olika arbetsmoment, materialcertifikat med mera.

Eftersom vindkraftverken inom parken utrustas med avancerade övervakningssystem kommer läckage och andra förhållanden som teoretiskt sett skulle kunna leda till ett utsläpp att upptäckas dagar, veckor eller år innan ett faktiskt utsläpp inträffar, vilket innebär att det finns gott om tid att avhjälpa ett förhållande som skulle kunna leda till ett framtida utsläpp.

Ett vindkraftverk är konstruerat så att miljöfarliga ämnen inte ska kunna läcka ut i havet så länge strukturen är intakt. Vid ett scenario där hela eller delar av konstruktionen rasar kommer sannolikt de flesta av systemen att fortsatt vara intakta och sjunka till havsbotten. Eftersom inga miljöfarliga ämnen pumpas runt kommer utsläppen att vara minimala och ett maskinhus som sjunkit till havsbotten, inklusive de miljöfarliga ämnen som förekommer i maskinhuset, kan bärgas och därmed tas upp igen.

Vid händelse av att ett vindkraftverk rasar är det vindkraftverkets hydraulolja och kylvätska som skulle kunna läcka ut. Växellådsolja (om vindkraftverket har en växellåda) kommer med största sannolikhet att stanna kvar i växellådan, detta då höljet till växellådan vanligtvis består av gjutjärn. Hydraulolja, transformatorolja (om sådan används) och växellådsolja (om sådan används) kan vara biologiskt nedbrytbara, liksom kylvätskan.

Därutöver kommer det, som angetts tidigare, att finnas en beredskap för att begränsa och avhjälpa eventuella utsläpp, exempelvis nödstoppstrutiner. Effekten av ett eventuellt utsläpp kommer med största sannolikhet att vara begränsad, lokal och ha en begränsad varaktighet.

8.4.4 Fartygstrafik

Normalt kommer, under drift, mindre fartyg s.k. CTV:er (crew transfer vessel) att operera inom parken, dessa kommer mer eller mindre dagligen att gå ut från en servicehamn, såvida inte ett upplägg med SOV (service operation vessel) bestäms. Dessa opererar under längre perioder, exempelvis 2–4 veckor, i eller i närheten av parkområdet för att sedan gå in till hamn. En kombination av SOV och CTV:er kan också förekomma. Vid vissa större underhållsåtgärder kan det finnas behov av att använda hotellskepp samt även stödbensfartyg eller kranfartyg. Det kan även förekomma att helikopter används vid transporter av material eller personal. Slutgiltigt upplägg kommer att utredas vidare.

Om service- och underhåll sker med CTV:er (crew transfer vessel) kommer en resa till och från hamn ske på daglig basis. Underhåll med stödbensfartyg eller liknande förväntas att krävas cirka en gång per vindkraftverk under hela livstiden med en varighet på cirka 5–10 dagar. Under större kampanjer eller underhåll av större områden kan en SOV användas med cirka 12–24 tur- och returesor till hamn per år, vilket betyder att SOV kan vara ute i parkområdet 2–4 veckor i taget för underhållsarbeten.

8.4.5 Föreslagna skyddsåtgärder under driftsfasen

Under driftsfasen kan skyddsåtgärder komma att behövas. Nedan ges några exempel på möjliga skyddsåtgärder.

8.4.5.1 Föreslagna skyddsåtgärder för begränsning av magnetfält

De tre ledarna för respektive fas i det interna kabelnätet placeras nära varandra för att begränsa magnetfältet.

8.4.5.2 Föreslagna skyddsåtgärder för hantering av olja och avfall

I allt service- och underhållsarbete eftersträvas att minimera miljöpåverkan. Sannolikheten för utsläpp begränsas med fysiska åtgärder som till exempel utformning av kärll och spillzoner som rymmer ett totalt utsläpp och med administrativa åtgärder exempelvis att endast den med behörig kompetens får hantera oljor eller andra skadliga kemikalier. Särskilda rutiner upprättas för hur ett utsläpp ska hanteras, vem som ska larmas och vem som har ansvar för skadebegränsande/sanerande åtgärder. De oljor som används ska så långt som möjligt vara biologiskt nedbrytbara. Avfall kommer att sorteras och tas omhand på ett korrekt sätt.

