

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED FORBINDELSE TIL ENERGIØ/HUB



COWI

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED FORBINDELSE TIL ENERGIØ/HUB

PROJEKTNR.

A132994

DOKUMENTNR.

132994-2-0

VERSION

FINAL

UDGIVELSES DATO

18-05-2020

BESKRIVELSE

Hovedrapport

UDARBEJDET

MHO

KONTROLLERET

TRLC

GODKENDT

TRLC

INDHOLD

1	Forkortelser	7
2	Indledning	8
2.1	Delrapportens indhold	9
2.2	Generelle forudsætninger	10
3	Opsummering og konklusion	12
3.1	Konklusion	12
3.2	Havbundsscreening	14
3.3	Miljøscreening	14
3.4	Vindressource, layouts og energiproduktion	16
3.5	Elektriske transmissionsanlæg	19
3.6	Endelig energiproduktion	20
3.7	Omkostninger	21
3.8	Økonomisk rangordning	22
4	Havbundsforhold	23
4.1	Metode	23
4.2	Overordnet konklusion	23
4.3	Konklusion og anbefalinger for Nordsøen II+III	24
4.4	Konklusion og anbefalinger for Nordsøen Vest	25
4.5	Konklusion og anbefalinger for Bornholm I+II	26
4.6	Opsummering af geologiske- og geotekniske forhold	26
5	Miljø	28
5.1	Overordnet konklusion	28
5.2	Konklusion og anbefalinger Bornholm I + II	30
5.3	Konklusion og anbefalinger Nordsøen II + III	32
5.4	Konklusion og anbefalinger Nordsøen Vest	33

6	Vindressource, layouts og energiproduktion	35
6.1	Layoutprocessen	35
6.2	Vindressourceoversigt	36
6.3	Nordsøen II+III+Vest	36
6.4	Bornholm I + II	40
6.5	Bruttoområder	42
6.6	Produktionsestimater	43
6.7	Produktionsestimater ved 7 GW vindklynge	44
7	Elektriske transmissionsanlæg	45
7.1	Koncept for elektrisk transmissionsanlæg	46
7.2	Nordsøen II+III+Vest – 3 GW	48
7.3	Bornholm I+II	50
7.4	Tab i arraykabelsystemet	53
7.5	Information leveret fra Energinet	53
8	Endelig energiproduktion	55
9	Omkostninger	56
9.1	Investeringsomkostninger	56
9.2	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	61
10	Økonomisk rangordning	62

1 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

AEP	Annual energy production
GIS	Gas insulated switchgear
HF	Harmoniske filter (udligner elektrisk støj bidrag fra vindmølleanlægget mod eksisterende transmissionsnet)
kV	Kilo Volt (1.000 V)
LCoE	levetidsomkostninger
MW	Mega Watt (Aktive effekt)
MVar	Mega Var (Reaktiv effekt)
OSS	Offshore Substation (Havbaseret transformerstation)
RCS	Reactive Compensation Station (Reaktiv kompenseringsstation)
SR	Shunt Reaktor (Kompensering af kabelanlægs kapacitet)
SVC	Static Var Compensator
STACOM	Static Var Compensator
TJB	Transition Joint Bay (Overgang fra søkabel til landkabel)
TP	Havbaseret Transformer Platform (Vindmøllepark)
TSNET	Landbaseret Transformerstation, (Energinet)
TSKY	Kystnær Transformerstation, (Vindmøllepark)
TSVP	Landbaseret Transformerstation ved TSNET, (Vindmøllepark)
TSO	Transmissions system operatør
UXO	Unexploded Ordnance (Forsagere)
V-	Mindre velegnet
V	Velegnet
WTG	Wind Turbine Generator (hele vindmøllen med fundament)
II+III+Vest	Nordsøen II+III samt området vest for Nordsø II + III

2 Indledning

Energistyrelsen har gennemført den såkaldte 10 GW screening som opfølgning på Energifaen i 2018. På den baggrund har Energistyrelsen valgt en række områder, der skal finscreenses i dette studie (Figur 2-1). Formålet med screeningen er dels at bekræfte, at det er praktisk muligt at etablere havmølleparker med specifik placering i de angivne områder og dels at levere økonomiske beregninger og rangordne havmølleparkerne herefter. Beregningerne belyser økonomien i at opstille parker på de identificerede specifikke placeringer ved at tage højde for miljø og planmæssige forhold, havbundsforhold, vindressource, layouts og energiproduktion samt elektriske systemer.



Figur 2-1: Overblik over det samlede studieområde. Grønne arealer opdateres fra 2018 finscreening. Blå områder er nye områder til vurdering.

Screeningsopgaven er prioriteret i 3 hovedelementer hvoraf første element består i at opdatere de områder, som var omfattet af en finscreening i 2018. Området der i 2018 finscreeningen blev reserveret til den kommende havmøllepark Thor ekskluderes for opdateringen, da havmølleparken er i aktiv udvikling. Opdatering af områderne er dels baseret på ny information om interesser i dele af områderne og dels baseret på ændringer i forudsætningerne for de økonomiske beregninger. Opdateringen af områderne fra finscreening i 2018 med direkte forbindelse til land inkluderer:

- > Nordøen I (3174 km² hvoraf 440 km² er reserveret til Thor)
- > Hesselø (247 km²)
- > Kriegers Flak Nord og Syd (173 km²)

Der er også givet politisk opdrag til at afsøge muligheder for at etablere en eller flere såkaldte energiøer/hubs i havområder uden for dem, der var omfattet af 2018 finscreeningen. Med etableringen af sådanne energiøer/hubs åbnes muligheden for at bygge væsentlig flere havvindmølleparker i nye områder.

Andet element i opgaven består således i at udføre en grov screening for placering af en energiø/hub.

