

Teknisk beskrivning

Bilaga C

Vindpark Galatea-Galene





Foto: Göran Loman

Författare:

Emelie Zakrisson
Teknisk projektledare
OX2 AB

Granskad av:

Anna Bohman
Projektledare
OX2 AB

Datum	Versionsnummer	Ändring
2021-09-01	1.0	Teknisk bilaga till Natura 2000 ansökan för Galatea-Galene
2021-11-01	1.1	Kompletteringar gällande avveckling

Innehåll

1	Introduktion.....	5
1.1	<i>Vindparkens komponenter.....</i>	5
1.2	<i>Den havsbaserade vindkraftsindustrins utveckling.....</i>	6
2	Vindpark Galatea-Galene	7
2.1	<i>Lokalisering.....</i>	7
2.2	<i>Projektutformning.....</i>	9
3	Vindkraftverk.....	12
3.1	<i>Vindkraftverkets komponenter.....</i>	12
3.2	<i>Installation</i>	14
3.3	<i>Utmärkning av vindkraftverken.....</i>	15
3.4	<i>Måtmast.....</i>	15
4	Fundament.....	16
4.1	<i>Bottenfasta fundament.....</i>	16
4.2	<i>Erosionsskydd.....</i>	26
4.3	<i>Flytande fundament.....</i>	26
4.4	<i>Jämförelse av fundament.....</i>	28
5	Transformator- och omriktarstationer	30
5.1	<i>Utformning av en transformator/omriktarstation.....</i>	30
5.2	<i>Installation av transformatorstationer.....</i>	32
6	Internt kabelnät	33
6.1	<i>Interna kabelnätets uppbyggnad.....</i>	33
6.2	<i>Installationsmetoder för kabelnedläggning.....</i>	35
6.3	<i>Elektromagnetiska fält från internkabelnät.....</i>	37
7	Anslutningskablar (exportkablar).....	39
7.1	<i>Anslutningskablarnas uppbyggnad.....</i>	39
7.2	<i>Installationsmetoder vid kabelläggning.....</i>	40
7.3	<i>Elektromagnetiska fält i anslutningskablar.....</i>	41
8	Projektets olika faser	43
8.1	<i>Anläggningsfas</i>	43
8.2	<i>Driftsfas.....</i>	53
8.3	<i>Avvecklingsfas.....</i>	55

1 Introduktion

OX2 AB är en av de ledande aktörerna inom storskalig vindkraft i Europa och planerar en etablering av en vindpark till havs i Sveriges ekonomiska zon i Kattegatt utanför Hallands kust. Vindparken består av två delområden och benämns Galatea-Galene.

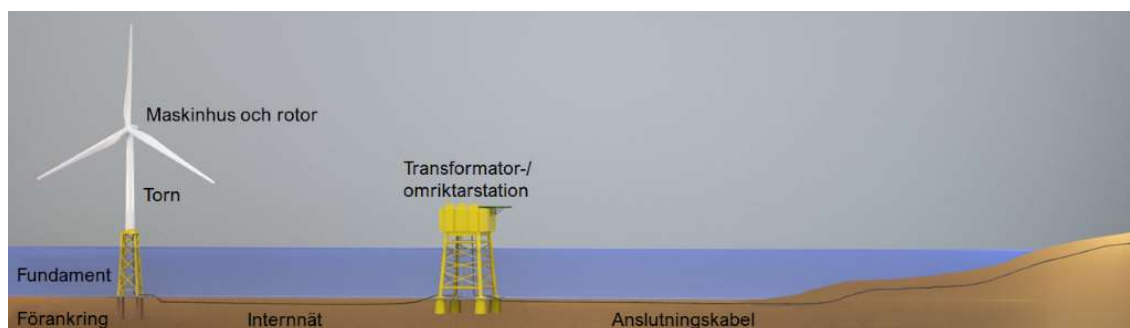
Denna tekniska beskrivning utgör underlag till ansökan om tillstånd enligt lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon ("SEZ"), tillstånd för tillhörande internkabelnät enligt lagen (1966:314) om kontinentalsockeln ("KSL") samt Natura 2000-tillstånd enligt 7 kap. 28a § miljöbalken. Den tekniska beskrivningen är framtagen av OX2 AB.

Syftet är att ge en bild över hur den tänkta verksamhet som OX2 söker tillstånd för kan komma att se ut och redogöra för exempel på utformning av vindparkens layout, design av fundament och vindkraftverk samt installationsmetoder. Utöver detta ingår också beskrivningar av metoder för kabelnedläggning av internkabelnät samt anslutningskablar och installation av transformatorstationer. Fokus ligger på att beskriva de tekniska delarna som har en potentiell påverkan på miljön. Den tekniska beskrivningen redogör även för de olika faserna under projektet; anläggningsfas, driftsfas och avvecklingsfas.

I handlingen används benämningarna projektområde och vindparksområde. Med projektområde avses det havsbaserade projektområdet som är kopplat till projektet, det vill säga både området för själva vindparken och tillhörande kabelkorridorer. Med vindparksområde avses det område inom vilket vindkraftverk anläggs.

1.1 Vindparkens komponenter

En vindpark består i huvudsak av vindkraftverk som är monterade på fundament som på olika sätt är förankrade i havsbotten, ett internt kabelnät som binder samman vindkraftverken till en eller flera transformator/omriktarstationer och anslutningskablar som för producerad elektricitet till en anslutningspunkt på land. (se exempel i Figur 1).



Figur 1 Exempel på en vindparks olika delar.

Runt fundamenten anläggs erosionsskydd. Internkabelnätet förläggs mellan vindkraftverken, på eller i havsbotten, och inkluderar en fiberoptisk kabel för kommunikation med vindkraftverken. Kabelnätet från vindkraftverken ansluts till en eller flera havsbaserade transformatorstationer, så

kallad offshore substation. De havsbaserade transformatorstationerna innehåller elektrisk utrustning såsom transformatorer och kompenseringutrustning, för att bland annat transformera spänning till en högre nivå för att effektivisera energiöverföringen till land. Från transformatorstationen anläggs flera anslutningskablar till strandkanten så kallade export kablar. I strandkanten övergår sjökablar till markkablar fram till den valda anslutningspunkten där vindparken ska uppfylla gällande elnätskrav. Vid anslutningspunkten anläggs vanligen en landbaserad transformatorstation.

1.2 Den havsbaserade vindkraftsindustrins utveckling

Den havsbaserade vindkraftsindustrin genomgår en stark utveckling. De senaste åren har vindkraftverken blivit allt större och effektivare vilket möjliggör en större elproduktion på samma yta som tidigare. Med ökad effekt, ökar i regel också rotordiametern med ökad totalhöjd och större avstånd mellan vindkraftverken som följd. Även undersökningsmetoder, utformning och storlek på vindparkens fundament samt installationstekniker utvecklas och förbättras. Kapaciteten i kablar har ökat och det har även blivit möjligt att konstruera allt större transformatorstationer. I samband med denna utveckling har kostnaden för att producera elektricitet med havsbaserad vindkraft sjunkit kraftigt.



Figur 2. Illustration av historisk och förväntad framtida utveckling av havsbaserade vindkraftverks storlek.

För att kunna ta höjd för framtida teknikutveckling fastställs vindparkens konfiguration, installationsteknik och fundamentens placering slutligt inför upphandling och byggnation. Mot denna bakgrund kommer den tekniska beskrivningen utgå från olika tekniska lösningar och installationsmetoder som används i dag. Utöver detta redogörs för framtida tekniker som skulle kunna bli aktuella för vindpark Galatea-Galene.

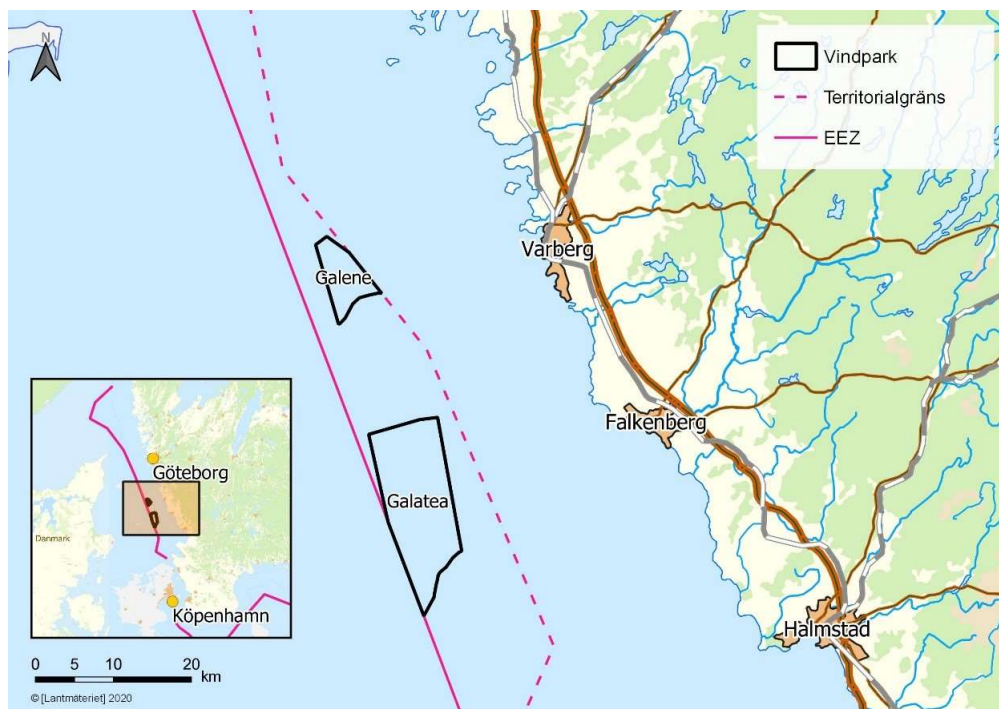
2 Vindpark Galatea-Galene

2.1 Lokalisering

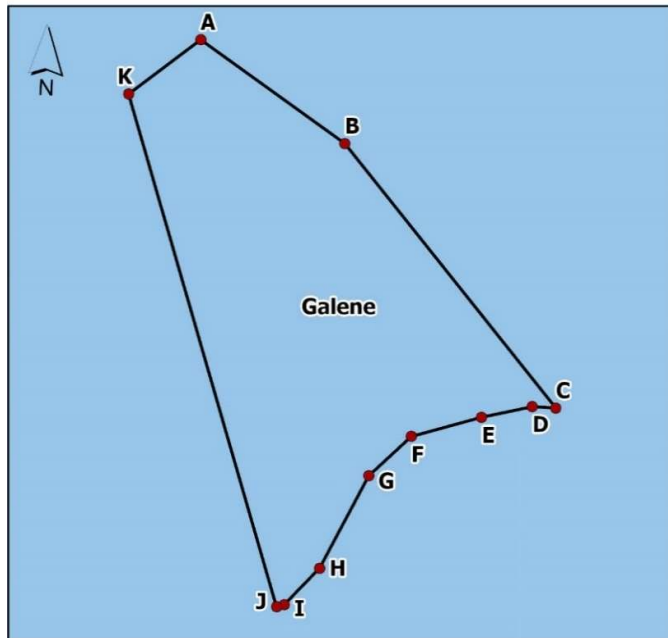
Den planerade vindparken Galatea-Galene ligger i Sveriges ekonomiska zon i Kattegatt (se Figur 3 och Figur 4). Området bedöms ha gynnsamma förhållanden för etablering av vindkraft med en medelvind på cirka 9,5 m/s (100 meter över havet). Området innehåller inga öar utan består helt av öppet hav.

Delområdet Galatea ligger cirka 24 km väster om Falkenberg. Området är cirka 173 km² stort och djupet varierar mellan 23 och 83 meter. Bottenstrukturen domineras av lera med undantag för parkens nordvästra del där sand och grus får ett större inslag.

Delområdet Galene ligger cirka 21 km väster om Varberg. Området är cirka 42 km² stort och djupet varierar mellan 18 och 96 meter. Bottenstrukturen domineras av lera med mindre inslag av sand och block i parkens ytterområden.

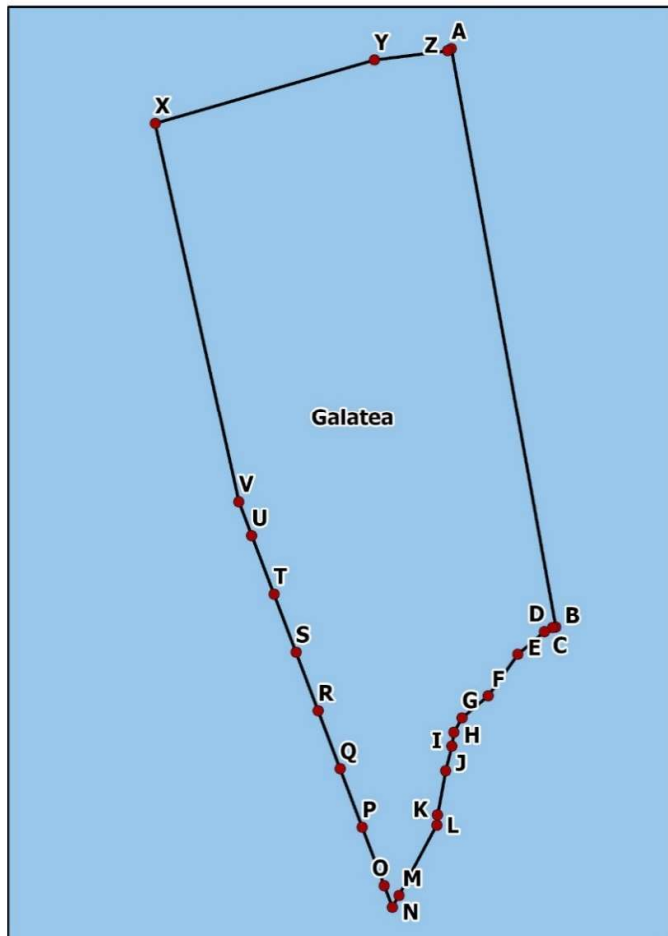


Figur 3. Lokalisering av Galatea-Galene vindpark.