På de fartyg som används vid service och underhåll kommer det att finnas utrustning för att kunna utföra miljöinsatser i form av oljeutsläppskit, vilka innehåller bland annat absorptionsmaterial och länsar som kan användas för att avhjälpa och/eller begränsa spridningen av eventuella utsläpp av olja eller andra kemiska produkter. Alternativt kan länsar återfinnas i servicehamnen för att sedan lastas på underhållsfartygen. Service och underhåll kommer att genomföras kontinuerligt och det kommer att finnas fartyg och personal på plats inom vindpark Ran varje dag, året runt.

Vidare kommer det att för den planerade vindpark Ran finnas servicescheman, checklistor och rutiner som ska följas och automatiska kontrollsystem som bevakar hundratals parametrar i realtid.

8.4.5.3 Föreslagna skyddsåtgärder för fartygstrafik

Runt pågående aktiviteter för reparation där större fartyg så som stödbensfartyg eller kranfartyg är involverade föreslås det att en tillfällig säkerhetszon på 500 meter etableras för att skydda anläggningen, personalen och för att upprätthålla säkerheten för tredje part som förbipasserande fartyg. Säkerhetszonerna kommer att vara tydligt utmärkta. Vid behov kan tillfälliga markeringar/hinderljus upprätthållas. Den slutgiltiga utformningen av säkerhetszoner kommer att tas fram i överenskommelse med svenska myndigheter.

8.4.5.4 Förelagna skyddsåtgärder för att minska kollisionsrisk för fågel/fladdermus

Om det behövs till skydd för specifika fågelarter eller fladdermössarter kan radarsystem eller andra tekniska system användas för att detektera och därefter styra parken eller enskilda verk. Radarsystem för detektion av fågel är en välbeprövad teknik och används idag bland annat på flygplatser. I en vindpark kan radarn vid behov kompletteras med kameror och bildanalys för att identifiera vilken artgrupp fåglarna tillhör.

Ett driftregleringssystem för applicering i en vindpark kan till exempel regleras genom radarns signaler som identifierar passerande fåglar eller fladdermöss. Målet är att minska risken att fåglar och fladdermöss skadas av snabbt roterande blad. Genom att bromsa eller stanna vindkraftverken, ökas fåglarnas och fladdermössens möjlighet till undvikande vid passage. Därmed reduceras kollisionsrisken för de aktuella fåglarna/fladdermössen som behöver skyddas avsevärt.

Driftregleringssystemet kan till exempel bestå av en horisontell och en vertikal radar, för att både bestämma flyghöjd och fåglarnas/fladdermössens bana och antal, samt kameror för dagsljus och/eller mörkerseende. Med hjälp av bildanalys och artificiell intelligens kan systemet ge information om vilken typ av fågel eller fladdermus som närmar sig, information överförs till vindkraftverkets och parkens SCADA-system (stysystem) som därefter justerar de berörda vindkraftverkens rotationshastighet efter förutbestämda parametrar. När fåglarna/fladdermössen har passerat vindkraftverket återgår driften till normalläget. För att detektera fladdermöss kan systemet även inkludera ultraljudsdetektion (akustisk detektering) och därefter driftreglera vindkraftverken baserat på detta.

Nuvarande system för driftreglering styrs för närvarande främst mot medelstora och stora fågelarter. Detta beror främst på att reducering av kollisionsrisken för fågelarter i dessa storlekar har varit i fokus samt att det finns vissa begränsningar i identifieringen av individer av mindre fågelarter och fladdermöss. Utveckling pågår av nuvarande system för att inom en snar framtid kunna identifiera och klassificera exempelvis fladdermöss och på så sätt möjliggöra tillräcklig responstid till nedstängning av enskilda eller flera vindkraftverk.

Att måla ett av bladen på vindkraftverken svart kan också minska risken för att fåglar kolliderar med vindkraftverket. Forskare har konstaterat att åtgärden tycks vara effektiv för vissa arter och under vissa förutsättningar, men eftersom studierna hittills endast har omfattat ett mindre antal vindkraftverk är det dock svårt att veta hur pass allmängiltiga resultaten är för större parkområden och för olika arter. Att måla ett blad är en enkel åtgärd som kan vara värd att överväga om resultaten på kommande pilotprojekt och studier är positiva.