Tredje og sidste element består i selve finscreeningen af havvindmølleparker i de nye tilgængelige delområder, der leverer strøm til en energiø/hub. Disse områder inkluderer:

- > Bornholm I + II (270 km² + 568 km²)
- > Nordsøen II + III (1872 km² + 1642 km²)
- > Området vest for Nordsø II + III ud til en havdybde på 50 m

2.1 Delrapportens indhold

Denne rapport opsummerer hovedresultaterne fra de underliggende delrapporter om nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub og beregner LCoE på baggrund af estimeret energiproduktion og forventede investerings- og driftsomkostninger. På baggrund af LCoE beregningerne rangordnes layoutene fra billigst til dyrest. De potentielle layouts er baseret på kriterierne fra Energistyrelsen, som angivet i opgavebeskrivelsen og beskrevet i delrapporterne som angivet i tabellen nedenfor.

Tabel 2-1: Oversigt over hele finscreeningens rapporter og delrapporter.

Rapporter relateret til re-screeningen
1-0 Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land.
1-1 Miljø-og planmæssige forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
1-2 Havbund og geologiske forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
1-3 Vindressource, layouts og energiproduktion for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
1-4 Elektriske systemer for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
Rapporter relateret til screeningen af nye arealer
2-0 Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub.
2-1 Miljø-og planmæssige forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III
2-2 Havbund og geologiske forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III
2-3 Vindressource, layouts og energiproduktion for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III

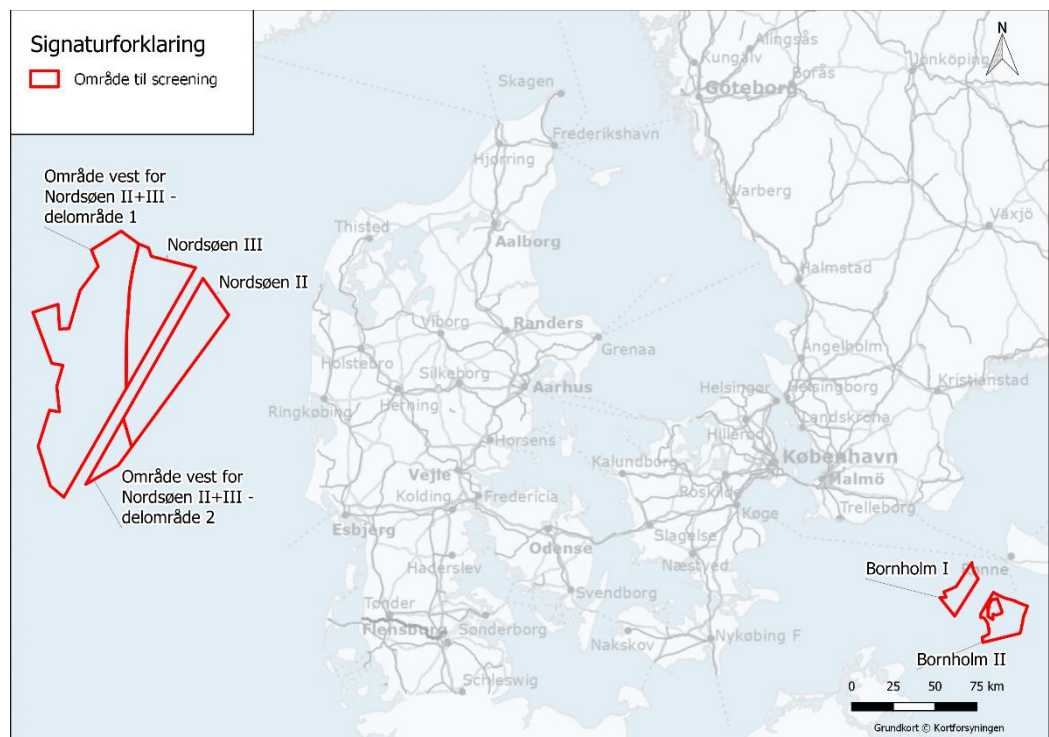
2-4 Elektriske systemer for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III

2.2 Generelle forudsætninger

Der er udpeget tre områder til finscreening for placering af nye havvindmølleparker tilkøbet energiøer/hubs. De tre områder er:

- > Bornholm I + II
- > Nordsøen II + III
- > Området vest for Nordsøen II + III indtil en havdybde på 50 m (Område Vest).

Placeringen af de tre områder er vist på Figur 2.



Figur 2: Placering af de tre områder inkluderet i nærværende finscreening.

Energiøerne vil fungere som knudepunkter for kabler og opstillingssted (eller måske base) for AC/DC-konvertere samt AC-transformere, og kan konstrueres forskelligt alt efter havdybde og funderingsforhold.

Der vil i evalueringen af områderne blive anvendt følgende forudsætninger.

Fire forskellige koncepter for en Energiø / hub som vist i Tabel 2-2 . Forudsætningerne er udarbejdet af COWI som det bedste estimat på nuværende tidspunkt og godkendt af Energinet og Energistyrelsen.

Parklayout baseres på en 15 MW vindmølle som vurderes at være et realistisk bud på møllestørrelse anvendt for havmølleparker installeret frem til 2030.

Tablet 2-2: Overblik over de forskellige konstruktionsmuligheder for energiøer.

Type	Ø	Ø	Platform	Platform
Fundament	Afgrænset sand (sænkekasse/spuns)	Sand	Jacket	Gravitation
Vanddybde, begrænsninger	<25m	<40m	<50m	<100m
Kapacitet antagelse	10GW	10GW	2GW enhed	6 GW enhed
Fase- og modularitetsmulighed	Begrænset, kan udvides	Begrænset, kan udvides	Ja	Ja
Plads, antagelse (over havniveau)		70 Ha Højde 30m	140mx70m, Højde 30m	
Plads, antagelse – optimeret (over havniveau)	25 Ha Højde 40-45m		115mx70m, Højde 45m	
Tilgængelighed	Delvist beskyttet	Beskyttet	Ikke beskyttet	Ikke beskyttet

3 Opsummering og konklusion

Der er indsamlet tilgængelige data og der er udført analyser og vurderinger af en eventuel første placering af en energiø/hub med tilhørende havmølleparker. Datagrundlaget for studiet er beskrevet i delrapporterne i Tabel 2-1 hvilket inkluderer miljø og planmæssige forhold samt havbund og geologiske forhold. Studiet antager, at parkerne etableres i størrelser af 1 GW og med en 15 MW mølle, der forventes at være på markedet inden 2030.