Galene, hörnkoordinater		
Koordinatsystem SWEREF99TM		
ID	N	E
A	6332928	305194
B	6330867	308052
C	6325614	312241
D	6325642	311775
E	6325431	310769
F	6325050	309372
G	6324267	308526
H	6322436	307552
I	6321713	306851
J	6321668	306696
K	6331848	303762

• Hörnkoordinater
 □ Vindpark



Galatea, hörnkoordinater		
Koordinatsystem SWEREF99TM		
ID	N	E
A	6309731	319385
B	6292500	322493
C	6292490	322398
D	6292371	322158
E	6291689	321366
F	6290456	320479
G	6289799	319700
H	6289379	319460
I	6288959	319399
J	6288240	319218
K	6286920	318975
L	6286617	318946
M	6284534	317821
N	6284187	317628
O	6284825	317386
P	6286557	316728
Q	6288288	316071
R	6290020	315414
S	6291751	314757
T	6293483	314100
U	6295215	313443
V	6296224	313060
X	6307508	310564
Y	6309397	317088
Z	6309672	319272

Figur 4. Koordinater för vindparksområdet.

2.2 Projektutformning

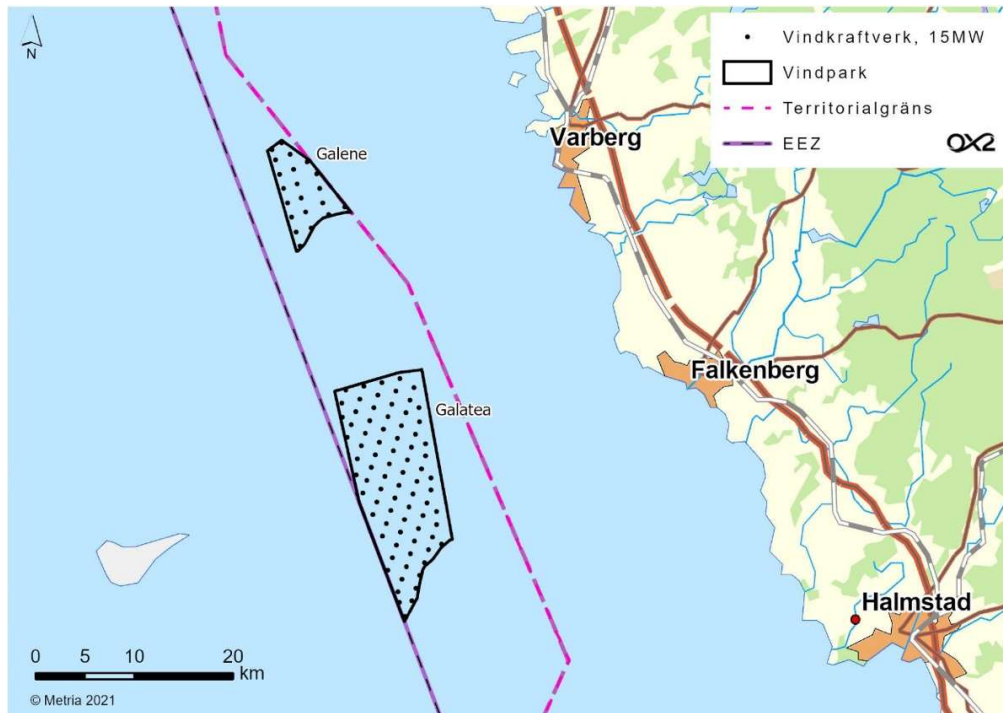
Tillståndsprocessen och byggprocessen för en vindpark till havs tar tid och är föremål för flera olika prövningar i olika instanser. Samtidigt sker en snabb och kontinuerlig teknikutveckling, vilket medför att mer kostnads- och miljöeffektiv teknik succesivt blir tillgänglig. Den slutgiltiga utformningen av vindparken kommer bland annat att bestämmas 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 och kostnader
- miljömässiga begränsningar kopplat till exempel naturvärden, ljud, sedimentspridning och visuella intryck

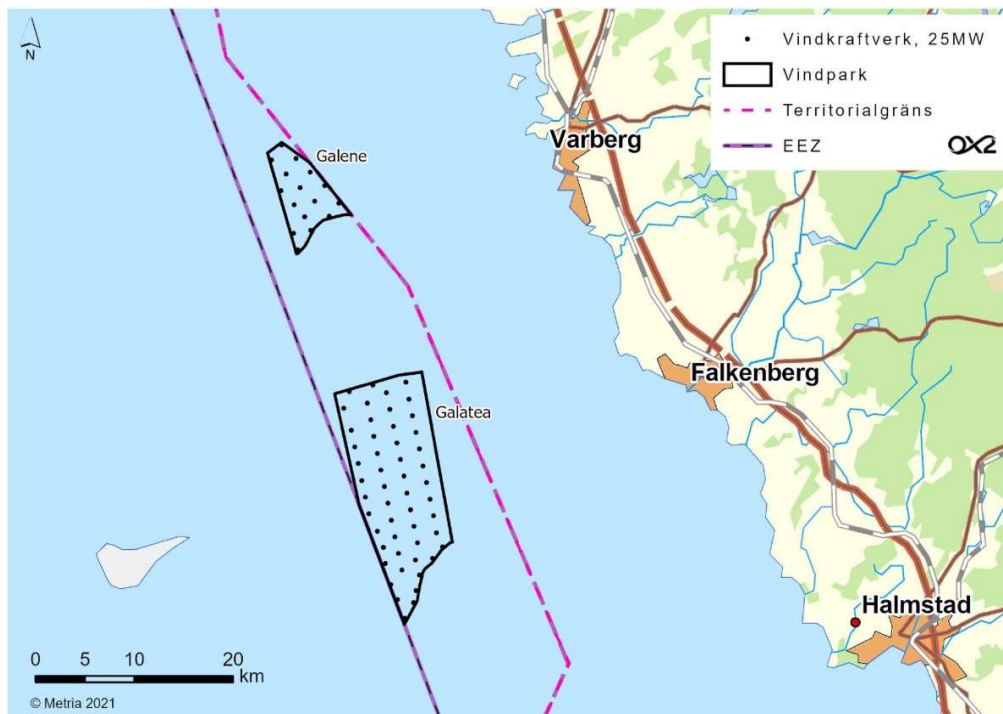
Vindkraftverkens storlek och antal resulterar i olika alternativ som kommer att utvärderas under detaljprojekteringen. Vindparken kommer att bestå av upp till 101 vindkraftverk med upp till 340 meters totalhöjd, som är förankrade på fundament. Ett internt kabelnät kommer förbinda vindkraftverken till en eller flera transformatorstationer. Därutöver kan en eller flera vindmätningmaster installeras. Den planerade vindparken kommer ha en uppskattad total installerad effekt om cirka 1700 MW. Exempel på utformning av vindparken och uppgifter om området redovisas i Tabell 2.

Två exempel på utformning av Galatea-Galene visas i Figur 5 och Figur 6. Ena layoutexemplet är baserat på vindkraftverk om 15 MW och det andra exemplet baseras på vindkraftverk om 25 MW. Antalet vindkraftverk kommer att maximalt vara 101 stycken. Layouterna visar hur vindparken skulle kunna utformas inom projektområdet. Det ska framhållas att det är exempellayouter och att den slutgiltiga utformningen kan se annorlunda ut. Minsta avstånd mellan vindkraftverken är fyra rotordiametrar. I den slutgiltiga utformningen kan eventuellt vindkraftverken placeras tätare längs med ytterkanterna än mitt i området för att maximera energiproduktionen. Oavsett kommer det inte att göras avkall på det minsta avståndet om fyra rotordiametrar.

Det kommer att etableras ett säkerhetsavstånd mellan vindparken och närliggande farleder samt till det i projektområdet kända vraket och eventuella andra vrak eller fornlämningar som påträffas under vidare undersökningar.



Figur 5. Exempel på layout för 101 vindkraftverk med en installerad effekt på 15 MW för respektive vindkraftverk inom Galatea-Galene vindpark.



Figur 6. Exempellayout layout för 68 vindkraftverk (med en installerad effekt på 25 MW för respektive vindkraftverk) inom Galatea-Galene vindpark

Tabell 1 Två exempelutformningar av vindparken och uppgifter om området. Höjd ovan vattenytan är i förhållande till lägsta astronomiska tidvatten (LAT)

	Galatea	Galene	Galatea	Galene
Antal vindkraftverk¹	80	21	52	16
Vindkraftverkens maximal totalhöjd	260 meter		340 meter	
Rotordiameter	230 meter		310 meter	
Minsta avstånd mellan vindkraftverk	Fyra rotordiametrar		Fyra rotordiametrar	
Förväntad frigång	30 meter		30 meter	
Estimerad kabellängd internkabelnät	191 km	42 km	160 km	40 km
Antal transformatorstationer	2	1	2	1
Antal anslutningskablar till land				
Vindparkens yta	173 km ²	42 km ²	173 km ²	42 km ²
Vattendjup	23 – 83 meter	18 – 96 meter	23–83 meter	18 – 96 meter
Uppskattad total installerad effekt	1200 MW	315 MW	1300 MW	400 MW
Uppskattad årlig elproduktion¹	cirka 6 TWh		cirka 7 TWh	

¹ Beror av vindkraftverkens storlek.

² Antalet anslutningskablar per delområde är inte specificerat då de två delområdena kan antingen kopplas samman via kablar eller så förs kabel direkt från ett område till land.

3 Vindkraftverk

3.1 Vindkraftverkets komponenter

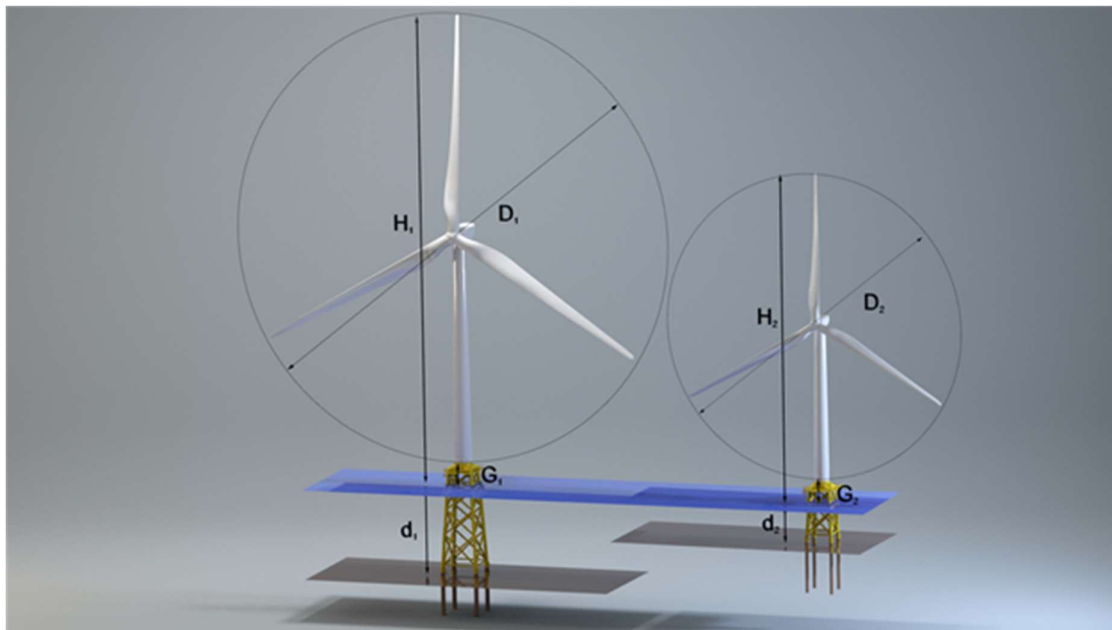
Ett vindkraftverk består av tre huvudsakliga delar; ett torn, ett maskinhus (nacell) och rotorblad. I tornet finns hiss och stege för att kunna nå upp till maskinhuset. I tornet finns även elektriska komponenter. Huvudkomponenterna i maskinhuset är växellådan, generator och girmotorer. Några leverantörer erbjuder möjligheter att bygga vindkraftverk utan växellåda, en komponent som innehåller olja. Det är dock troligt att det vid tillfället för upphandling och byggnation av vindparken Galatea-Galene även finns leverantörer som tillverkar vindkraftverk med växellåda.

Transformator kan finnas antingen i maskinhuset eller i tornet. På maskinhuset finns även vindmätare. Vindmätaren ger bland annat information till girmotorerna som styr upp vindkraftverket mot vinden. I generatorn överförs den mekaniska rörelseenergin till elektrisk energi (växelström). Denna energi kan sedan transformeras till lämplig spänningsnivå.

Vindkraftverk kan vara antingen vertikal- eller horisontalaxlade med två eller tre rotorblad. Ett horisontalaxlat vindkraftverk har sin rotor nedvind 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. 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 el 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 Galatea-Galene är exemplifierat i Tabell 2 och Figur 7. I exemplen har vindkraftverken en effekt på 25 MW respektive 15 MW, vilka har antagits ha en totalhöjd om 340 meter respektive 260 meter, med en rotordiameter på 310 meter respektive 230 meter. I Figur 7 visas exempel på vindkraftverk i olika storlekar samt för fundament i varierande vattendjup. De vindkraftverk som är aktuella vid tid för upphandling och byggnation av vindpark Galatea-Galene förväntas ha en livslängd om cirka 40 – 45 år.



Figur 7 Exempel på vindkraftverk. D = rotordiametern, H = totalhöjd, G = frigång, d = vattendjup

Tabell 2. Exempel på vindkraftverks dimensioner som kan bli aktuella inom Galatea-Galene.

	Exempel 1	Exempel 2
Effekt per vindkraftverk	25 MW	15 MW
Rotordiameter D (m)	310	230
Navhöjd (m)	185	145
Totalhöjd H (m)	340	260
Frigång G (m)	30	30

I vindkraftverkets maskinhus finns förutom växellådsolja bland annat kylarvätska, hydraulolja, smörjolja och batterivätskor. 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 förväntas uppgå till 20 000–25 000 liter.

Vid vissa väderförhållanden kan is bildas på vindkraftverkets torn och blad. För att förhindra isbildning eller 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 anläggning av vindkraftparken.