8.5 Avvecklingsfas

När vindparken nått sin livslängd kommer den att avvecklas och vindkraftverk, fundament och högspänningsplattformar demonteras och platsen för fundament återställs i erforderlig omfattning. Cirka två år innan demontering kommer en avvecklingsplan att tas fram med syfte att minimera effekterna på miljön samt att området ska vara säkert för fartyg och annan framtida användning.

Enligt nuvarande kunskapsläge gäller generellt att avvecklingssekvensen är omvänd till installationssekvensen. Liknande fartyg och utrustning kommer att användas och i likhet med

installationssekvensen är avvecklingsfasen komplex och påverkas av flera faktorer såsom kostnader, miljöfaktorer och regelverk.

Förhållning till och hantering av avvecklingsarbetet regleras på internationell, nationell och lokal nivå. Enligt nuvarande kunskapsläge gäller att samtliga anläggningsdelar idealt ska demonterats helt, med viss flexibilitet om avvecklingen bedöms vara kopplad till extrema risker, höga kostnader eller stor miljöpåverkan. Komponenter kan även lämnas kvar på plats om de kan tjäna ett nytt syfte, som exempelvis artificiella rev.

I praktiken innebär detta att anläggningsdelarna ovanför havsbotten i allmänhet demonteras. Ofta sker avvecklingen genom att vindkraftverk och högspänningsplattformar avlägsnas med hjälp av lämpliga fartyg. Fundament med pålar kan skäras av strax under havsbotten, och därefter lyfts den avskurna delen från platsen. Strukturer under havsbotten såsom delar av fundament, nedgrävda kablar samt erosionsskydd lämnas oftast kvar då det bedöms viktigare att minimera extrema risker, höga kostnader och stora ingrepp i miljön. En slutlig bedömning görs i samråd med myndigheter närmare tidpunkten för avveckling om huruvida miljöskadan som ett bortplockande av strukturerna medför är högre än miljönyttan. Komponenter kommer att återvinnas i den mån det är möjligt. Enligt nuvarande förväntningar tar avvecklingen cirka 2 år för vindpark Ran.

Metoden för avveckling kommer att ske enligt den lagstiftningen som gäller vid tiden för avveckling. Eftersom tekniken och kunskapsläget förändras snabbt (och livslängden för en vindpark är upp till 45 år) är det dock osäkert exakt hur avvecklingen kommer att ske och exakt vilka delar som kommer att monteras ned i slutänden. I takt med att ökad erfarenhet och kunskapsläge gällande avveckling av havsbaserade vindparker förväntas marknaden mogna och utvecklas. Detta kan till exempel leda till att nya och mer effektiva och ändamålsenliga fartyg kan finnas på marknaden eller bättre möjligheter att återvinna material. Nedan följer en beskrivning av hur avvecklingen kan komma att se ut baserat på dagens kunskapsläge.

8.5.1 Beskrivning av möjligt tillvägagångssätt vid avveckling av en vindpark

8.5.1.1 Hindermarkering och hinderbelysning

Under en nedmontering säkerställer verksamhetsutövaren att ett objekt är markerat enligt Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd (TSFS 2020:88), eller vid tidpunkten gällande regelverk. Enligt nuvarande föreskrift ska objekt markeras tills höjden understiger 45 meter för att undvika en fara för luftfarten.

8.5.1.2 Utmärkning av arbetsområdet

I samband med avvecklingen kan ett arbetsområde i anslutning till vindparken avlysas. Det är således förbjudet för utomstående att vistas inom området. Syftet med avlysningen är att förebygga olyckor samt säkerställa rörelsefrihet för berörd trafik.

Inom svenskt sjöterritorium utmärks normalt det avlysta områdets yttre gränser med sjösäkerhetsanordningar (SSA) av typ specialmärke. För att få äga SSA inom svenskt sjöterritorium krävs det enligt sjötrafikordningen att ägaren fått tillstånd av Transportstyrelsen efter samråd med Sjöfartsverket. Vidare gäller internationella sjöfartsregler och Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om sjövägsregler (Energimyndigheten, 2016b).