3.1 Konklusion

Analysen har overordnet vist, at det er muligt at bygge havmølleparker med forbindelse til en energiø / hub i alle de undersøgte områder hvilket både inkluderer 10 GW i Nordsøen II+III+Vest (hvoraf 3 GW er inkluderet i LCoE beregningen) samt 3GW i Bornholm I+II.

Ud fra resultaterne anbefales et område i Nordsøen II+III+Vest ca. 100 km fra land hvor vindressourcen er bedst og vanddybden er relativt lav. Ved at placere havmølleparker tæt på energiøen/hubben kan arraykablerne trækkes direkte til opsamlingspunktet uden den normale udgift til offshore transformerstationer i parkerne.

LCoE for de fire layouts er vist i Tabel 3-1.

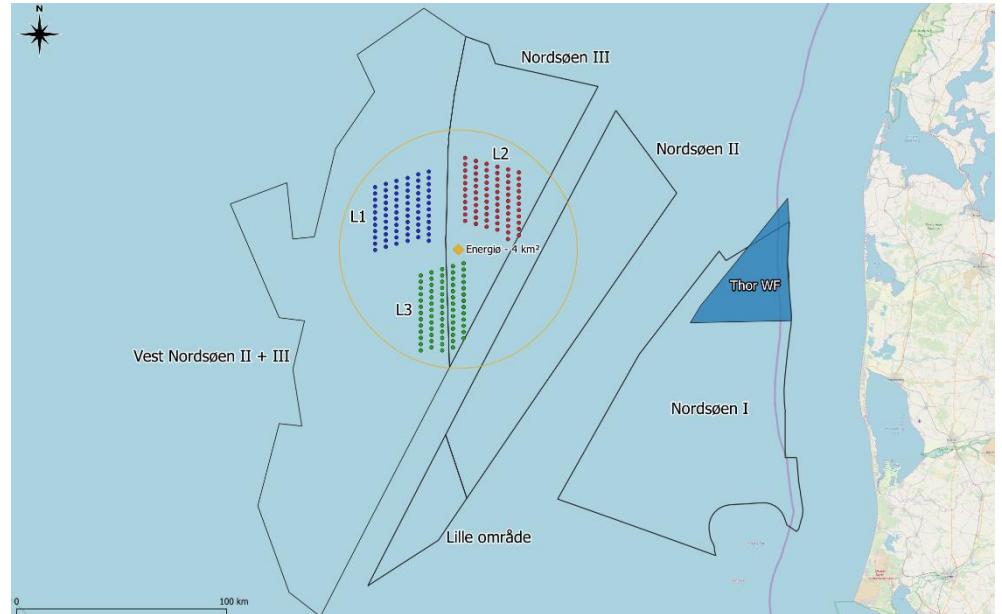
Tabel 3-1: Rangordning af havmølleparker ud fra levetidsomkostningerne med udgifter til energiø/hub og eksport systemer

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW 2 GW tilsluttes det danske net og 1GW tilsluttes en udenlandsforbindelse. Inklusiv energiø/hub	0,46	461	62
Bornholm I + II - 2 GW 1 GW tilsluttet DK2 og 1 GW tilsluttet en udenlandsforbindelse.	0,48	483	65
Bornholm I + II - 3 GW 1 GW tilsluttet DK2 og 2 GW tilsluttes en udenlandsforbindelse.	0,49	492	66
Bornholm I - 1 GW 1 GW tilsluttet DK2.	0,49	495	66

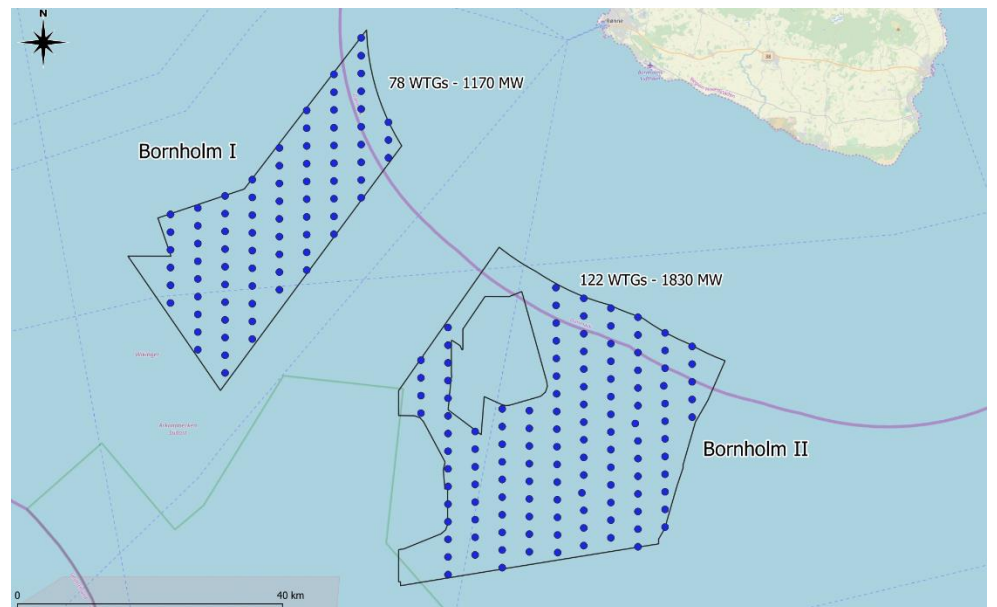
Investeringsomkostninger for Nordsøen II+III+Vest inkluderer et meget groft overslag på prisen på en energiø / hub⁹. Ved etablering af havmølleparker ved Bornholm vurderes energiøen mest optimalt placeret på selve øen Bornholm. Forbindelse til Bornholm kræver dog etablering af fordyrende offshore transformerstationer i havmølleparkerne. Den videre forbindelse fra Bornholm til DK2 er

ligeledes omkostningstung hvorfor en energiø ved Bornholm får højere levetidsomkostninger. Ydermere er afstanden mellem møller og rækker generelt mindre end hvad der normalvis tilstræbes hvorfor der opnås relativt stort skyggetab specielt for 3GW layoutet.