3.2 Installation

Vindkraftverk installeras vanligen i delar med flera lyft där man utnyttjar ett kranfartyg. Tornen kan transporteras ut på pråm ut till vindkraftparken 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. 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 8. Montering av vindkraftverk med ett fartyg av typen jack-up. Källa: COWI

3.3 Utmärkning av vindkraftverken

Vindkraftverken inklusive mätmaster kommer att utmärkas för luft- och sjöfart enligt gällande regelverk och föreskrifter vid tidpunkten för byggnation. Enligt nu gällande regelverk (TSFS 2020:88) ska vindkraftverk med en höjd över 150 meter, och som är placerade i parkens ytterkant förses med högintensivt vitt blinkande ljus på maskinhuset. Vindkraftparker som är bredare än fyra km 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 läge i förhållande till farleder och trafikstråk, (enligt 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.

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

3.4 Mätmast

En eller flera mätmaster kan komma att installeras för att komplettera tillgängliga vinddata från området. En mätmast har vanligen en höjd som 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 under installation följa upp förutsättningarna för olika lyft, där det kan finnas krav på maximala vindhastigheter, och senare för uppföljning av vindkraftparkens produktion. Data från mätmaster kan även användas för att göra underlag för lastberäkningar.

En teknik som utvecklas snabbt och har potential att ersätta en mätmast är Lidar. Lidarutrustning använder laser för att mäta vindhastigheten 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 att vara möjligt.

4 Fundament

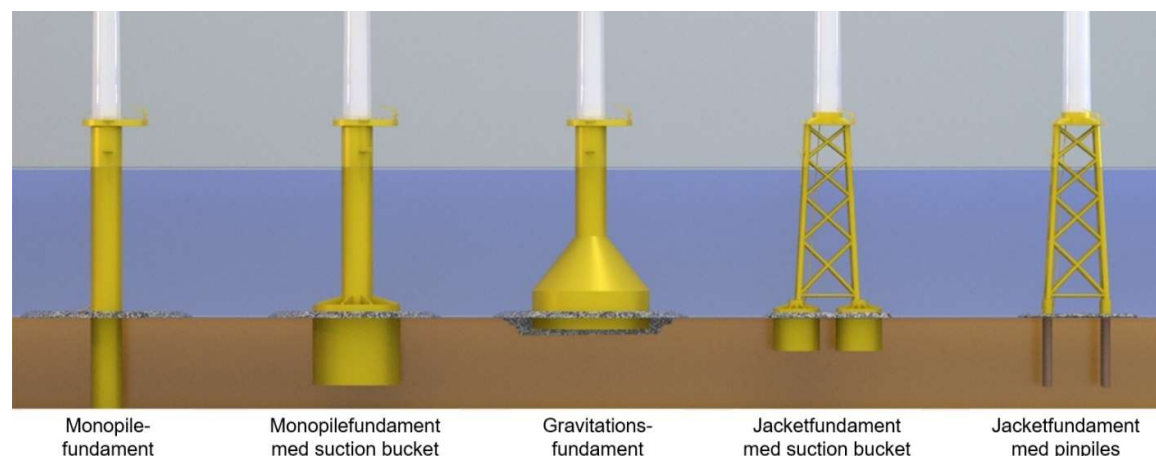
Fundamentets funktion är att bära upp vindkraftverken. Bottenfasta fundament är fast förankrade i havsbotten. Ett annat fundamentskoncept som utvecklas snabbt är flytande fundament. Hittills har flytande fundamentlösningar inriktats mot större vattendjup än de mer traditionella bottenfasta fundamentstyperna. Den tekniska utvecklingen har medfört att bottenfasta fundament kan byggas på allt djupare vatten och på motsvarande sätt bidrar den snabba utvecklingen av flytande fundamentet att de kan anläggas i grundare vatten. I nuläget är flytande fundament ännu inte kommersiellt gångbara men marknaden förväntar en snabb utveckling den kommande tioårsperioden.

4.1 Bottenfasta fundament

Ett bottenfast består av tre delar: en del som säkrar förankringen i eller på botten, en del för att nå upp över vattenytan och en del (övergångsstycke, *transition piece*) som är en övergång mellan fundamentet och tornet för att säkerställa att tornet står vertikalt. De vanligaste typerna av bottenfasta fundament är:

- Monopile – oftast en nedslagen stålcyllinder
- Monopile med *suction bucket* (en stålcyllinder med en sugkassun)
- Gravitationsfundament av betong eller annat material
- Fackverksfundament/fackverksfundament, en fackverksstruktur som grundläggs på tre eller fyra ben, och förankras genom *suction buckets* (sugkassun)
- Fackverksfundament/fackverksfundament som förankras med *pinpiles*, mindre stålpålar som slås ner i havsbotten.

Exempel på de olika fundamentstyperna illustreras i Figur 9.



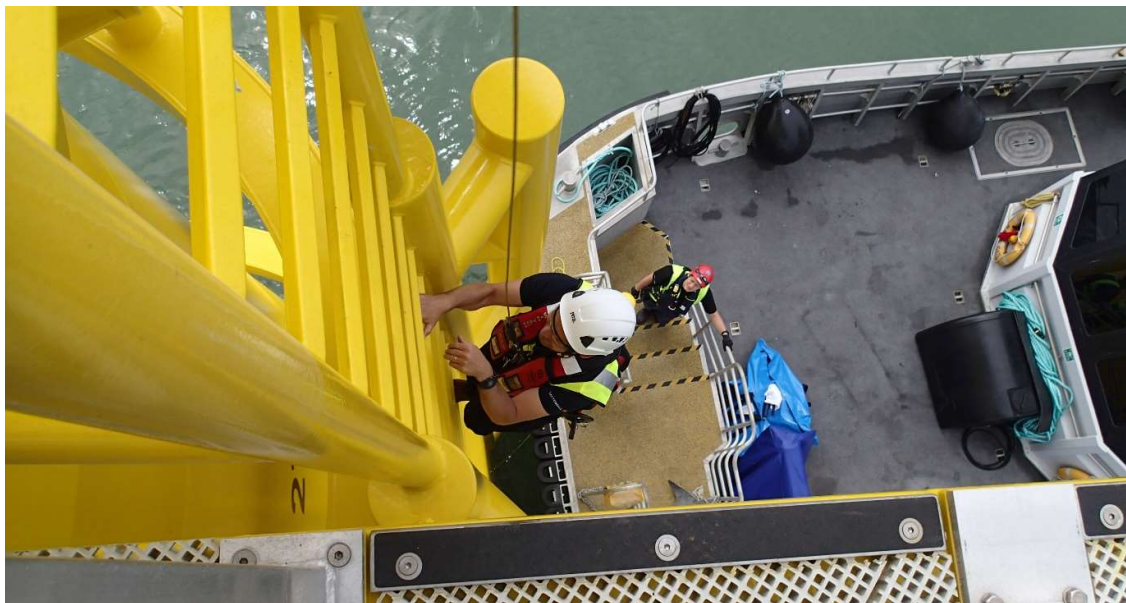
Figur 9. Exempel på olika bottenfasta fundamentstyper.

Övergångsstycket fäster tornet mot fundamentet, och kan vara utformat på olika sätt, exempelvis med en cementlösning som sprutas in mellan övergångsstycket och fundamentet eller bultas fast. Övergångsstycket syftar till att justera lutningen så att tornet hamnar helt vertikalt, även om fundamentet skulle ha kommit något snett.

För att skydda fundamentet från eventuell packis kan en iskrage (*ice cone*) monteras vid vattenlinjen.

På fundamentet finns också någon form av anöringsystem (*boat-landing*), mot vilken en servicebåt kan anöras och personal komma över till en plattform vid vindkraftverket. Denna plattform placeras så att den inte översköljs av vatten, ens vid högvatten. Den elektriska anslutningskabeln 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 används katodiskt skyddande anoder för att förhindra oxidation och korrosion. Anoderna består av metallstavar som är fästa både utanpå och i fundamenten och anoden förbrukas och korroderar istället för att metallen som fundamentet utgörs av. Anoder består vanligen av legeringar av aluminium- eller magnesium, där mindre än 5 % av vikten består av andra metaller.



Figur 10. Vid denna typ av boatlanding trycker båten sig mot fundamentet, personen som ska äntra vindkraftverket krokar fast sig i en säkerhetslina och börjar klättra. En person på båten övervakar det hela och styr säkerhetslinan.

4.1.1 Utvärdering och dimensionering av fundament

Inom de två delområdena varierar vattendjupet och de geologiska förutsättningarna. Olika typer av fundament kan användas på olika platser inom vindparken, även om det vanligtvis är samma fundamentssort inom en vindpark.

OX2 har låtit konsultbolaget COWI genomföra en utvärdering av olika fundamentstypers lämplighet för Galatea-Galene. COWI har studerat områdets geologi och analyserat fundamentens storlekar samt möjligheterna till att installera dem inom vindparksområdet. Som underlag har tillgänglig och framtagen information gällande geofysik, vind- och vågklimat från projektområdet samt från närliggande vindkraftsparker använts. Beräkningarna är även baserade på förväntade laster från vindkraftverk med större rotordiameter än dagens.

Resultatet utifrån de geologiska förhållanden på platsen och den teknik som är tillgänglig idag visar att det är tre, av de ovan nämnda bottenfasta fundamenten, som är aktuella för Galatea-Galene: gravitationsfundament, monopilefundament och fackverksfundament med pinpiles. Den snabba teknikutvecklingen gör det även möjligt att andra typer av fundament, eller hybrider av de presenterade fundamenten.

Fundament med sugkassuner är mest fördelaktigt på homogena och sandlika bottnar och mindre passande vid stenigt bottenstrat. Eftersom de djupare bottenförhållandena på Galatea-Galene har stor variation, samt att det sannolikt finns mycket sten och hårda lager som kan försvåra installation bedöms sugkassuner inte som en trolig lösning.

Dimensionen av fundamenten är beräknade av COWI utifrån ett worst case. Storlekar, penetrationsdjup med mera kan komma att optimeras i takt med att ytterligare undersökningar genomförs på platsen. Nedan följer en kort beskrivning av de bottenfasta fundamentstyper som kan bli aktuella för Galatea-Galene.

4.1.2 Monopile

Ett monopile-fundament (

Figur 11) är svagt koniskt och består av en enkel stålcylder (*pile*) som försänks djupt ned i botten genom pålning eller borrhning, alternativt en kombination av pålning och borrhning. Fundamentets diameter och förankringsdjup dimensioneras bland annat efter belastningen från vindkraftverket, geotekniska förhållanden, vattendjup samt vind och vågförhållanden.



Figur 11. Illustration av monopilefundament (Källa COWI).

Monopile-tekniken är relativt enkel och kräver i regel inte någon förbehandling av botten, däremot krävs fartyg med stor lyftkapacitet under installationen. Fartygen kan vara av typen jack-up som lyfter upp sig ovan vattenytan med hjälp av stödben, alternativt flytande kranfartyg. Stålcylindern lyfts med en *pile-gripper* och placeras på bestämd position. Därefter påbörjas pålning där en hammare, pålar ner fundamentet i havsbotten. Styrka och slagfrekvens av hammaren anpassas efter rådande förhållande.

Monopile-fundament passar bäst vid bottenstrukturer med stenblandad lera, med fast underliggande skikt. Tekniken är olämplig vid berghäll, hög förekomst av block eller vid särskilt mjuka bottenar. För att förhindra erosion anläggs runt fundamentet erosionsskydd, se avsnitt 4.2. Fundamentet skyddas från korrosion vanligen genom en kombination av att målas i korrosionsskyddande färg och anoder.

Tekniken med monopile är välbeprövad och av befintliga havsbaserade vindparker i drift är grundläggning med monopile den vanligast förekommande tekniken. I närheten av svenskt vatten har monopile bland annat använts vid vindparken Anholt (45 km från Galatea-Galene), vid Vattenfalls projekt Kriegers flak på danskt vatten och på den tyska parken Baltic 2 (vid Kriegers flak) tyskt vatten på 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 Galatea-Galene för ett vindkraftverk med en rotor om 310 meter bedöms ha en diameter om upp till cirka 14 meter och ett penetrationsdjup på upp till 80 meter. Totalvikten har beräknats till 3 000–6 000 ton beroende på val av vindkraftverk samt djupet på den enskilda positionen. Erosionsskyddets diameter inklusive monopilen beräknas vara maximalt 60 meter med en tjocklek på cirka 1,5 meter.



Figur 12. Tillverkning av fundament. I bakgrunden syns färdiga övergångsstycken (Källa COWI).

Installation

Anläggning av monopile kräver i regel ingen eller liten förbehandling av havsbotten. Vid installationen kan rören antingen transporteras ut flytande (med ändarna förslutna), bogseras på en pråm alternativt på ett installationsfartyg. Anläggning påbörjas genom att ett fartyg positionerar sig vid infästningspunkten, vanligen är det av ett fartyg av typen jack-up, som lyfter upp sig med stödben över vattenytan, alternativt kan det vara ett flytande kranfartyg. Fundamentets pile sänks till position via kranar och en hydraulisk pile-driver förs till plats.

Pålning

Pålning av monopile sker genom att en hydraulisk- eller dieselmotordriven 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 konsumera upp till 6000 kJ för pålning. Vanligen påbörjas pålning med så kallad soft start där man börjar pålning med att knacka ganska försiktigt (cirka 10–15 % av maximal energi) för att ge tumlare och andra djur tid att lämna området. Efter soft-start övergår pålningen i ramp-up där pålningsenergin succesivt tilltar tills man når upp till maximal pålningsenergi. Genom pålning förs monopilen ned till tillräckligt djup, cirka 80 meter. Pålning genererar höga ljudnivåer i vattnet och åtgärder kommer att vidtas för att begränsa ljudutbredningen runt arbetsområdet. Vid förekomst av stenblock eller annat svår genomträngligt bottenstrukt avbryts pålningen och en borrar kan sänkas ned i cylindern för att ta sig genom materialet innan pålning återupptas. Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke (*transition piece*), stegar (*boat landing*), reling, kran med mera. Avslutningsvis läggs vid behov erosionskydd runt fundamentet.

Installation av ett monopile-fundament tar vanligen ett till två dygn, där själva pålningen vanligen tar cirka sex timmar per fundament. Övrig tid inkluderar ompositionering och förflyttning av fartyg

samt eventuella skyddsåtgärder samt förberedelser inför lyft av pålen med mera. Den effektiva pålningstiden för vindparken är drygt 25 dygn, medan installationen av fundament pågår i cirka 3,5 till 6,5 månad, delvis beroende på vilken säsonginstallationen sker, samt hur mycket borrhning som krävs. Installationsarbete till havs kräver marginaler då vädret kan vara nyckfullt och det är viktigt att upprätthålla en säker arbetsmiljö.