8.5.1.3 Urkoppling av elanslutning

Inför en nedmontering kopplas elanslutningen ur och anläggningen förblir helt bortkopplad från nätet.

8.5.1.4 Omhändertagande av oljor och andra ämnen

Oljor/vätskor och andra ämnen som betraktas som farligt avfall hanteras under hela avvecklingsprocessen utifrån gällande regelverk för hantering och transport av farligt avfall.

Normalt vid avveckling är att oljor och vätskor lämnas kvar i maskinhuset vid nedmontering som sedan fraktas till och töms vid återvinningsanläggning. Då dessa oljor är i slutna system kan de hanteras säkrare och mer kostnadseffektivt efter att maskinhuset monterats ned. Om oljor och andra vätskor avlägsnas till havs används specialkonstruerade fordon som är utrustade med pump, slang och behållare (Energimyndigheten, 2016b).

8.5.1.5 Demontering av blad, maskinhus och torn

Innan demonteringen av blad, maskinhus, nav och torn inleds inspekteras vindkraftverkets komponenter och lyftpunkter. Dessutom görs riskanalyser, upphandlingar av fartyg och utrustning samt eventuella förberedelser på land. Det första steget i demonteringsarbetet är att avlägsna eller säkra utrustning som inte är fast i strukturen. Blad, maskinhus, nav och torn lyfts sedan ner med kranar till närliggande fartyg eller pråm, vilket påminner om en omvänd installationsprocess. Olika typer av fartyg kan användas, exempelvis stödbensfartyg, stödbensplattformar eller stora kranfartyg (Shafiee & Adedipe, 2021).

Tillvägagångssättet för demonteringen beror bland annat på vattendjup, väder, tillgängliga fartyg och utrustning, avstånd till hamn och vindkraftverkens dimensioner. Ett alternativ är att hela rotorn inklusive alla blad lyfts ner till närliggande fartyg eller pråm samtidigt. I hamnen monteras sedan bladen loss från navet. På grund av bladens storlek och vindfång i relation till kranfartygens kapacitet kan det vara aktuellt att lyfta av ett blad i taget innan övriga delar lyfts ner (Energimyndigheten, 2016b).

Efter nedmontering transporteras samtliga komponenter till land med lämpligt fartyg för återanvändning, material- och energiåtervinning eller deponering. Komponenterna i ett vindkraftverk är i huvudsak tillverkade av stål, aluminium, komposit och glasfiber, vilka är material som till stor utsträckning kan återvinnas efter nedmontering (Energimyndigheten, 2016b).

8.5.1.6 Fundament

Den generella rekommendationen är att fundament ska avlägsnas ned till befintlig havsbotten, eller strax under havsbotten. Eventuella erosionsskydd bör lämnas kvar då dessa normalt fungerar som rev och koloniserar av marina organismer vilket gynnar den biologiska mångfalden (Energimyndigheten, 2016b).

I enstaka fall kan det vara fördelaktigt att frångå den grundläggande rekommendationen och istället lämna kvar delar eller hela fundamentet. Det kan exempelvis vara relevant om fundamentets reveffekt bedöms särskilt önskvärd ur ett ekologiskt bevarandeperspektiv. Ibland kan det även vara aktuellt att fundamentet avlägsnas helt, även under havsbotten (Energimyndigheten, 2016b).

Möjliga metoder för avlägsning av de olika fundamentstyperna presenteras i detalj nedan. Oberoende av fundamentstyp görs alltid bottenundersökningar efter avslutat avvecklingsarbete för granskning av resultatet. Vid eventuella brister korrigeras detta för att garantera att bottenförhållandena är återställda enligt avvecklings- och efterbehandlingsplan.

Monopilefundament

Vid avlägsning av monopilefundament kapas de normalt nära eller strax under botten och eventuella håligheter (öppna stålrör) fylls igen med naturmaterial eller försluts. Den kapade ihåliga stålcylindern kan sedan lyftas upp och transporteras till land för återvinning av stål och andra material, alternativt återanvändning. Strukturerna under havsbotten lämnas ofta kvar då fullständig borttagning med dagens teknik kan ge upphov till stora miljöeffekter samt kräver specialutrustning och således är dyrt (Energimyndigheten, 2016b).