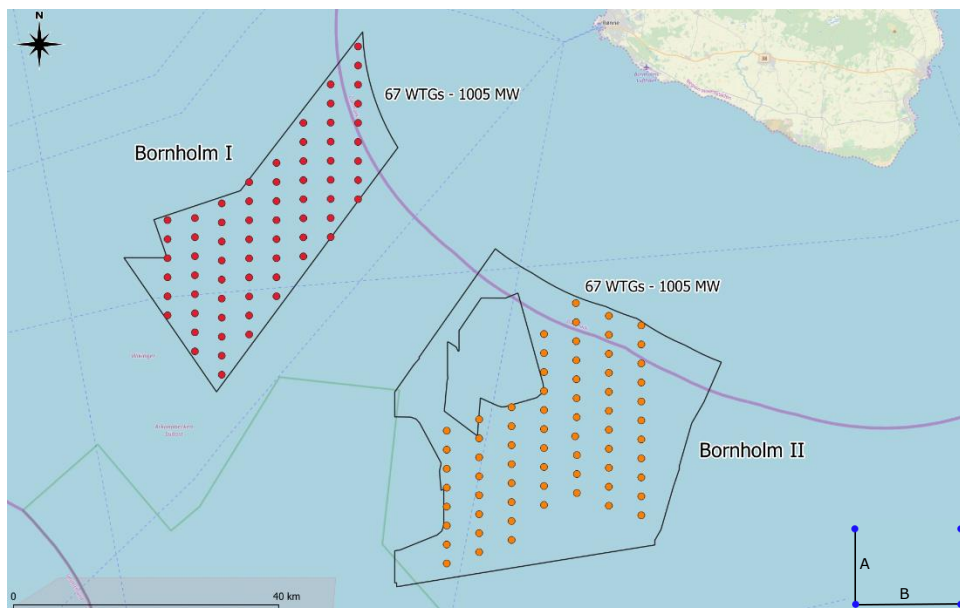
Figureerne nedenfor viser de foreslåede bruttoområder/layouts for hvert område.



Figur 3-1: Området Nordsøen II+III+Vest, layout for den optimale placering af 3GW samt energiø/hub til 10GW.



Figur 3-2: Området ved Bornholm og forslag til placering af møllerne i layout 1 – 3 GW total.



Figur 3-3: Område ved Bornholm og forslag til placering af møllerne i layout 2 (Bornholm I) og layout 3 (Bornholm II) – 2 GW total.

3.2 Havbundsscreening

På nuværende tidspunkt og vidensniveau er der ikke fundet geologiske eller geotekniske faktorer der vurderes at være en forhindring for placering af havvindmøllefundamenter. Den samlede vurdering skal derfor betragtes som en relativ rangering af områderne, og at alle områder kan anvendes til opstilling af havvindmøller ud fra en geologisk og geoteknisk betragtning.

Tabel 3-2: Samlet vurdering og rangering af de seks screenede områder.