Borrhning

Om botten är av hård karaktär kan installation av monopile kräva borrhning. Detta sker från en borrhplattform. Materialet, det så kallade borrhkaxet 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 behövas transporteras in till land för korrekt hantering av miljöfarligt avfall, men utifrån tillgänglig kunskap och information förutsätts massorna inte innehålla höga halter av föroreningar. Utifrån utvärdering av olika fundamentstypers lämplighet för Galatea-Galene är det antaget att 25 % av positionerna behöver borraras.

Den sedimentspridning som kan tänkas uppkomma vid arbeten med installation av fundament och kabelnedläggning har modellerats för att avgöra sedimentspridnings storlek och omfattning. Alla antaganden har skett utifrån ett worst case scenario.



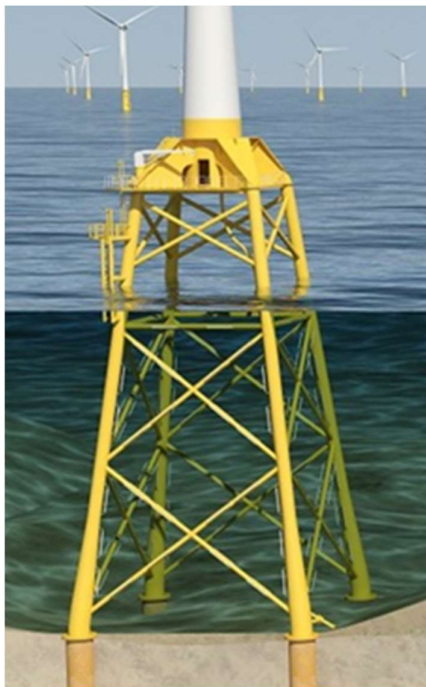
Figur 13. Exempel på borrh som kan användas vid borrhning av pålar. (Källa Bauer Group)

Fördelarna med monopile är att det är en välbeprövad teknik som är relativt enkel att tillverka, transportera och installera. I driftfasen är den enkla strukturen lätt att inspektera. Fundamentstypen kräver begränsad preparering av botten innan installation, och installationen är relativt snabb. Nackdelen med en pålad monopile är alstringen av undervattensbuller vid

installationen som med sin impulsiva karaktär kan störa djurliv i närheten. En monopile som anläggs genom borrhning ger i huvudsak upphov till miljöpåverkan genom den sedimentspridningen som uppstår vid borrhningen.

4.1.3 Fackverksfundament

Fackverksfundament är en nätverkskonstruktion av stålrör/balkar, som förankras i botten genom pålning eller sugkassuner. Ett fackverksfundament för Galatea-Galene har en bottenbredd av 30–55 meter. Tekniken härstammar från oljeindustrin och är därför anpassad och beprövad på stora djup, vanligen över 40 meter. Stålrören i konstruktionen fixeras vanligen i varandra genom svetsning eller med hjälp av gjutna hylsor. Om botten är av hård karaktär kan borrhning krävas. Fackverksfundament har idag vanligen tre eller fyra ben. Mellan fundamentet och tornet placeras ett övergångsstycke. Fackverksfundament bedöms kunna bli aktuellt inom hela eller delar av Galatea-Galene. Vikten för ett fackverksfundament till Galatea bedöms vara maximalt 3 000 ton, exklusive vikten för pålar eller sugkassuner.



Figur 14. Illustration av fackverksfundament (Källa COWI)

Fackverksfundament förankras i botten genom att tre till fyra stålrör pålas fast i bottensedimentet varefter hela stålkonstruktionen kan monteras i ett stycke. Alternativt kan man först ställa hela fackverksstrukturen på botten och därefter slå ner pålen. Kopplingen mellan pålarna och fackverksfundamentet kan komma att förstärkas med en cementblandning.

På hårbotten kan borrhning av pålen förekomma. Både pålningen och borrhning föregår på liknande sätt som för monopile. För Galatea-Galene förväntas storleken på pålarna att vara mellan 3 till 4,5 meter och ett penetrationsdjup på 100 meter respektive 80 meter.

Behovet av erosionsskydd i form av sten eller motsvarande kommer utredas senare i projektet och läggs, om det tillkommer, inom ett avstånd på cirka 4 till 6 meter per stålrör.



Figur 15. Fackverksfundament vid kaj (Källa COWI).

Installation

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

Om fundamentet installeras med pinpiles, dvs. mindre stålpålar, kan de pinpiles som förankrar fackverksfundamentet antingen i förväg ha placerats i en ram på botten, som sedan fundamentet fästs mot eller så placeras fundamentet direkt på botten, varefter pålning sker av pinpiles. Eftersom pålen är mindre än för monopile sker pålningen med mindre kraft och genererar därmed en mindre ljudutbredning. I övrigt sker pålningen på liknande sätt som för monopile. Den totala tiden för pålning blir dock längre eftersom varje fundament har flera ben som måste förankras. Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke, stegar, reling, kran med mera. Avslutningsvis anläggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet.

Installation av ett fackverksfundament tar vanligen två till tre dygn, där själva pålningen vanligen tar cirka tre till sju timmar per påle. Varje fundament har tre till fyra pålar. Övrig tid inkluderar ompositionering och förflyttning av fartyg samt eventuella skyddsåtgärder samt förberedelser inför lyft av pålarna med mera. Installationen kan föregå med flera fartyg där till exempel ett fartyg installerar pålar och ett annat lyfter själva fackverksstrukturen. Den effektiva pålningstiden för vindparken förväntas att vara drygt 75–80 dygn, medan installationen av fundament kan pågå i cirka 10 månader, beroende på under vilken säsong som installation sker, hur mycket borring som krävs och om problem uppstår under installationen. Installationsarbete till havs kräver marginaler då vädret kan vara nyckfullt och det är viktigt att upprätthålla en säker arbetsmiljö.

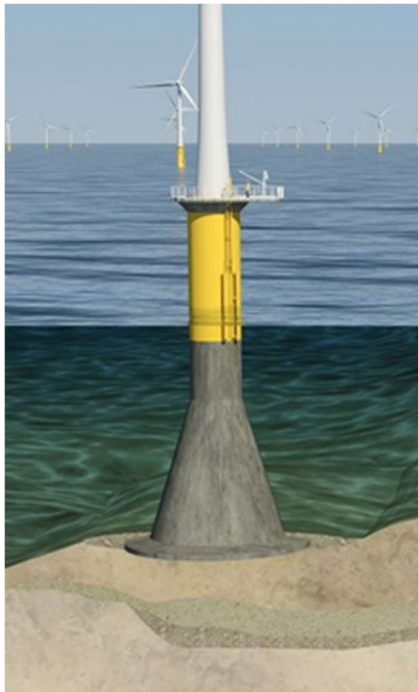
Fackverksfundament kan även förankras med sugkassuner. Sugkassuner är uppochnedvända behållare, ihåliga stålcyndrar, på vilket fackverksfundamentet monteras. Sugkassuner kan även användas för monopiles, då benämns de monobucket. Vid installation placeras sugkassunen på botten vartefter vattnet pumpas ur kassunen och det skapas ett undertryck. Undertrycket gör att kassunen sugs ner i sedimenten. Anläggning av sugkassuner kräver ingen pålning eller borring, däremot kräver tekniken viss sedimentbeskaffenhet för att tekniken ska kunna användas. Även för sugkassuner krävs en viss avplaning av bottenytan.

Fördelen med fackverksfundament är att de är applicerbara på stora vattendjup och att bottenytan som tas i anspråk för själva fundamentet är relativt liten. Ljudalstringen vid pålning är mindre än vid installation av monopilefundament då pålen har en mindre diameter och det därmed krävs mindre pålningsenergi. Däremot krävs mer bottenpreparering än vid monopile fundament eftersom alla benen måste stå på samma nivå. Installationen tar längre tid än för monopile på grund av att fler pålar ska förankras.

4.1.4 Gravitationsfundament

Gravitationsfundament är stora konstruktioner som står på havsbotten och håller vindkraftverket upprätt genom sin storlek och tyngd. Gravitationsfundamentet utgörs vanligen av en betongkassun eller stålbehållare som fylls med någon form av ballast. Denna typ av fundament förutsätter en jämn botten och är ofta fördelaktiga vid jordarter med god bärförmåga samt vid begränsade vattendjup. Med ökande vattendjup blir konstruktionen stor och tung, särskilt med dagens ökande storlek av vindkraftverk.

Torrvikten för fundamenten beräknas till mellan 7 000 och 15 500 ton exklusive ballast, beroende på val av vindkraftverk och bottendjup. Bottendiameterna av ett fundament kan uppgå till 35–45 meter, beroende på storleken av vindkraftverket (15 MW respektive 25 MW).



Figur 16 Illustration av gravitationsfundament (Källa COWI)

Gravitationsfundament kan troligen endast appliceras på delar av vindparksområdet, framförallt den nordöstra delen inom Galatea då resterande delar av Galatea och Galene har 5–10 meter av mjuka lager med lera med dålig bärförmåga.

Installation

Inför installationen, behöver bottenytan förberedas t.ex. genom muddring, och ett bärlager med stenkross anläggs för att skapa en jämn botten. Om stora stenblock förekommer kan de behöva avlägsnas. Muddring för avjämning och bärlager kan behöva ske ner 5–10 meter beroende av förhållande på platsen. Den sammanlagda volymen av massor som extraheras per gravitationsfundament är i en storleksordning av 5 000–15 000 kubikmeter. I samband med denna bottenpreparering uppkommer sedimentspridning.

Efter bottenpreparering transporteras fundamenten ut med pråm eller installationsfartyg och lyfts på plats med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg, efteråt fylls fundamenten med ballast. Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke, stegar, reling, kran med mera. Avslutningsvis anläggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet, vanligen i form av större stenar. Storleken på erosionsskyddet förväntas att vara 10 meter utanför fundamentet med en tjocklek på 1,5 meter.

Vid avveckling kan antingen fundamentet lämnas på platsen alternativt kan det tömmas på ballast och lyftas upp för transport till fastlandet.

Fördelarna med gravitationsfundament är att installationen genererar betydligt mindre undervattensbuller än andra fundamentstekniker och den hårda strukturen kan fungera som ett artificiellt rev. Nackdelen är att det krävs mer förberedande arbete och att strukturerna blir tunga.

4.2 Erosionsskydd

I anslutning till fundamenten eller de flytande fundamentens förankring anläggs vanligen erosionsskydd (*scour protection*), för att skydda fundament mot uppkomst av erosionshål. Storlek och behovet av erosionsskydd varierar beroende på fundamentstyp, vågor, strömmar och bottenstrukturer. Den vanligaste typen av erosionsskydd är lager av sten, grus och sand i varierande storlek som läggs runt basen på fundamentet. Installation sker vanligtvis med ändamålsenligt fartyg som placerar sten på platsen. Det pågår även utveckling av alternativa typer av erosionsskydd, exempelvis geotextilier.

4.3 Flytande fundament

Ett alternativ till de idag använda bottenfasta fundamentstyperna är en flytande fundamentslösning, som växer fram som ett alternativ för områden med ett större vattendjup. Tekniken är tillämpad i olja- och gasindustrin där man använt sig av flytande fundament för att komma åt oljereservoarer på djupt vatten.

Flytande vindkraftsfundament delas normalt in i tre olika koncept:

- sparfundament, en cylinderformad struktur
- semi-submersible, en under ytan delvis nedsänkt plattform
- TLP (tension leg plattform)

Av de flytande konceptlösningarna är det primärt en semi-submersible som kan tillämpas på Galatea-Galene, då sparfundament och TLP generellt kräver djupare vatten. Förankring av fundamenten i botten med hjälp av långa staglinor eller kedjor, som förtöjs på botten med någon form av ankare eller pålar (piles). Precis som för bottenfasta fundament anpassas fundamentslösningen efter de lokala förutsättningarna.

4.3.1 Flytstrukturer

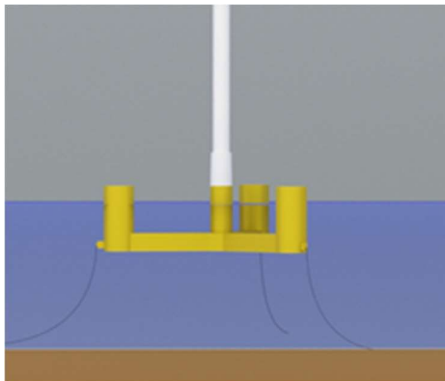
Sparfundament

Sparfundament är en beprövad teknisk lösning inom t.ex. olja- och gasindustrin. Den ger stabilitet tack vare en vertikal flytande boj med låg tyngdpunkt. Fundamentslösningen består av en cylinder med en relativt liten kontaktyta med vattenytan jämfört med andra grundtekniker. Cylindern är fylld med ballast för att förskjuta fundamentets tyngdpunkt nedanför flytpunkten. Den kan vara konstruerad av stål, betong eller en kombination av dessa. På grund av den stora sparbojen finns det utmaningar med transporten ut till parken samt vid installationen då monteringen inte kan utföras på land.

Semi-submersible

Semi-submersible fundament består av en plattform som delvis är nedsänkt under vattenytan och har en utformning som ger en mer horisontell utbredning än sparfundament. Plattformens konstruktion skapar stabilitet genom att förskjuta vattenplanområdet från tornets centrum till den

omgivande plattformen, vilket minskar påfrestningen från vågrörelser. Konstruktionen är mindre materialintensiv än den tidigare nämnda sparlösningen. Fördelar med semi-submersible är att all montering och testning kan ske vid kaj innan transport ut till vindparksområdet. Det medför att dyra kostnader för långa havsinstallationer kan minimeras. Det som behöver utföras på plats är själva förankringen som sker till redan förinstallerade ankare vid havsbotten, samt anslutning till internättskablar.



Figur 17. Semi-submersible fundament.

TLP

Det tredje konceptet, TLP – Tension Leg Platform, är en mindre vanlig teknik som till skillnad från de tidigare nämnda lösningarna upprätthåller sin stabilitet med hjälp av spända förankringskedjor mot havsbotten. Fundamentet består av en plattform med stark flytkraft som är helt nedsänkt under vattenytan. Tekniken kräver en gedigen förankringslösning med stora gravitationsankare eller motsvarande för att klara av påfrestningen på de spända förankringslinorna. Fördelen med denna förankringslösning är att linorna har en vertikal sträckning upp från havsbotten till plattformen. Det gör lösningen relativt billig att skala upp till större vattendjup.