När det kommer till fullständig avlägsning av monopilefundament finns det flera tekniker under utveckling. Exempelvis hydrauliskt utsug med hjälp av tryckskillnader, muddring eller användning av vibrationer för att avlägsna fundamentet, vilket kan liknas vid en omvänd installationsprocess. Dessa tekniker behöver dock utvecklas för att passa de större havsbaserade vindkraftverken innan det går att bedöma dess lämplighet (Lindaas, 2022).

Fackverksfundament

Avlägsning av fackverksfundament liknar processen för monopilefundament. Vanligtvis kapas pålarna strax under havsbotten, exempelvis med skärbrännare eller en diamantvajersåg. Därefter lämnas de fasta strukturerna kvar. Alternativt avlägsnas strukturen helt och transporteras till land för återvinning av stålet och andra komponenter. Eventuella hål i botten orsakade av fundamentets fästpunkter eller arbetsplattformarnas stödben kan komma att fyllas igen med naturmaterial (Energimyndigheten, 2016b).

I enstaka fall kan större delar av fundamentstrukturen lämnas kvar ovanför havsbotten. Detta kan vara aktuellt om fundamentet bedöms utgöra en betydande reveffekt (Andersson & Öhman, 2010). Fundamentet kapas då vid den höjd över havsbotten som anses lämplig ur ett reveffekt perspektiv. Däremot får de ej kapas på ett sådant sätt som kan utgöra skada för sjösäkerheten (Energimyndigheten, 2016b).

Vid undantagsfall lyfts fundamentet bort vid nedmonteringen, men den nedsänkning/hålighet i havsbotten som skapas kräver stora ingrepp i form av naturmaterialsmassor som fyllnad. Risken finns annars att organiskt material ansamlas i nedsänkningen varpå syrebrist kan uppstå. Även eventuella hål i botten som skapas av arbetsplattformarnas stödben kan behöva åtgärdas. Vid vissa förhållanden kan snabb återfyllnad ske naturligt genom strömmar och sedimentrörelser vilket kan motivera undantag från behovet att fylla igen försänkningar.

8.5.1.7 Kablar

Internt kabelnät

Det finns i allmänhet tre alternativ för demontering av kablar: avlägsna helt, avlägsna delvis eller lämna kvar. Normalt lämnas nedgrävda kablar kvar för att minimera negativ påverkan på kringliggande naturmiljöer samt undvika höga kostnader för avlägsningsarbete (Shafiee & Adedipe, 2021).

Om man bedömer att kablarna är lämpliga för återvinning eller återanvändning kan de avlägsnas helt eller delvis och transporteras till land. Innan en eventuell avlägsning påbörjas måste kabeldjup identifieras och lämpliga metoder för avlägsning beslutas. Vanligtvis används liknande metoder som vid installation, exempelvis spolning, plöjning eller grävning med hjälp av kabellägningsverktyg eller liknande verktyg. Vid spolning används vatten under högt tryck och "fluidiserar" bottensedimentet så att kabeln kan avlägsnas från bottenmaterialet. Denna metod är vanligt förekommande i mjukare botten. Plöjning eller grävning används vanligtvis i hårdare botten. När kablarna har förts i land brukar dess olika material separeras och återvinnas i största möjliga uträkning (Smith et al., 2016).

Anslutningskablar

Anslutningskablarna är större än kablarna i det interna kabelnätet, men principen är samma för demontering av dessa (Shafiee & Adedipe, 2021).

8.5.1.8 Högspänningsplattformar

Havsbaserade plattformar består av två delar, ett fundament och en överbyggnad. I det första steget lyfts överbyggnaden bort i sin helhet eller via flera lyft till närliggande fartyg eller pråm och transporteras i land. Normalt lämnas oljor och andra vätskor kvar i överbyggnaden under nedmonteringen till havs för att minska risken för läckage. Dessa omhändertas sedan på erforderligt sätt på land (Energimyndigheten, 2016b).