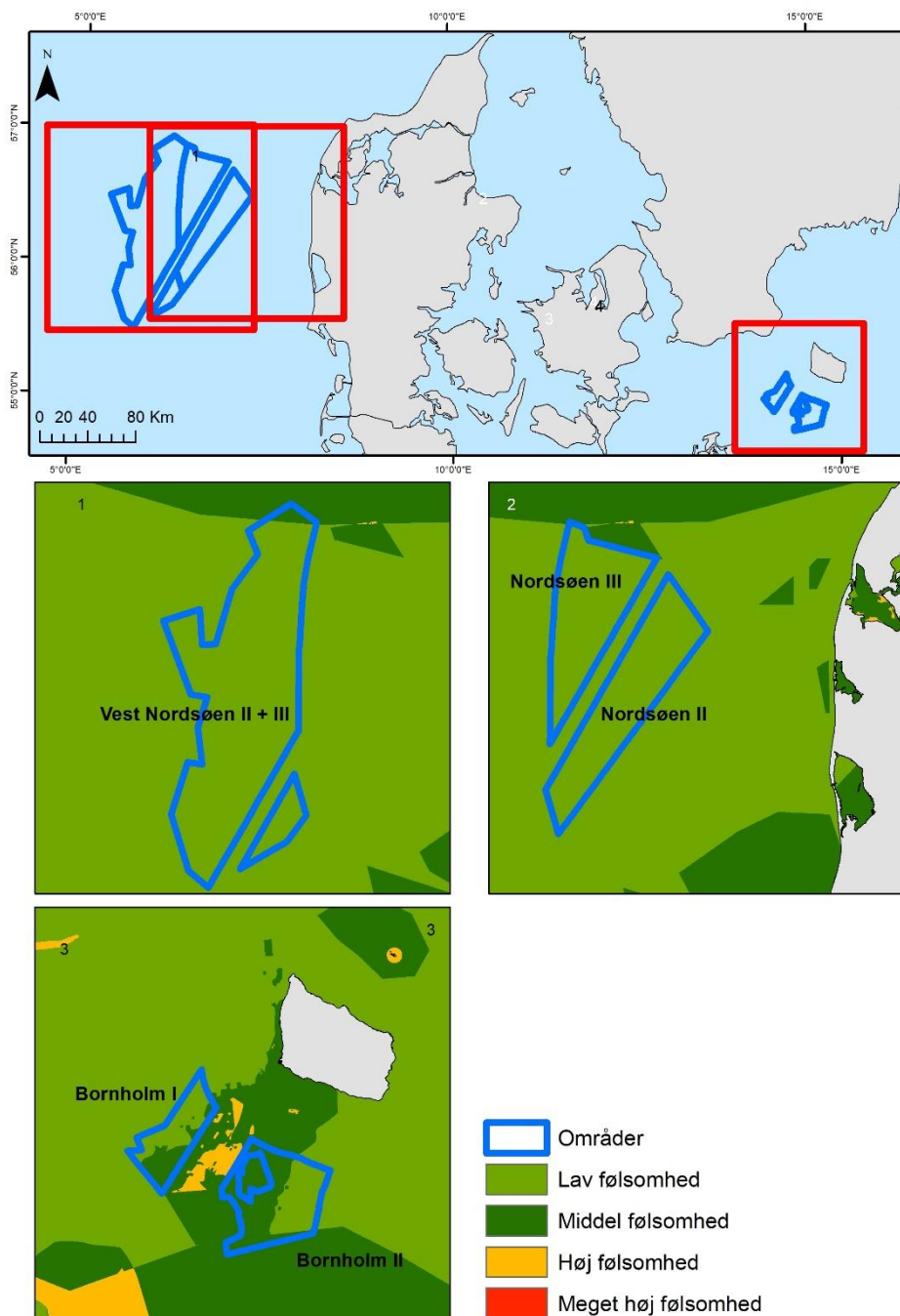
Rang	Område	Kategori	Områdepolygoner på kortbilag
1	Nordsøen II	Velegnet (V)	
2	Området vest for Nordsøen II og III	Velegnet (V)	Delområde 2
3	Nordsøen III	Velegnet (V)	
4	Området vest for Nordsøen II og III	Velegnet (V)	Delområde 1
5	Bornholm II	Mindre Velegnet (V-)	
6	Bornholm I	Mindre Velegnet (V-)	

Bornholm I og Bornholm II er rangeret lavere end Nordsøen II og Nordsøen III, grundet den mindre tykkelse af glacielle sedimenter og dermed mindre dybde til hårde bjergarter.

3.3 Miljøscreening

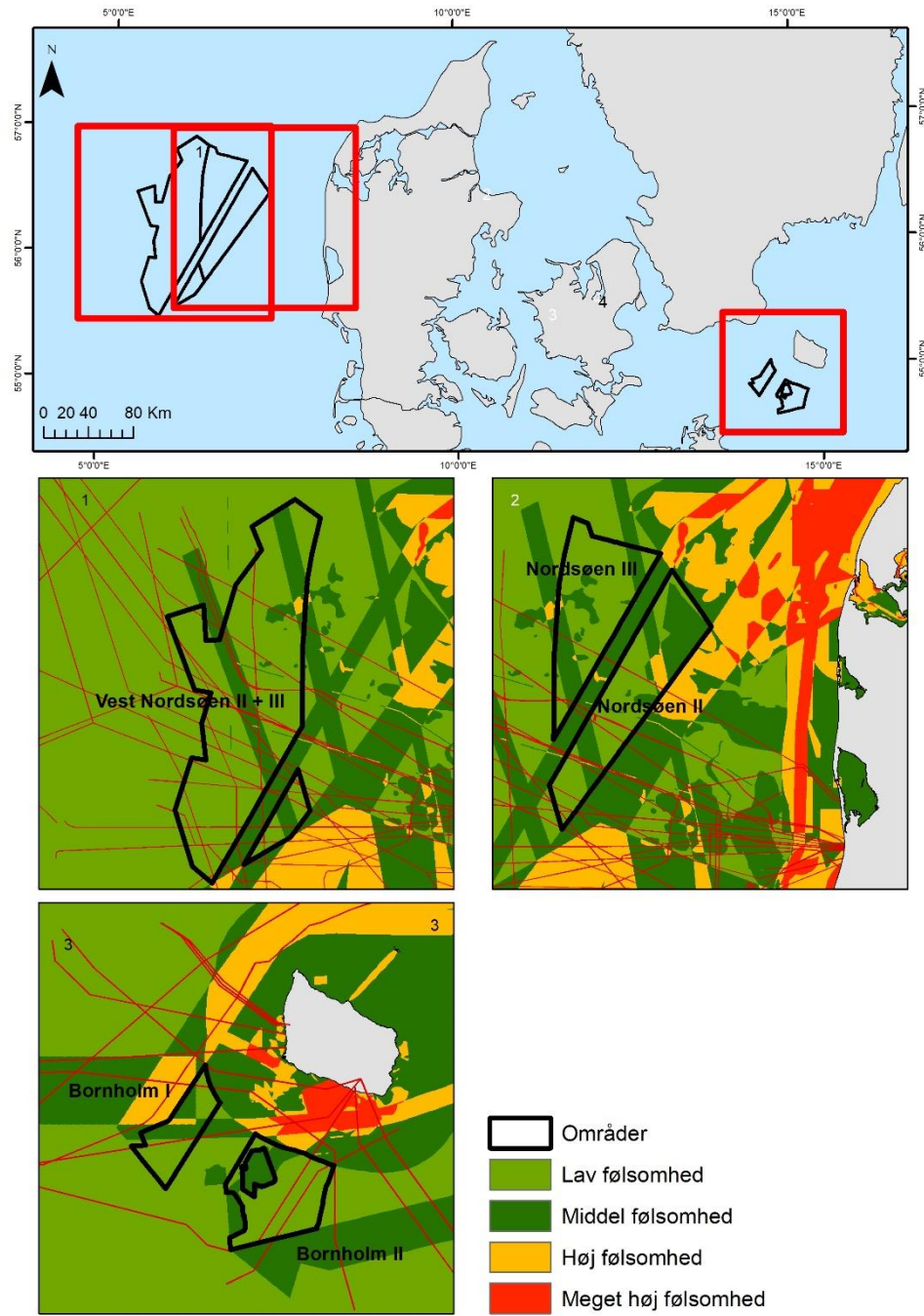
Det vurderes, at det vil være muligt at opstille havmøller i alle de screenede områder og at etablere energiøer/hubs i de screenede områder i Nordsøen, uden at