4.3.2 Förankring

Alla flytande fundament behöver förankras i havsbotten med hjälp av långa staglinor/kedjor. Dessa förtöjs i någon form av ankare. Beroende på botten- och sedimentförhållanden samt andra omständigheter, väljs vilken förankringstyp som är bäst lämpad. För en lösning med ankare krävs bottenförhållanden där ankaret kan grävs ner en bit för att fästa. Gravitationsförankring är den teknik som är minst beroende av vilka bottenförhållanden som råder, men nackdelen med denna variant är att den har en materialkrävande framställning. Förankring med pålar kräver ofta pålning som genererar undervattensljud.

Oavsett fundamentslösning har anordningen tre eller fler förankringslinor till botten. Bottenfästet för förankringslinorna kan nyttjas av mer än en lina/kedja. En förankringslina på varje vindkraftverk är utrustad med en *"in-line tension"* för att kunna justera spänningen på förankringslinan. Detta utnyttjas framför allt i installationsfasen men kan även justeras under driftsfasen vid behov.

Förankringslinorna kan utformas på olika sätt och kan kategoriseras under grupperna

- *catenary mooring* där förankringslinan är slak och ligger delvis på havsbotten, och verkar med sin tyngd
- *semi-taut* är en kombination av en catenary och ett taut system där förankringslinan är halvspänd och även delvis ligger på havsbotten.
- *taut mooring* är en halvspänd förankring som möjliggör användande av lättviktsförankring
- *tendons* är vertikala förankringar fäster i botten vertikalt ner från flytstrukturen

Catenary mooring är den mesta använda inom havsbaserad vindkraft tack vare att den är enkel att installera samt har en simpel och välkänd design. Taut och tendon förankring kräver generellt vattendjup över 100 meter.

4.3.3 Förväntade dimensioner

En semi-submersible struktur för Galatea Galene har en pontonstorlek på cirka 65–85 meter med ett djupgående på cirka 25–30 meter. Vikten beräknas till 2500–5100 ton. Förankringssystem förväntas vara av typen *catenary mooring* med en radie på cirka 800 meter. Förankringen kan ske med pålankare med ett penetrationsdjup på cirka 45 meter och en diameter på 3,5 meter. Alternativt kan sugankare användas med en 7 meter diameter med en kjollängd på 30 meter.

4.4 Jämförelse av fundament

Fundamenten samt erosionsskydd kommer att ta i anspråk en del av havsytan. Störst påverkan av själva fundamentet har gravitationsfundament medan monopile upptar störst yta när erosionsskydd räknas in. Endast en mindre del av Galatea är lämplig för gravitationsfundament. Om hela vindkraftparken uppförs med monopile, kommer den sammanlagda bottenytan som blockeras av fundament att uppgå till en halv till en hektar, därtill kommer ytan för erosionsskydd om cirka 15 hektar (detta motsvarar mindre än 0,1 % av den totala bottenytan). I Tabell 3 visas en jämförande tabell för de olika fundamentalternativen och dess bottenanspråk samt penetrationsdjup.

Tabell 3. Jämförelse av fundamentstyper gällande bottenanspråk, penetrationsdjup och installationsmetoder.

	Monopile	Fackverks- fundament med pinpiles	Gravitations fundament	Flytande fundament
Antal fundament	101	101	101	101
Fundamentets bottendiameter	14 meter	5 meter/ben 4 ben	45 meter	7 meter/förankring 6 förankringspunkter
Bottendiameter med erosionsskydd	60 meter	10 meter	55 meter	12 meter
Penetrationsdjup	80 meter	100 meter	10 meter (muddring)	50 meter
Pålning	Ja	Ja	Nej	Eventuellt
Borrning	Troligen	Troligen	Nej	Nej
Muddring	Eventuellt	Eventuellt	Ja	Eventuellt
Sedimentspridning	Ja	Ja	Ja	Ja
Muddring/ dumpning av muddermassor	Nej	Nej	Ja	Nej
Bottenanspråk (km²)	0,016	0,08	0,16	0,0241
Bottenanspråk inklusive erosionsskydd (km²)	0,29	0,032	0,24	0,07
Andel bottenanspråk av vindparkens yta	0,13 %	0,015 %	0,11 %	0,03 %

¹ Inkluderar förankringspunktens anspråk. Kättingar är exkluderade.

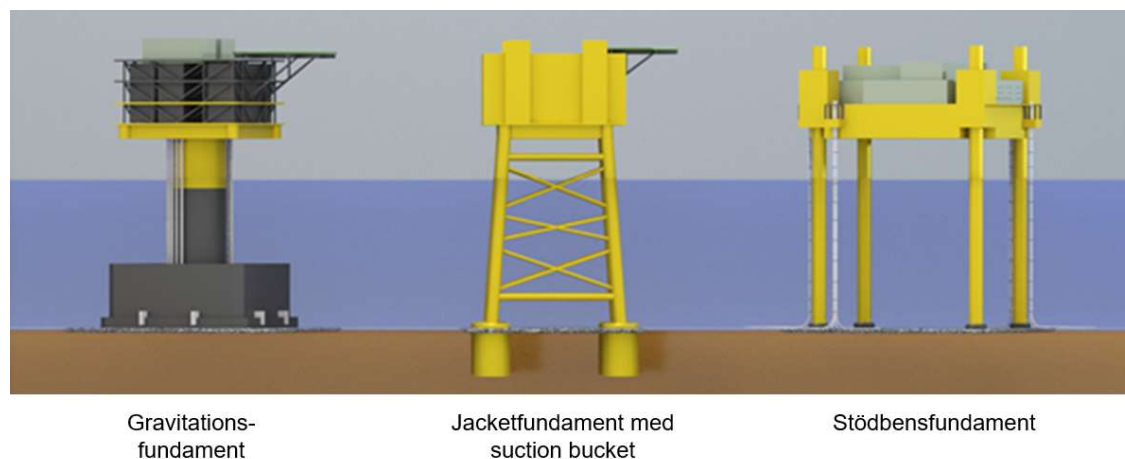
5 Transformator- och omriktarstationer

Inom projektområdet installeras upp till tre havsbaserade transformatorstationer eller omriktarstationer. Transformatorstationen samlar upp internkabelnätet (inter array cables) och transformerar spänning från en lägre till en högre spänning för att minska förluster vid överföring till land. Från transformatorstationen ansluts ett antal exportkablar som för elektriciteten fram till anslutningspunkten på land. Transformatorstationer består av ett fundament och en överbyggnad. Överbyggnaden innehåller elektrisk och annan nödvändig utrustning och byggs ihop på land som monteras på fundamentet ute till havs. Om överföringen till land istället för högspänd växelström sker med högspänd likström ingår omriktare som en del av den elektriska utrustningen, denna station kallas då vanligen omriktarstation. En omriktarstation kan placeras på en separat plattform men liknar i utformning en transformatorstation.

5.1 Utformning av en transformator/omriktarstation

Dimensionen av överbyggnaden varierar beroende av till exempel leverantörer, kapacitet och vilka komponenter plattformen ska rymma. Plattformarna kan vara stora och det finns exempel på plattformar med en längd på 180 meter och en bredd på 90 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. Vikten av en överbyggnad kan vara upp emot 7500 ton. Plattformen eller plattformarna kommer att märkas i enlighet med gällande regelverk så att de blir synliga för båt och flygtrafik.

De fundamentstyper som finns tillgängliga för havsbaserade transformatorstationer är i grunden samma som finns för vindkraftverken men dimensionerade med hänsyn till de laster som stationernas utformning ger upphov till. Ett fackverksfundament till en plattform kan ha upp mot åtta ben. I Figur 18 visas några exempel på hur plattformen och fundament kan vara utformade. Det kan finnas landningsplats för helikopter.



Figur 18. Exempel på fundament och utformning av havsbaserade transformatorstationer.

Antal, utformning och placering av transformator- eller omriktarstationerna kommer att bestämmas under vindparkens detaljprojektering, och baseras på vindkraftverkens storlek och antal, bottenförhållande och optimal dragning av internkabelnätet och anslutningskablar. Placeringar för transformatorstationer är mest troligt i projektområdets centrala eller östliga delar, för att minska anslutningskabelns längd. Maximalt kommer tre transformatorstationer installeras, varav en av dem kan vara en omriktarstation.

Omriktarstationen används vid likströmsöverföring och liknar till utformning en större transformatorstation. Omriktarstationen konverterar växelströmmen som genereras vid vindkraftverken till likström. Som mest kommer en omriktarstation att behövas inom vindkraftsområdet, och kan användas ensam eller i kombination med transformatorstationer.

Tabell 4. Exempel på dimensioner för fackverksfundament till transformator/omriktarstation gällande bottenanspråk, penetrationsdjup och installationsmetoder.

Dimension	Antal
Antal transformatorstationer/omriktarstationer	3
Antal ben per fackverk	4 ben
Fundamentets bottendiameter	5 meter
Bottendiameter med erosionsskydd	30 meter
Penetrationsdjup	100 meter
Pålning	Ja
Borning	Troligen
Muddring	Eventuellt
Sedimentspridning	Ja
Bottenanspråk med erosionsskydd med tre plattformar	8 482 m ²
Totalt bottenanspråk av vindparkens yta i %	0,004 %

5.2 Installation av transformatorstationer

Transformator- och omriktarstationer levereras normalt direkt till vindparken från tillverkningshamnen med all elektrisk utrustning färdiginstallerad. Då strukturen är mycket tung krävs specialbyggda fartyg för att lyfta denna installation. Normalt sker först installationen av fundament på samma sätt som beskrivits i avsnitt om vindkraftverkens fundament. Därefter lyfts själva överbyggnaden på plats varefter det sker diverse monteringsarbeten och anslutning till exportkablar till land. När detta är slutfört spänns anläggningen och anslutning av det interna kabelnätet till transformatorstationen sker.



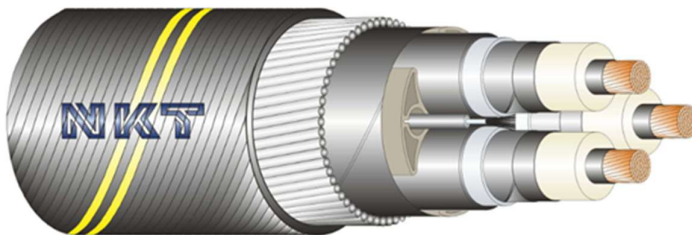
Figur 19. Stödbensfartyg vid transformatorstation.

6 Internt kabelnät

Det interna kabelnätet (inter-array cables) binder samman vindkraftverken med de havsbaserade transformatorstationerna, genom att sammankoppla enstaka vindkraftverk i grupper (radialer) som sedan kopplas till transformatorstationen.

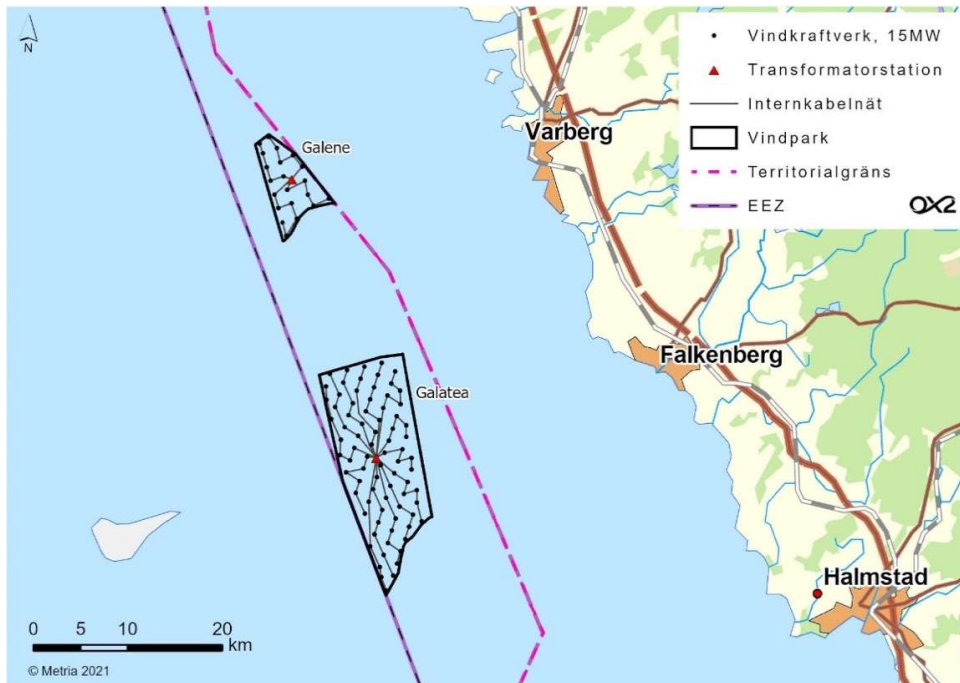
6.1 Interna kabelnätets uppbyggnad

Vanligtvis består det interna kabelnätet av en armerad treledarkabel, med tre faskablar av vald dimension. 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 PE (plast)-lager. Hålutrymmen mellan faserna fylls upp av profiler eller garn för att göra kabeln rund och därefter skyddas kablarna med armering vilket vanligtvis utgörs av galvaniserade ståltrådar. Ytterst läggs ett transportskydd av garn eller PE. I ett av hålutrymmen placeras en tub med optofiber. Allmänt förekommande dimensioner, oavsett spänningsnivå, för internt kabelnät (inter array cables) är en ledar-area på mellan 185 och 1000 mm².