Avveckling av plattformarnas fundament följer samma principer som avveckling av vindkraftfundament. Likaså gäller för andra plattformar (Energimyndigheten, 2016b).

8.5.1.9 Mätmaster och annan tillhörande utrustning

Principen för avveckling av vindkraftsfundament gäller även för mätmaster eller annan tillhörande utrustning som är flytande eller placerad på fundament (Shafiee & Adedipe, 2021).

8.5.2 Återanvändning och återvinning

Vid avveckling av en vindpark följer komponenterna samma "avfallshierarki" som övriga material. "Avfallshierarkin" fastställs i EU-direktiv, EU:s ramdirektiv om avfall (direktiv 2008/98/EG), som är implementerat i den svenska miljöbalken och innebär att material och komponenter i första hand ska återanvändas. Om det inte är möjligt ska de i största möjliga utsträckning återvinnas (Naturskyddsföreningen, 2021).

8.5.2.1 Återanvändning

Eftersom tekniken och kunskapsläget förändras snabbt, är den förväntade livslängden för vindkraftsparken cirka 40–45 år, men enskilda komponenter kan ha en längre livslängd. Kablar kan exempelvis vara brukbara upp till 50 år. När vindkraftverken närmar sig den tekniska livslängden kan man analysera deras skick. En del komponenter i ett vindkraftverk kan komma att renoveras eller säljas vidare, beroende på hur lång livslängd komponenten har och hur länge den har använts. Om det bedöms ekonomiskt och tekniskt hållbart kan förlängning av vindkraftverkens livslängd genom underhållsarbete med utbyte eller reovering av huvudkomponenter vara ett alternativ. Det finns alltså möjlighet att återanvända rotorblad, girmekanism, växellåda, generator, maskinhus, bromsar och torn efter reovering. Flera bolag erbjuder idag också ombyggnadsservice av komponenter.

Generationsväxling, även kallat re-powering är ett annat alternativ. Det innebär att nya modernare vindkraftverk ersätter de gamla. Generationsväxling innebär i princip alltid krav på en helt ny tillståndsprövning och om vindkraftsparken kan få ett nytt tillstånd bedöms utifrån de förutsättningar som finns på platsen den aktuella tidpunkten. Generationsväxling har länge tillämpats för landbaserad vindkraft men det finns begränsad erfarenhet av generationsväxling till havs. Kablar, fundament och till viss del annan infrastruktur skulle eventuellt kunna återanvändas vid en generationsväxling (Energimyndigheten, 2016a).

En utmaning är dock den snabba teknikutvecklingen av havsbaserade vindkraftverk. Under de senaste 20 åren har vindkraftverken blivit större i alla avseenden, såväl vad gäller installerad effekt, rotordiameter och navhöjd. Det finns således begränsning i att fundament och annan infrastruktur är underdimensionerade för att kunna återanvändas vid en generationsväxling. Hur marknaden kommer att se ut för generationsväxling av havsbaserad vindkraft är svårt att säga, men det kan vara en möjlighet (North Sea Region, 2021).

8.5.2.2 Återvinning

Om inte komponenterna kan återanvändas är de flesta delarna i ett vindkraftverk återvinningsbara. Komponenter i ett vindkraftverk är i huvudsak tillverkade av stål, koppar, kompositer och glasfiber. Betongen i dessa kan användas till fyllnadsmassor och stålet samt kopparn kan återvinnas.

Utveckling av rotorblad, som oftast består av en glasfibersammansättning, sker med större inblandning av andra material som gör att fler delar av bladen kan återvinnas i framtiden, exempelvis till isolering. Det sker en stor utveckling inom detta område och OX2 följer utvecklingen.

Fundament och plattformar till havs består till största delen av stål som kan återvinnas vid en nedmontering.

Återanvändning och materialåtervinningen bör inriktas på att nedmonteringens inverkan på miljön ska minimeras.

Det sker en utveckling inom återvinningsindustrin, vilket öppnar för möjligheter att återvinna kablar på ett effektivt sätt. Kablarna klipps då upp för att sära på samtliga material för att sedan återvinnas var för sig.