forårsage alvorlige og uoprettelige påvirkninger af natur-, miljø- og planforhold. Den beregnede følsomhed¹ for de forskellige områder er således lav til middel i relation til både natur- og miljø samt menneskelige interesser (Figur 3-4 og Figur 3-5). Dog har områder med kabler og rørledninger meget høj følsomhed (vist med rød farve på Figur 3-5).



Figur 3-4 Samlet oversigt over miljøfølsomhed for de tre områder.

¹ De fire følsomhedskategorier er beregnet ved hjælp af "Jenks natural break classification" metode. I delrapport 2-1 findes en detaljeret gennemgang af klassifikationen.



Figur 3-5 Samlet oversigt over følsomhed for menneskelige interesser for de tre områder.

3.4 Vindressource, layouts og energiproduktion

3.4.1 Vindressource

Tabel 3-3 viser den gennemsnitlige vindhastighed for de to områder baseret på de udtrukne mesoscale datapunkter.

Tabel 3-3: Middelvindhastighed for de to områder, 150 m over havet.

Område	Aritmetisk vindhastighed [m/s]
Nordsøen II+III+Vest	10,73
Bornholm I+II	9,92

Vindressourcen i Nordsøen er noget bedre end ved Bornholm. Det har betydning for energiproduktionen og derigennem levetidsomkostningerne.

3.4.2 Layouts

Den foreslåede placering af møllerne inden for hvert område kan ses af Figur 3-1, Figur 3-2 og Figur 3-3 ovenfor. Det er forudsat, at de nye vindmølleparker (med undtagelse af 3 GW ved Bornholm) består af individuelle parker på 1 GW installeret effekt hver. Da der er anvendt en 15 MW vindmølle, betyder det, at hvert layout består af 67 vindmøller (dvs. 1005 MW).

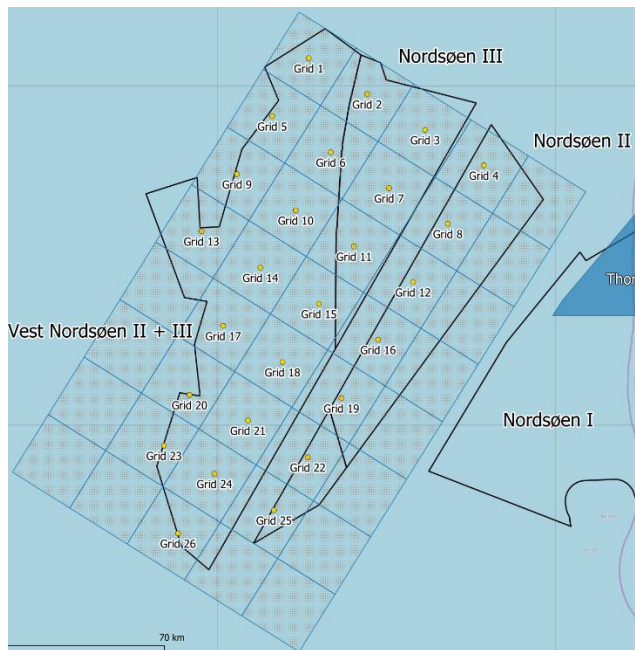
Grundlæggende forudsætninger for layoutprocessen var fastlagt i opgavebeskrivelsen:

- > *en parkstørrelse på 1 GW*
- > *en mølletæthed på 0,22 km²/MW (dvs. 4,55 MW/km²)*
- > *et bruttoområde til udvikling, som er 30% større end nødvendigt*
- > *for Nordsøen II+III+Vest angives 10 GW installeret kapacitet (tre optimerede vindmølleparker på 1 GW hver + 7 GW til videreudvikling)*
- > *for Bornholm I + II angives 1-3 GW mulige layouts*

Afstande mellem møllerne baseres på en forudsætning om at *wake loss*, altså det totale produktionstab som følge af, at møllerne i vindmølleparken skygger for hinanden, skal være mindre end 6%.

Som en del af opgaven screenes Nordsøen II+III+Vest for etablering af yderligere 10 områder (3 GW layoutoptimering og yderligere 7 GW) og med den mindste afstand mellem parkerne er 8,0 km baseret på erfaring med skyggetab i dette finscreeningsstudie.

For at udvælge de mest fordelagtige områder af Nordsøen II+III+Vest inddeles det i felter af 400 km² (Figur 3-6), der således individuelt kunne repræsentere et område, der er nødvendigt for at etablere en havmøllepark på 1 GW. Hvert af felterne er evalueret i forhold til etablering af en havmøllepark (Figur 3-7).



Figur 3-6: Inndeling af Nordsøen II+III+Vest i felter.

Product: Production, Water depth & Distance to Esbjerg

101,2%	99,5%	98,4%	97,7%
101,1%	100,6%	97,0%	99,0%
101,3%	97,7%	99,2%	98,5%
101,6%	99,6%	98,5%	97,5%
101,2%	100,6%	100,4%	
103,1%	101,6%	100,9%	
103,1%	102,5%	101,2%	
103,2%			

Figur 3-7: Den kombinerede indflydelse af energiproduktion, vanddybde og afstand til Esbjerg på LCoE for en havmøllepark placeret i hvert af felterne

Som nogle af de bedste felter haves 10, 7, 4 og 16, som vist på figuren med mørkegrøn farve, da disse områder er relativt fordelagtige i forhold til vanddybde, vind og afstand til konstruktionshavnen. For at placeringen af energiøen både kan anvendes til konceptet med en central ø samt til konceptet med flere moduler på forskellige lokaliteter er den indledende lokalitet begrænset til felt 10,11,14,15 (markeret med en fed streg omkring).