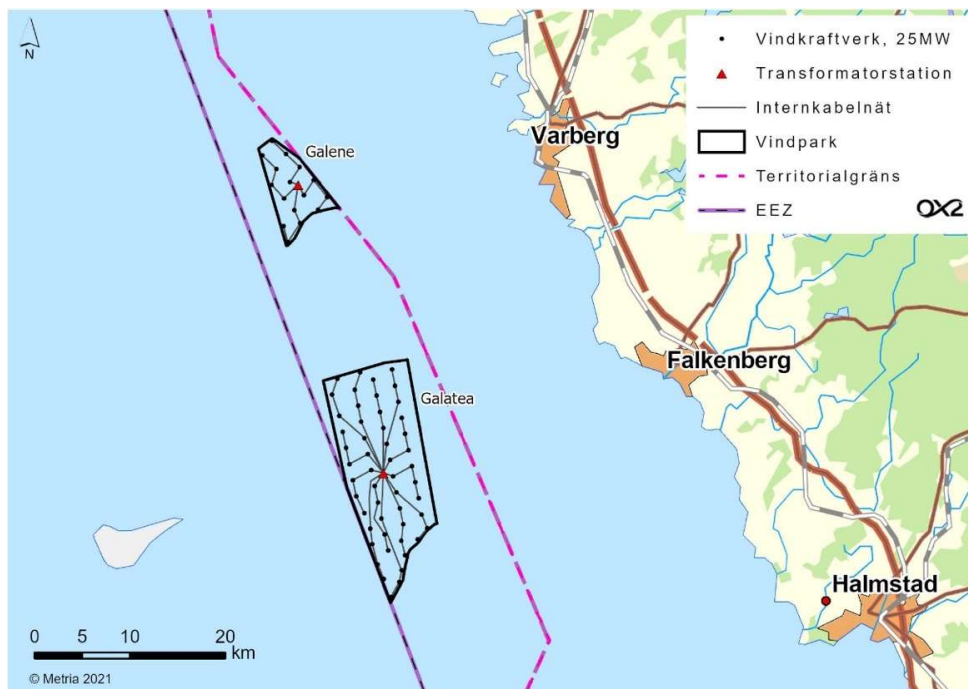


Figur 20. Tvärsnitt av en sjökabel (Källa: NKT).

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 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 (förgrening). Utifrån den kabelteknik som finns tillgänglig i dag kan internkabelnätet (inter array cables) exempelvis bestå av 66 kV-kablar, vilka kan överföra en samlad effekt på runt 80–100 MW per kabel. Det betyder att sex 15 MW vindkraftverk kan anslutas längs samma radial, eller fyra stycken 25 MW vindkraftverk. Spänningsnivån hos internnätsskablar förväntas stiga upp mot 170 kV de närmsta tio åren. 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 21 och Figur 22 visas exempel på parkutformning och dess internkabelnät, bestående av 66 kV-kablar.



Figur 21 Exempel på internkabelnät inom vindparken. Exemplet visar 30 stycken (Galatea) och 21 stycken (Galene), med 66 kV-kablar och en transformatorstation i respektive delområde. Kabellängden i exemplet är 233 km.



Figur 22 Exempel på internkabelnät inom vindparken. Exemplet visar 52 stycken (Galatea) och 16 stycken (Galene) vindkraftverk, med 66 kV-kablar och en transformatorstation i respektive delområde. Kabellängden i exemplet är 200 km.

6.2 Installationsmetoder för kabelnedläggning

Innan installation av kablar kan påbörjas genomförs vanligen en magnetometerundersökning av kabelsträckningen för att säkerställa att det inte finns oexploderad ammunition. Det genomförs även förberedande arbeten för att säkerställa en säker och obehindrad kabelläggning och installation. Det förberedande arbetet inkluderar att röja klippblock och stenar på havsbotten, ta bort främmande föremål på havsbotten så som fiskenet, linor och dylikt. Røjningen innebär en viss penetration i havsbotten. Det kan även förekomma utjämning av havsbotten om det finns sandvågor, sandbankar eller annan lätttrölig havsbotten som inte kan undvikas, eller på platser med branta partier.

Kablarna, upprullade på stora spolar, transporteras till projektområdet med särskilda installationsfartyg. Kablarna läggs på havsbotten och begravs sedan vanligen till ett djup på mellan en till två meter under havsbotten för att skydda kablarna från skador från fiskeredskap, ankare och annat. Det slutgiltiga förläggningsdjupet beror på de geologiska förhållandena och den skyddsnivå man vill uppnå. Förläggningsdjupet kan också variera över projektområdet. För Galatea-Galene är det modellerade förläggningsdjupet en meter.

Vanligen begravs kablarna genom spolning eller plöjning. Vid särskilt krävande bottenförhållanden kan ett mekaniskt skydd läggas ovanpå kablarna, exempelvis betongmadrasser, stenar eller liknande.



Figur 23. Kabelinstallationsfartyget Victoria (Källa NKT Cables).



Figur 24. Kabeltrumma på kabellägningsfartyg.

Spolning

Nedspolning av kablar kan tillämpas i mjukare bottenar, främst där de ytnära sedimenten är sand. Vid spolning läggs kabeln på sjöbotten, vatten spolas med högt tryck genom munstycken 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. Trycket på vattnet kan regleras för att anpassas till skillnader i bottenens sammansättning. Diket som uppstår då kabeln begravs har vanligen en bredd på cirka en meter eller mindre, men det varierar med sediment och installationsmetod. Lokalt, och särskilt vid mjuka bottenstrukturer kan diket bli upp till 10 meter. 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.

Plöjning/grävning/skärverktyg

I hårt botten sediment 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. Plogning är framförallt bra där sedimenten varierar mycket och för anslutningskablar. Återfyllande av rännan sker även här med vattenströmmar.

Före eller parallellt med installation av sjökablarna installeras landkablarna liksom arbete med att färdigställa den landbaserade transformatoranläggningen. Installation av anslutningskabeln till land föregår på samma sätt som för internkabelnätet men med ambitionen att förlägga dem på ett djup av två meter. I strandkanten fogas land och sjökablarna samman. Med alla kablar installerade kan vid landfästet ske en sammankoppling av sjökablar och landkablar.

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 och nya kablar skyddas. Skydd kan till exempel bestå av betongmadrasser, stål- eller betongbryggor. Detaljerna gällande korsningen behöver fastställas och avtalas i ett mellan de båda parterna.

Betongmadrasser är monteringsfärdiga skydd som läggs ovanpå kabeln. Installation av madrasser är tidskrävande och används det oftast bara för korta sträckningar. Som alternativ till betongmadrasser kan säckar med sten användas som skydd eller för att hålla fast eller stabilisera kabeln, särskild i områden nära ett monopilefundament.

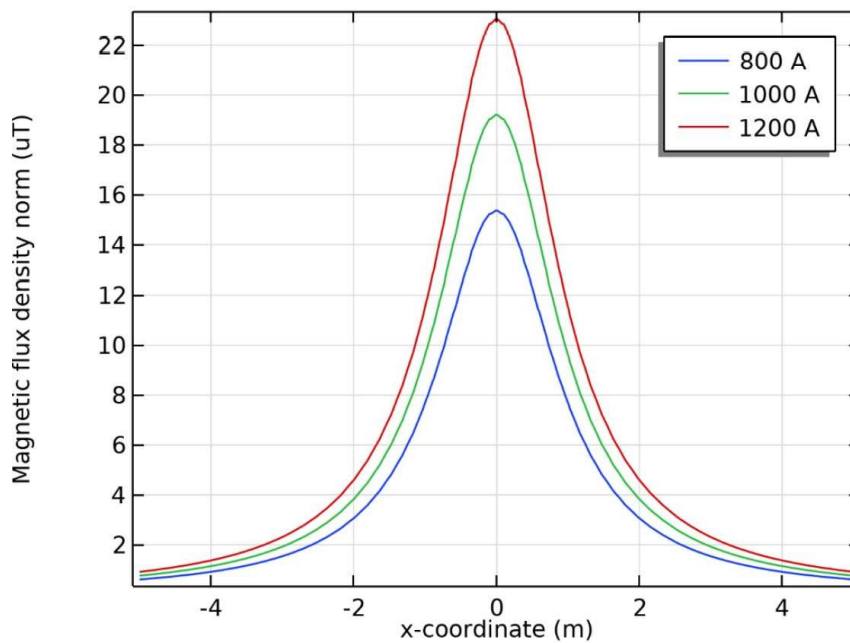


Figur 25. Exempel på betongmadrass som används som kabelskydd (Källa: Subsea Protection Systems).

6.3 Elektromagnetiska fält från internkabelnät

Växelströmskablar genererar ett magnetfält, som varierar med den momentana strömbelastningen i kabeln. Spänningsnivån genererar inte något magnetfält, och därför saknar en obelastad kabel i stort sett magnetfält. Dagens kabeldimensioner för internkabelnät motsvarar

en maximal belastning om 800 Ampere men för att ta höjd för framtida utveckling av kabeldimensioner har beräkningar genomförts även för starkare ström. Högst magnetfält genererar 1200 Ampere rakt ovanför kabeln, cirka 23 μT . Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka fyra meter från centrumlinjen är magnetfältet under 1 μT . 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 26. Magnetfältets styrka över kabeln vid havsbotten för det interna kabelnätet, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

7 Anslutningskablar (exportkablar)

När elektriciteten transformerats och eventuellt omriktats överförs denna via en eller flera anslutningskablar till en anslutningspunkt på land. Kablarnas antal och utformning beror bland annat på vilken teknologi (HVAC – växelström eller HVDC – likström) som används samt spänningsnivå. Utifrån dagens teknik är det mest troligt att anslutningen blir en växelströmsanslutning.

7.1 Anslutningskablarnas uppbyggnad

Antalet kabelförband för Galatea-Galene kommer att bestämmas utifrån vindparkens slutgiltiga kapacitet, vid vilken spänningsnivå som elektriciteten kan överföras, samt om överföringen sker med likström eller växelström. Det förväntas att två till sex kabelförband anläggs. Det kan också bli aktuellt att föra en eller flera kablar direkt till land från vindparken utan att transformera spänning på en transformatorstation.

För en växelströmsanslutning har varje kabelförband till havs en diameter på cirka 30 cm (cirka 1000 mm² ledararea) och utgörs av ett högspännings-växelströms (HVAC) transmissionssystem med en spänning på upp till 220 kV. Det förekommer även utveckling hos kabeltillverkare att öka spänningen upp till 400 kV även på sjökablar.

Likströmsöverföring används vanligen vid överföring mellan länder och för längre sträckor, då förlusterna blir mindre än vid växelström. Vid en likströmsanslutning kommer överföring ske med tvåpoliga kablar (+ och –) med en ungefärlig ledararea på cirka 1000–2500 mm² och en ytterdiameter på 15–20 cm. Troligen etableras två radialer dvs. två HVDC kablar där man till havs vanligen buntar ihop de två polerna tillsammans med en fiberoptisk kabel, således att det förläggs två kablar till havs. Kabelspänningen blir upp till 525 kV HVDC.

7.1.1 Sträckningsalternativ samt utredningskorridorer

Affärsverket Svenska kraftnät har ännu inte tilldelat en anslutningspunkt för Galatea-Galene. Projektet har identifierat en möjlig anslutningspunkt till transmissionsnätet vid Ringhals i Varbergs kommun. Utredningskorridorer för kabel har tagits fram till anslutningspunkten. Vilka sträckningar som slutligen kommer väljas, bestäms efter att botten- och marinbiologiska undersökningar samt efter att samråd enligt ellagen genomförts. Beslut från Svenska kraftnät om lämplig anslutningspunkt väntas komma under 2022. Parallellt ligger ett förslag från regeringen att Svenska kraftnät ska få uppdraget att bygga ut transmissionsnätet till havs, där det finns förutsättningar för att ansluta havsbaserad vindkraft.



Figur 27. Galatea- Galene vindpark samt utredningskorridorer för anslutningskablar.

Längden för en anslutningskabel från Galatea till landfäste är cirka 70 km och från Galene till landfäste cirka 35 km. Projektet utvärderar att koppla samman Galatea och Galene. Längden av en kabel, från Galatea via Galene, är då cirka 100 km.

7.2 Installationsmetoder vid kabelläggning

Förläggningen och installation av anslutningskablar föregår på samma sätt som för det interna kabelnätet men förläggningsdjupet är generellt något djupare, då riskerna för kabelbrott generellt är större utanför vindparken och konsekvenserna större. Normalt placeras kablarna med ett avstånd mellan varandra på cirka 150–300 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 begravs 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 10 meter.

Beroende på vilka längder som går att lasta på kabelläggingsfartyget, och kabelns längd kan skarvar krävas utmed sträckan. Dessa kan då göras inom samma kabelkorridor som kabel placeras i men att kabelskarvarnas diameter är något större än själva kabeln.

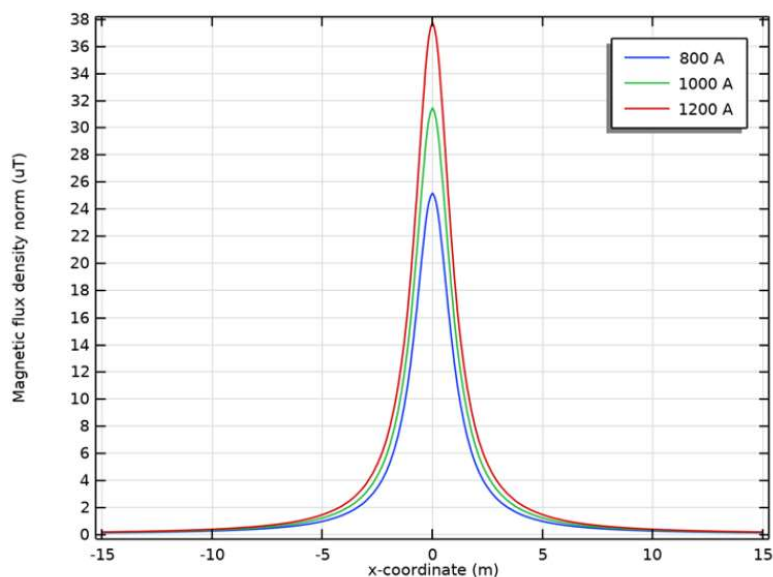
7.3 Elektromagnetiska fält i anslutningskablar

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.

Växelström

Spänningsnivån genererar inte något magnetfält, och därför saknar en obelastad kabel i stort sett magnetfält. Högst magnetfält genereras av 1200 Ampere rakt ovanför kabeln, cirka $37 \mu\text{T}$, se Figur 28, vilket sker vid maximal strömbelastning av en 220 kV tre-ledarkabel. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 15 meter från centrumlinjen är magnetfältet under $0,4 \mu\text{T}$. Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten och där kabeln endast skyddas av mekaniskt kabelskydd ökar magnetfältet.