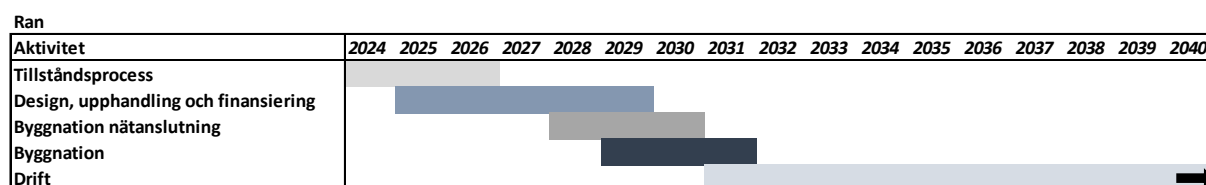
Utöver detta kan andra metaller, rostfritt stål och polymerer användas i systemet. Materialen kommer att återvinnas i den mån det är möjligt, vid avvecklingens tidpunkt, enligt de bästa och mest miljömässigt gynnsamma metoder tillgängliga.

9. Preliminär tidplan

En preliminär tidplan har tagits fram för vindpark Ran, se Figur 30.

Tillståndsprocessen för vindparken uppskattas till cirka 3–5 år. Detaljprojektering av designen för vindparken, fundamentdesign, val av vindkraftverk, kablar och plattform samt upphandling med tillhörande ledtid av de tekniska komponenterna väntas pågå under flera år. För att ge en förståelse för helheten beskrivs även planering och upphandling. Tidplanen visar storleksordningen på olika tidplaneaktiviteter samt när de olika aktiviteterna planeras i förhållande till varandra.

Installationstiden är beroende av val av teknik och tillgänglighet av installationsfartyg. Även möjlighet till elanslutning och koordinering med Svenska kraftnäts tidplan bör tas med i beräkningen. Installationsarbeten till havs kan generellt ske året runt även om de påverkas av väder, vindstyrkor samt vågklimat. Under vinterhalvåret är vädret generellt mer utmanande vilket kräver längre installationstider och längre perioder med stillastående som resultat.



Figur 30. Preliminär installationstidplan för vindpark Ran.

10. Referenslista

Andersson, M. H., & Öhman, M. C. (2010). Fish and sessile assemblages associated with wind-turbine constructions in the Baltic Sea. *Marine and Freshwater Research*, 61(6), 642-650.

Bergström, L., Öhman, M., Berkström, C., Isæus, M., Kautsky, L., Koehler, B., . . . Wahlberg, M. (2022). Effekter av havsbaserad vindkraft på marint liv - En syntesrapport om kunskapsläget 2021. Naturvårdsverket.

Energimyndigheten. (2016a). Återbruk och återanvändning av vindkraftverk, Bromma: Energimyndigheten

Energimyndigheten. (2016b). Vägledning om nedmontering av vindkraftverk, u.o.: Energimyndigheten.

Hammar, L., Andersson, S., & Rosenberg, R. (2008). Miljömässig optimering av fundament för havsbaserad vindkraft . Naturvårdsverket.

Koehler, B., & Bergström, L. (2023). Havsbaserad vindkraft i samexistens med fiske, vattenbruk och naturvård? En inledande kunskapssammanställning. Aqua reports 2023:4. Uppsala: Institutionen för akvatiska resurser.

Lindaas, J. C. (2022). A market survey of ROVs and decommissioning tools for the removal of monopile foundations in the offshore wind industry, u.o.: Western Norway University of Applied Sciences.

Naturskyddsföreningen (2021). Faktablad Avfallstrappan. [Online]. Available at: www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/avfallstrappan/. [Använd 30 april 2022].

North Sea Region. (2021). Concept for repowering OWF Comparison of CO2 and costs with decommissioning, u.o.: Interreg North Sea Region Decom Tools, European Union.

Shafiee, M. & Adedipe, T. (2021). Offshore wind decommissioning: an assessment of the risk of operations. *International Journal of Sustainable Energy*, pp. 1-27.

11. Referenser för dataunderlag till kartor

Lantmäteriet

<https://www.lantmateriet.se/>