I Tabel 6-2 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmølleparklayouts samt bruttoområdet og den planlagte mølletæthed.

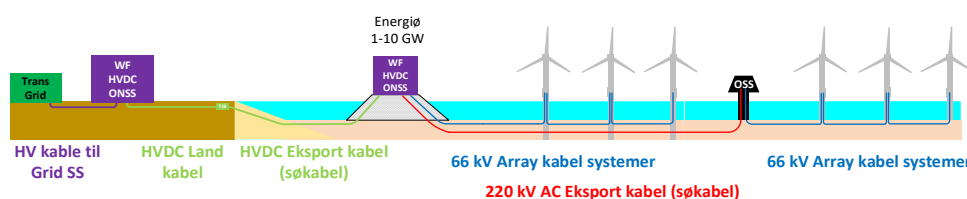
Tabel 3-4: Bruttoområde størrelser.

Park	Park areal (Km ²)	Bruttoområde areal (Km ²)	Mølletæthed (km ² /MW)
Nordsøen II+III+Vest - L1	235,3	296,7	0,23
Nordsøen II+III+Vest - L2	235,1	308,5	0,23
Nordsøen II+III+Vest - L3	226,3	322,1	0,23
Bornholm I + II - L1	512,9	731,6 ²	0,18
Bornholm I - L2	169,0	270,2 ³	0,17
Bornholm II - L3	218,9	461,6 ⁴	0,22

3.5 Elektriske transmissionsanlæg

Den elektriske infrastruktur omfatter elektriske fordelingsanlæg fra vindmøllerne til nettilslutningspunktet. Der anvendes forskellige principper for hhv. Nordsøen II+III+Vest og Bornholm:

- > For Nordsøen II+III+Vest etableres en energiø, som placeres inden for en radius af 30 km målt i forhold til fjerneste vindmølle hvorved arraykablerne som forbinder møllerne kan føres direkte til energiøen på 66 kV spændingsniveau. Denne løsning er gældende for en 3 GW energiø. Hvis energiøens kapacitet skal øges yderligere, vil det være nødvendigt pga. afstande mellem møller og ø at anvende en 220 kV HVAC løsning. Se Figur 3-8.
- > For Bornholm bliver energiøen placeret på Bornholm nord for Hasle. På grund af afstanden mellem Hasle og hhv. Bornholm I og Bornholm II, som overstiger de ovenfor nævnte 30 km, etableres vindmølleparkerne i klynger af 500 MW og med tilhørende 220 kV AC eksportsystem som føres til land. Se Figur 3-9.

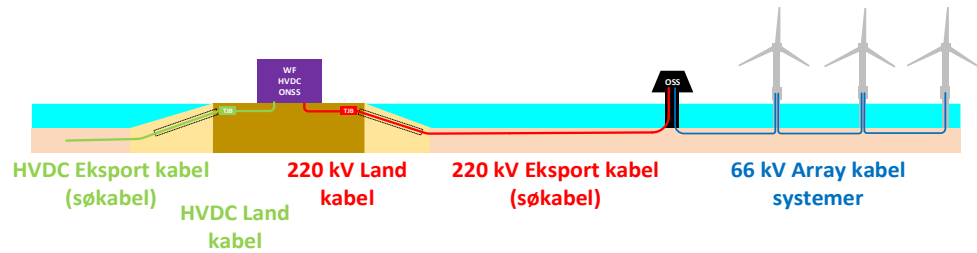


Figur 3-8 Elektrisk infrastruktur, Nordsøen II+III+Vest

² Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

³ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

⁴ Det samlede areal svarer næsten til det samlede disponible areal med undtagelse af nordvestlige og vestligste dele.



Figur 3-9 Elektrisk infrastruktur, Bornholm

Det bemærkes, at Energinet, i forudsætningerne for Energiaftalen 2018 (EA-18) har givet en maksimal samlet kapacitet for udbygning af havvind på 5,3 GW fordelt med hhv.. 3,3 GW tilsluttet DK1 og 2 GW tilsluttet DK2. Skal der foretages yderligere udvikling udover de 5,3 GW tilsluttet det danske transmissionsnet, vil det kræve yderligere tiltag mhp. tilpasning af produktion, transport og forbrug i elsystemet, herunder risiko for yderligere netforstærkninger

Det er vigtigt at påpege, at i dette studie belyses forskellige løsninger for havvind, men at det er gjort uafhængigt af hinanden. Udbygningen af havvind i Nordsøen I, Nordsøen II+III+Vest, Hesselø, Kriegers Flak samt Bornholm bør derfor, i efterfølgende studier, ansues i et samlet hele, da valget af et bestemt område vil have direkte konsekvenser for øvrige belyste områder.

3.6 Endelig energiproduktion

Den estimerede årlige energiproduktion, efter langtidskorrektio n og tab (inkl. elektriske tab opgjort ved tilslutningspunktet til Energinets Hovedstation), er fratrukket i Tabel 3-5.