Figuren nedan visar magnetfältet från en kabel men då avståndet mellan kablar är längre än 15 meter påverkar magnetfältet från en kabel inte en annan kabel.

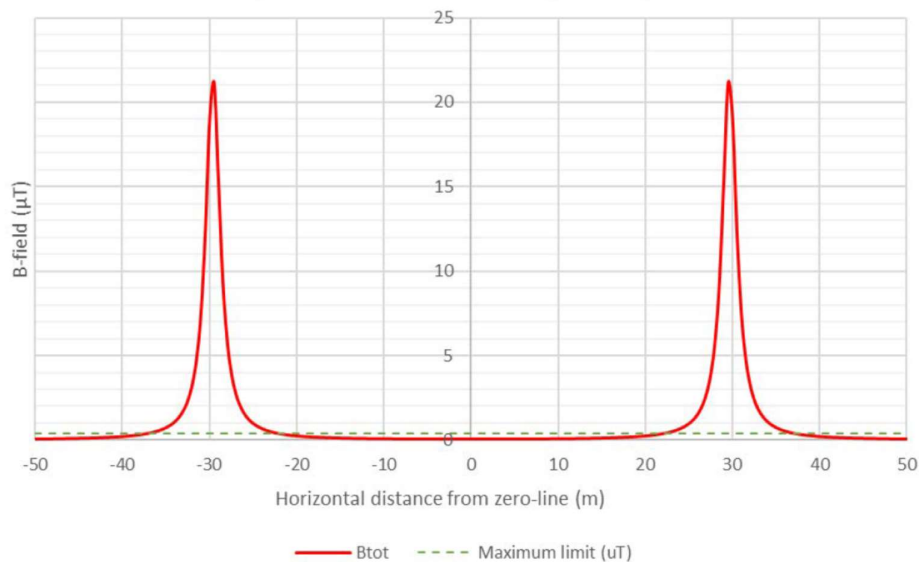


Figur 28. Magnetfältets styrka över en växelströmskabel vid havsbotten beräknad vid maximal strömbelastning, för en 245 kV kabel, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

Likström

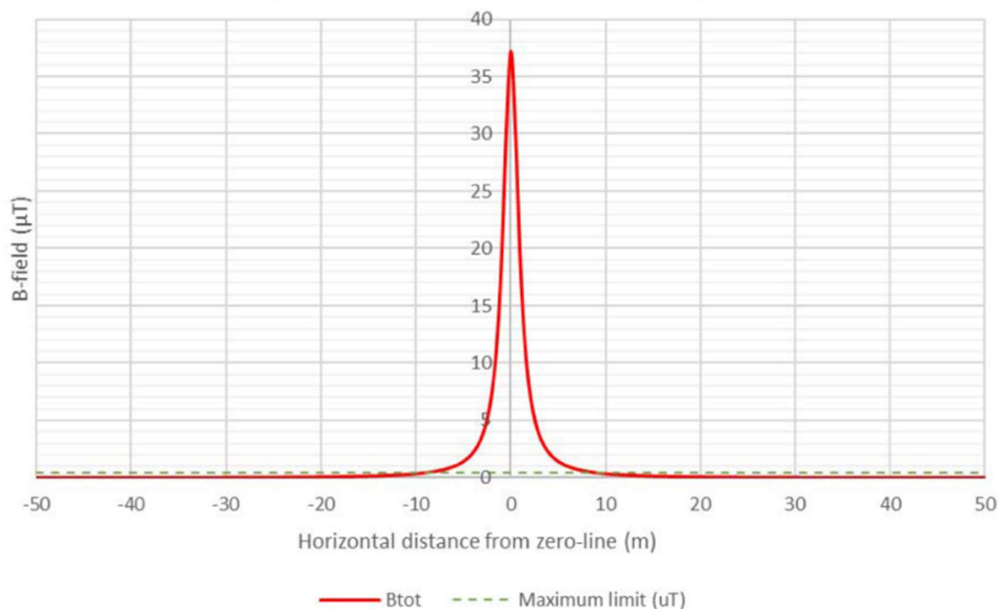
För likströmskablar är det räknat på två olika scenarier ett med två stycken parallella anslutningar med strömbelastning om 833 Ampere och ett med en anslutning med 1336 Ampere strömbelastning.

I scenariot med två stycken parallella anslutningar med likström förläggs, vardera med en positiv och en negativ pol. Avståndet mellan två heterogena poler är minst 50 meter. Strömbelastningen i beräkningen är antagen till 833 Ampere per kabelstråk. Högst magnetfält genereras rakt ovanför kabeln, cirka $21,2 \mu\text{T}$, se Figur 29. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 7 meter från centrumlinjen är magnetfältet under $0,4 \mu\text{T}$. Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten och magnetfältet ökar där kabeln endast skyddas av kabelskydd. Jordens magnetfält är inte medräknat.



Figur 29 Magnetfältets styrka vid havsbotten från likströmkablar. Magnetfältet är beräknat på två stycken likströmsanslutningar. Avståndet mellan två likpoliga kablar är minst 50 meter. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

I scenariot med en anslutning med likström förläggs, en positiv och en negativ pol. Strömbelastningen i beräkningen är antagen till 1336 Ampere. Högst magnetfält genereras rakt ovanför kabeln, cirka $37,1 \mu\text{T}$, se Figur 30. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 9 meter från respektive kablarna är magnetfältet under $0,4 \mu\text{T}$. Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten medan magnetfältet ökar där kabeln endast skyddas av kabelskydd. Jordens magnetfält är inte medräknat.



Figur 30 Magnetfältets styrka vid havsbotten från likströmkablar. Magnetfältet är beräknat på en likströmsanslutning. Kablarna är placerade en meter under havsbotten.

8 Projektets olika faser

Projektet kommer att realiseras i olika faser. Projektet befinner sig för närvarande i tillståndsfasen som efterföljs av anläggningsfas, drift- och avvecklingsfas. I avsnittet beskrivs fasernas aktiviteter i stora drag.



8.1 Anläggningsfas

Anläggningsfasen innehåller detaljprojektering, tillverkning och installation. I anläggningsfasen ingår också tillkommande undersökningsaktiviteter som behövs för detaljprojektering inför och under anläggandet av vindparken.

8.1.1 Anläggningsfas – Detaljprojektering

I detaljprojekteringen tas en slutlig utformning av parken fram. Komponenterna anpassas utifrån tekniska krav samt utifrån platsspecifika 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,

temperatur och vindklimat, såväl den genomsnittliga vindhastigheten som förekomsten och styrkan av extrema vindhändelser.

Det finns idag en rad etablerade standarder specifikt för havsbaserad vind. Tabellen nedan visar ett exempel på etablerade och relevanta industristandarder (eller motsvarande) som kan komma att utnyttjas vid detaljprojektering av vindparken, samt i andra skeden.

Tabell 5. 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 markering 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 detaljprojekteringen till driftsättningen 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 standarder 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 underlag för design och installation av vindparken kan det komma att genomföras kompletterande undersökningar av projektområdet. Syftet med undersökningarna är att erhålla

detaljerad information inför slutlig konstruktion och installation av anläggningen samt för kontroll av anläggningsarbeten.

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

- Geofysiska undersökningar, inklusive batymetri och seismiska undersökningar
- Geotekniska undersökningar i form av provborring, spetstryckssondering och vibrocorer
- Magnetometri

Andra metoder än ovanstående kan komma att användas men miljöpåverkan ska inte vara större än vad som beskrivs i tillståndet.

Magnetometri

Magnetometri är en passiv metod som används för att avläsa styrkan och detektera avvikelser i magnetfältet. Den används för att undersöka botten efter framförallt artificiella objekt så som vrak, dumpade föremål och lämnad odetonerad ammunition (UXO). Magnetometri kan komma att genomföras i flera omgångar i de fall där det sker kontakt med havsbotten genom provtagning eller stödben.

Geofysiska undersökningar

Undersökningsmetoderna och den utrustning som kommer användas är väl beprövade inom marin verksamhet. De geofysiska undersökningarna kan innefatta:

- Sidescan sonar (SSS, sidoavsökande sonarer)
- Multibeam echo sounder (MBES, en typ av ekolod som karterar havsbotten)
- Sub bottom profiler (SBP)
- Seismiska undersökningar (2D, 3D)

Sonarundersökningarna (SSS och MBES) ger högupplöst batymetrisk information, det vill säga en detaljerad bild av havsbottenförhållanden, naturliga och artificiella objekt på botten och kan även klassa sediment.

Seismiska undersökningar ger en detaljerad kartläggning av havsbottens översta lager och dess geologiska sammansättning ner till cirka 70 meter under havsbottennivån. Undersökningar görs i relevanta delar av projektområdet, vanligen med en högre upplösning än i tidigare undersökningar.

För att få fram en lämplig avbildning av botten sedimenten med avseende på både djup och upplösning används en kombination av utrustningar. Undersökningarna genomförs med den utrustning som är mest lämplig. Exempelvis kan olika typer av sub-bottom profilers (SBP) samt mini airgun användas, alternativt andra metoder.

Geotekniska undersökningar

De geotekniska undersökningarna innefattar sedimentundersökningar och geotekniska borrhningar som kan behövas för att komplettera information från redan insamlade undersökningar

Sedimentundersökningarna ger en detaljerad bild av bottensedimentets sammansättning och fysiska egenskaper ner till berört djup, för dessa undersökningar används vibrocorer och spetstrycksondering.

En spetstrycksondering används för att undersöka bottensedimentets egenskaper genom att driva ner en cylinderformad sond med en tvärsnittsarea på cirka 10–15 cm² i havsbotten. Syftet är att skapa en bild av lagerföljder och variationer i sedimentets egenskaper med ett ökat djup.

För att bättre förstå styvheten i sedimenten kan samtidigt med vanlig spetstryckssondering en seismisk CPT provtagning genomföras.

En vibrocore används för att samla in sedimentkärnor från havsbottens övre lager i syfte att undersöka sedimentets beskaffenhet. 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 geofysiska data. Tidsåtgången för att ta ett vibrocoreprov är en till ett par timmar, där själva vibrationen bara pågår några minuter. Uppemot fem provtagningar per dygn kan genomföras.

Geoteknisk borrhning

Syftet med provborringar är att undersöka havsbotten ned till berört djup, vilket i fallet för Galatea-Galene innebär borrhningar ned till cirka 80 meters djup. Dessa borrhningar ger att få bättre information om de djupare markförhållandena vid varje fundamentsposition.

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 är det av typen stödbensfartyg vilken är utrustad med stödben som fälls ned till havsbotten och möjliggör att fartyget stabiliseras. Används en arbetsplattform har den stödben som fälls ner likt jack-up fartyget och flyttas inför varje provborring med hjälp av en bogserbåt.

Borrhning sker genom att en borr förs ned från fartyget till havsbotten. Diametern på borrhålen är cirka 200 mm. Syftet med borrhningen är att ta upp allt sediment på fartyget för provtagning. Alla prover förseglas och tas i land för ytterligare analys i ett geotekniskt laboratorium. Varje enskild borrhning tar normalt cirka 1–2 dagar att utföra. Därtill kommer tid för positionering, jack-up och förflyttningar inom projektområdet. 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). Vid förborring tas inte sedimenten upp för provtagning, utan de lämnas på havsbotten. Varje provtagningsspunkt lämnar cirka 0,35 m³ sediment på havsbotten.

Vågmätning

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

Vindmätning

På siten kan bojar (flytande LiDAR) eller mätmaster installeras för att komplettera tillgängliga vinddata från området. Data kan även användas för att planera installation, där det kan finnas krav på maximala vindhastigheter, och senare för uppföljning av vindkraftparkens produktion. Data används även för att göra underlag för lastberäkningar i fundament och vindkraftverkets torn.

Oexploderad ammunition

Inför installationsarbeten görs en slutlig kontroll av förhållanden för att säkerställa att det dels inte finns någon oexploderad ammunition på den specifika platsen, där ett stödbensfartyg positioneras, där man placerar ett fundament eller där en kabel läggs ner. Därefter sker olika former av bottenpreparering, innan fundamentet etableras på platsen.

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 välja en annan position eller kabelsträckning. Vid händelse av förflyttning eller sprängning av objekt ska skyddsåtgärder vidtas för att minimera påverkan på marina däggdjur, fisk och sjöfågel som kan tänkas vara i området. Skyddsåtgärder stäms av med tillsynsmyndigheten.

8.1.2 Anläggningsfas – Installation

När den slutgiltiga utformningen av vindparken är på plats, och komponenter har upphandlats och tillverkats kan installation av parken starta.

Ofta försöker hela installationen genomföras under en sammanhängande period. Så långt som möjligt undviks arbete till havs under vinterperioden, därför kan det ibland ske en uppdelning över flera säsonger. Fundament och kablar kan exempelvis installeras under en inledande säsong och vindkraftverken under den efterföljande säsongen. Alternativt kan halva vindparken installeras och driftsättas under en första säsong, för att under den efterföljande säsongen installera och driftsätta av den resterande delen av vindparken.

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 eller Tyskland är aktuella för Galatea-Galene. Kravet på dessa hamnar är 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 vindkraftområdet, utan mellanlagring vid en installationshamn. Dagliga transporter av personal och mindre komponenter sker från en närliggande installationshamn. Vid sidan om fartygstransporter kan även helikoptertransporter förekomma.



Figur 31. Maskinhus som vid slutmonteringshamnen färdigställs för installation (Källa: privat).

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. Torn som levererats i delar sätts vid slutmonteringshamnen om möjligt samman. Därefter sker montering av delkomponenter såsom stege, hiss, elsystem m.m. Maskinhus färdigställs även med delkomponenter som kyltorn, reling, meteorologiska instrument.

Installationsförfarande

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

Installationen av landkablar startar normalt innan arbetet till havs. Denna är inte lika styrd 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.

8.1.3 Avfallshantering

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

8.1.4 Fartygstrafik

Under installationen av vindparken kommer ett flertal installationsfartyg och arbetsplattformar av olika slag att operera i området, för installation av komponenter och för transport till och från området. Därutöver kommer även en rad mindre servicefartyg vara verksamma. Mellan 20 och 30 olika fartyg, båtar, pråmar och liknande kan vara verksamma i området. Troligtvis kommer flera installationsmoment ske parallellt med varandra men i olika delar av projektområdet. Som exempel kan installation av transformatorstation ske samtidigt med installation av fundament, och nedläggning av kablar kan ske samtidigt som installation av fundament eller vindkraftverk.

Stora kranfartyg kommer att krävas för installation av vindkraftverk, fundament och havsbaserade transformatorstationer. Detta kan till exempel vara ett stödbensfartyg, eller stödbensplattform, som kan sänka ner sina stödben och stå på botten, själva kroppen höjs 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 bottenens beskaffenhet. Det finns även så kallade *DP-vessels*, fartyg som kan hålla sin position genom dynamisk positionering.

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

För elkablar 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. Fartygen som tas i bruk under anläggningsarbetet kommer om möjligt att väljas ut på grundval av deras energieffektivitet och minsta koldioxidavtryck.

Utöver ovan nämnda fartyg kan ytterligare några specialfartyg operera i området, exempelvis för olika undersökningar eller akuta insatser.

Under byggnation kan det även förekomma en eller flera *guard vessels* som säkrar installationsområdet från annan trafik.

8.1.5 Teknisk beskrivning av möjliga skyddsåtgärder

Under anläggningsfasen kan skyddsåtgärder komma att behövas. Nedan ges exempel på möjliga tekniska åtgärder som kan vidtas.

Möjliga 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. Det finns olika tekniska lösningar för att minska spridning av ljud. 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 en rad metoder för att minska påverkan på marint liv vid pålningsarbete. Sekundära åtgärder används för att reducera ljudspridning. I beskrivningen nedan redogörs för olika tekniska lösningar vid behov av ljuddämpning.

Drill-Drive-Drill är en metod som innebär att man pålar tills ett visst motstånd uppnås. 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. Metoden kan också användas i syfte att ta sig igenom hårdare lager.

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. I stället för att slå ned pålen i havsbotten kan pålen vibreras ner vilket minskar ljudutbredningen. Denna teknik kallas vibropiling och kan användas i kombination med traditionell pålning, vilket medför att färre slag per påle behövs. Nackdelen med vibropiling är att det kräver i gengäld särskilda bottenförhållanden för att fungera och förfarandet är inte troligt för Galatea-Galene på grund av bottenförhållanden.

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.

Bubbelgardiner är en väl beprövad metod för att reducera ljudutbredning vid installation av monopiles. En bubbelgardin formas genom att komprimerad luft pressas ut genom ett perforerat rör längs med botten av pålningsområdet. Luftbubblorna stiger och dekomprimeras i vattenpelaren och bryter effektivt ljudvågor under vatten. För att öka effekten kan två bubbelgardiner läggas runt samma pålningsområde. Alternativt kan metoden användas i kombination med andra tekniker.



Figur 32. 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.



Figur 33. Hydrosound Damper (Källa: Offnoise Solutions).

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

Möjliga skyddsåtgärder för fartygstrafik

Under den marina delen av installationsarbetena bör hela eller delar av vindkraftsområdet att 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 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 vindkraftområdet 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.

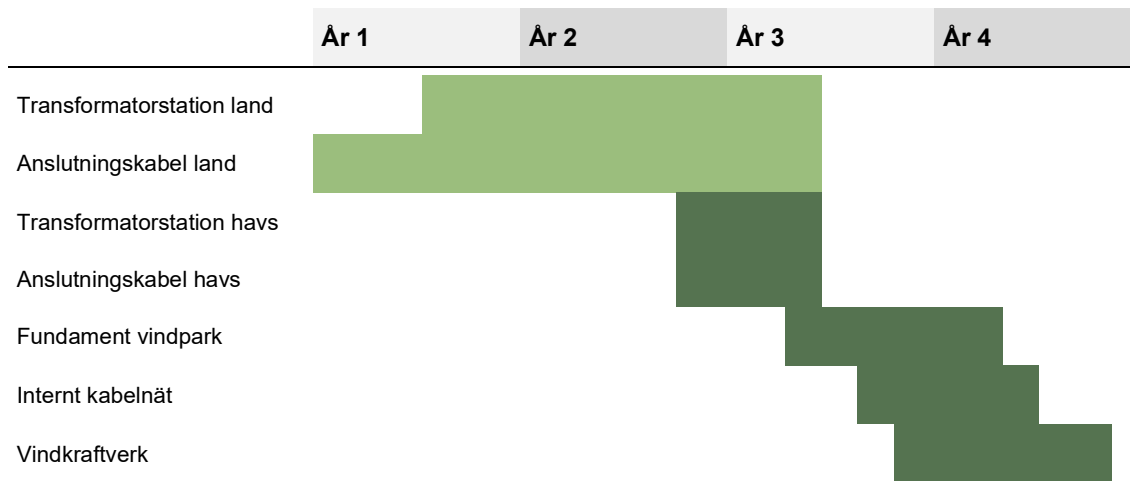
Möjliga skyddsåtgärder för hantering av olja

Ett eventuellt utsläpp av olja eller andra skadliga ämnen som hanteras under installation 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. Endast den med behörig kompetens får hantera oljor eller andra skadliga kemikalier. Inför anläggningsarbetet ska upprättas särskilda rutiner för hur ett utsläpp ska hanteras, vem som ska larmas, vem som har ansvar för skadebegränsande/sanerande åtgärder. Vidare ska finnas tillgängligt länsar som kan begränsa spridningen.

Preliminär tidplan för installationsarbeten

En övergripande tidplan som beskriver principerna för anläggningsarbetena för vindparken visas i Figur 34. För att ge en förståelse för helheten beskrivs även anläggningsdelar på land i tidplanen. Tidplanen visar storleksordningen på anläggningsarbeten samt när de olika anläggningsdelarna planeras i förhållande till varandra. I driftsättning av vindparken förväntas runt 2030 och där anläggningsarbete för vindkraftparken sker under senare delen av 2020-talet.

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



Figur 34. Preliminär installationstidplan för Galatea-Galene.

8.2 Driftsfas

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

8.2.1 Service och underhåll

Både vindkraftverk och transformatorstationer fjärrövervakas och är obemannade under normal drift. Dock sker kontinuerligt underhåll av vindparken, vilket kräver att personal och material transporteras till vindparken med mindre servicebåtar, fartyg eller helikopter. Där kommer sannolikt att etableras en passande landbaserad bas från vilken övervakning sker och där mindre reservdelar tillhandahålls. Troligtvis kommer driftens tillsyn och underhåll primärt ske med hjälp av Crew Transfer Vessels (CTVs) men liksom i mycket annat i branschen sker en kontinuerlig utveckling. Under större underhållsperioder kan Service Operation Vessels (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.

I dag är det löpande underhållet inriktat på förebyggande underhåll där man till sin hjälp har olika övervakningssystem. Med ett så kallat *Conditioning Monitoring System* mäter man 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 bidrar inte bara till en längre drifttid för en anläggning utan också en ökad tillgänglighet, dvs. en turbin står inte stilla lika länge på grund av driftstörning. Idag har nya vindkraftverk en tillgänglighet på 97–98 %.

För varje vindkraftverk genomförs en årlig serviceinsats då verket är avstängt under en eller några dagar. Denna service försöker man att utföra under sommarhalvåret, när vädret är bättre och elbehovet mindre. Därtill kommer fortlöpande förebyggande underhållsåtgärder, icke-

planerade underhållsåtgärder samt olika former av uppgraderingar. Normalt innebär även dessa insatser att ett enskilt verk är taget ur drift under några dagar per år. Är skadan sådan att ett verk måste stängas av innan reparation är utförd, kan stoppet bli längre om väderförhållanden inte tillåter att man tar sig ut till verket. Någon gång under en anläggnings livstid sker en mer omfattande underhållsinsats där större komponenter kan bytas ut. Under driftfasen kan undersökningar av havsbotten förekomma för att inspektera anläggningen samt inför förberedelser av större underhållsinsatser med stödbensfartyg.

Kabelbrott

Under driftstiden kan kabelbrott uppstå. För att lösa detta kommer det krävas en reparationsfog eller att den 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 internkabeln.

Utbyte av större komponenter

Under parkens livstid kan större komponenter behöva bytas, exempelvis växellåda och rotorblad på enstaka eller andra verk. Större underhållsåtgärder kan komma att kräva stödbensfartyg. På transformatorstationen kan utbyte av högspänningsbrytare förekomma.

8.2.2 Avfallshantering

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

Vindkraftverk och transformatorstationer 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. De kemikalier som används, kommer i den mån det går, vara biologiskt nedbrytbara för att minska eventuella effekter på miljön.

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

Dagens vindkraftverk till havs utformas idag med ett antal skyddande lager för att potentiell frigöring av bisfenol-A (BPA) och annan mikroplast blir försumbar under vindkraftverkens livslängd.

8.2.3 Fartygstrafik

Normalt kommer under drift mindre fartyg att verka inom respektive delområde, dessa kommer mer eller mindre dagligen att gå ut från en servicehamn. Vid vissa större underhållsåtgärder kan det bli behov för att använda hotellskepp samt även stödbensfartyg eller kranfartyg. Det kan även förekomma att helikopter används vid transporter av material eller personal.

8.2.4 Föreslagna skyddsåtgärder

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

I all service och underhållsarbete eftersträvas att minimera miljöpåverkan. De oljor som används ska så långt som möjligt vara nedbrytbara. Avfall kommer att sorteras och tas omhand på ett korrekt sätt.

Utformningen av säkerhetszoner kommer att tas fram i överenskommelse med svenska myndigheter.

8.3 Avvecklingsfas

När vindparken nått sin livslängd kommer vindparken att avvecklas och vindkraftverk, fundament och transformatorstationer 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. Exempelvis kan avvecklingen ske genom att vindkraftverk och transformatorstationer demonteras med hjälp av ett kranfartyg. Fundament med pålar kan skäras av strax under havsbotten, och därefter lyftas från platsen. För strukturer under havsbotten (delar av fundament samt kablar) och erosionsskydd görs bedömningen i samråd med myndigheten 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 en till två år.

Metoden för avveckling kommer att ske enligt praxis och den lagstiftningen som gäller vid tiden för avveckling. Eftersom tekniken och kunskapsläget förändras snabbt (och livslängden för en vindkraftpark 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 ökad erfarenhet och kunskapsläge gällande avveckling av havsbaserade vindparker förväntas marknaden att 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 skulle kunna komma att se ut baserat på dagens kunskapsläge.

8.3.1 Beskrivning av möjligt förfarande vid avveckling av vindpark

Under nedmonteringen säkerställer verksamhetsutövaren att arbetsområdet är utmärkt med sjösäkerhetsanordningar och att objekt är markerade enligt gällande föreskrifter. Inför en nedmontering kopplas elanslutningen bort och anläggning förblir helt bortkopplad från nätet.

Normalt vid avveckling är att oljor och vätskor lämnas kvar i maskinhuset vid nedmontering som sedan fraktas till och töms vid återvinningsstationen. Då dessa oljor är i slutna system kan de hanteras säkrare och effektivare efter att maskinhuset monterats ned.

För nedmontering av vindkraftverk används troligen ett stödbensfartyg eller liknande, där vindkraftverkets delar lyfts ned till närliggande pråm/fartyg. Det första steget vid nedmontering är att kranfartyget ställs i position för att lyfta ner bladen. Därefter lossas maskinhuset från tornet och lyfts ned på fartyget. Sedan fästs kranen i tornet eller de olika tornsektionerna som lossas från fundamentet och lyfts ned till fartyget för transport till land.

Fundament till havs tas normalt bort ned till befintlig havsbotten, eller strax under havsbotten, dock lämnas eventuella erosionskydd vanligen kvar då dessa normalt fungerar som rev. Monopilefundament kapas normalt nära botten och eventuella håligheter (öppna stålrör) fylls igen med naturmaterial eller försluts. Det kan även vara möjligt att vibrera ut monopile fundament från havsbotten. Den här tekniken behöver utvecklas för att passa de större havsbaserade vindkraftverken innan det går att lämplighets bedöma metoden för avveckling av monopile fundament.

Fackverksfundament kapas normalt med skärbrännare vid havsbotten. Om det görs en bedömning att fackverket har en betydande rev-effekt, kan en del av fackverksfundamentet lämnas kvar. Eventuella hål i botten orsakade av fundamentets fästpunkter eller arbetsplattformarnas stödben kan komma att fyllas igen med naturmaterial.

Gravitationsfundament är svåra att kapa och normalt är det bästa att fundamenten i sin helhet lämnas på platsen, ur ett miljöingreppsperspektiv. Sådana strukturer utgör då konstgjorda öar som kan förväntas bli koloniserade av sjöfågel, samt en bidragande rev-effekt på fundamentet under havsytan.

Vid undantagsfall lyfts fundamentet bort vid nedmonteringen, men den nedsänkning i havsbotten som skapas kräver stora ingrepp i form av naturmaterials massor 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 för att försänkningar fylls igen.

Normalt lämnas kablar kvar (begravda i havsbotten) för att minimera negativ påverkan på kringliggande naturmiljöer. Alternativt, om man bedömer att kablarna är lämpliga för återvinning eller återanvändning, kan kablarna tas upp med ett kabellägningsfartyg eller liknande fartyg.

Plattformar (ex transformatorplattformar) står på liknande fundament som vindkraftverken gör, därmed gäller för principen för avveckling av vindkraftsfundament även för plattformarna.

8.3.2 Återanvändning och återvinning

Det förväntas att vindparken är i drift fram till den har nått sin tekniska livslängd. En del komponenter i ett vindkraftverk kan komma att renoveras eller säljas vidare, beroende av hur lång livslängd komponenten har och hur länge de har använts. Det finns alltså möjlighet att återanvända rotorblad, gir mekanism, växellåda, generator, maskinhus, bromsar och torn efter renovering. Flera bolag idag erbjuder också ombyggnadsservice av komponenter.

Om inte komponenterna kan återanvändas är de flesta delar i ett vindkraftverk återvinningsbara. Komponenter i ett vindkraftverk är i huvudsak tillverkade av stål, aluminium, kompositer och glasfiber. Vissa torn typer så kallade hybridtorn består förenklat beskrivet av ett betongsegment som hålls samman av stålvarjrar. 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.

Fundament och plattformar till havs består till största delen av stål som kan återvinnas vid en nedmontering. Om man mot förmodan avvecklar gravitationsfundament (med betong som ballast), kan betongen användas som fyllnadsmassor till andra konstruktioner.

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.