Tabel 3-5: Endelig energiproduktion inkl. alle tab

SITE/LAYOUT	Netto AEP (MWh pr. år)	Elektriske tab (MWh pr. år)	Endelig energiproduktion (MWh pr. år)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	14.403.000	924.626	13.478.374
Bornholm I - 1 GW	4.571.900	280.524	4.325.900
Bornholm I+II - 2 GW	9.130.100	625.780	8.504.320
Bornholm I+II - 3 GW	13.429.000	1.032.071	12.396.929

3.7 Omkostninger

Investeringsomkostningerne består af følgende hovedposter, alle inklusiv installation:

- > Vindmøller
- > Fundamenter
- > Arraykabler
- > Eksportsystem
- > Udviklingsomkostninger

Tabel 3-6 Samlede investeringsomkostninger per layout (1000 kroner)

Site/Layout	Nordsøen II+III+Vest 3 GW	Bornholm I 1 GW	Bornholm I+II 2 GW	Bornholm I+II 3 GW
WTG	23.058.419	7.686.140	15.372.279	22.943.700
Fundamenter	9.884.000	3.195.000	6.040.000	8.900.000
Arraykabler	4.052.000	579.000	1.157.000	1.680.000
Eksportsystem	17.100.000	8.500.000	15.900.000	23.800.000
Energiø ⁹	3.600.000	0	0	0
Udvikling	937.500	312.500	625.000	937.500
Total	58.631.919	20.272.640	39.094.279	58.261.200
Installeret effekt (MW)	3.015 ⁵	1.005 ⁶	2.010 ⁷	3.000 ⁸
1000 kr./MW	19.447	20.172	19.450	19.420

Eksportsystemet ved Bornholm forventes at blive noget dyrere end i Nordsøen grundet behovet for havbaserede AC transformerstationer og længere eksportkabler til Bornholm og videre til DK2 og udlandet. Omvendt bliver arraykablerne i Nordsøen dyrere, da de føres op mod 30 kilometer ind til energiøen. Resten af omkostningerne er tæt på at være proportionale med parkens størrelse.

⁵ 3 Parker x 67 havvindmøller x 15 MW pr. mølle

⁶ 1 Park x 67 havvindmøller x 15 MW pr. mølle ved Bornholm I

⁷ 2 Parker x 67 havvindmøller x 15 MW pr. møller ved hhv. Bornholm I og II

⁸ 200 havvindmøller x 15 MW pr. møller fordelt på Bornholm I og II

For sammenlignelighedens skyld er medregnet anlægsudgifter på 3,6 milliarder kroner til den energiø, som tænkes etableret i Nordsøen. Dette svarer til 30% (3 GW ud af totalt 10 GW forbundet til øen) af 12 mia. kr.⁹.

De totale investeringsomkostninger for 3GW ved henholdsvis Bornholm og Nordsøen bliver jf. Tabel 3-6 sammenlignelige. Det anbefales at udføre yderligere undersøgelser af prisen på Energiøen i forhold til projekt specifikke detaljer.

3.8 Økonomisk rangordning

Baseret på den endelige energiproduktion samt de samlede investerings- og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er levetidsomkostningerne per kWh præsenteret i Tabel 10-1. Beregningerne er baseret på en levetid på 30 år og en diskonteringsrate på 8%.

Tabel 3-7: Rangordning af havmøller parker ud fra levetidsomkostningerne for de 5 havmølleparker

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	0,46	461	62
Bornholm I+II - 2 GW	0,48	483	65
Bornholm I+II - 3 GW	0,49	492	66
Bornholm I - 1 GW	0,49	495	66

De 3 x 1 GW layouts i Nordsøen II+III+Vest er billigere end alle 3 layouts ved Bornholm. Dette skyldes en kombination af dårligere vindressource ved Bornholm og dyrere eksportforbindelser med øget tab ved Bornholm. De tre layouts ved Bornholm er stort set ens i forhold til levetidsomkostninger. Omkostningerne til eksportsystemet stiger stort set proportionalt til parkens størrelse.

Niveauet for levetidsomkostningerne er meget følsomt over for diskonteringsrenten. Diskonteringsrenten påvirker dog ikke den indbyrdes rangordning. Hvis diskonteringsrenten er 6% i stedet for 8% falder levetidsomkostningerne med ca. 0,07 kr/kWh for alle layouts. Det vil sige at Nordsøen II+III+Vest - 3 GW falder til 0,39 kr/kWh.

⁹ Dette er et meget groft overslag baseret på generelle erfaringer, der ikke er relateret til specifikke projektrelaterede detaljer.

4 Havbundsforhold

I det følgende afsnit beskrives resultaterne af havbundsforholdene for hver af havmølleparkerne. Dette afsnit er således en kort opsummering af resultaterne i delrapport 2-2 Havbund og geologiske forhold for Bornholm I + II og Nordsøen II+III+Vest.

4.1 Metode

Screeningen af de geologiske- og funderingsmæssige forhold i relation til etablering af nye havvindmølleparker og energiøer/hubs omfatter:

- > En GIS-baseret vurdering af de geologiske- og funderingsmæssige forhold i forbindelse med rangordning af lokaliteterne og delområder inden for de udpegede områder i relation til egnethed i forhold til etablering af havvindmøller.
- > En GIS-baseret vurdering af de geologiske og funderingsmæssige forhold i forbindelse med placering af energiøer/hubs inden for områderne Bornholm I + II, Nordsøen II+III+Vest.
- > En GIS-baseret vurdering af oplagte kabeltracéer fra havvindmølleparken til nettilslutningspunktet på land.
- > Konceptuelle geomodeller, der karakteriserer de tre potentielle havvindmølleområder.

4.2 Overordnet konklusion

På nuværende tidspunkt og vidensniveau er der ikke fundet geologiske eller geotekniske faktorer der vurderes at være en forhindring for placering af havvindmøllefundamenter. Den samlede vurdering skal derfor betragtes som en relativ rangering af områderne, og at alle områder kan anvendes til opstilling af havvindmøller ud fra en geologisk og geoteknisk betragtning.

Ud fra vurderinger og konklusioner beskrevet i rapport 2-2 opstilles følgende rangordning af områderne som vist i Tabel 4-1. Da flere af områderne er blevet tildelt samme kategori, er disse rangeret i forhold til hinanden. Dermed er underområderne rangeret relativt til hinanden.

Tabel 4-1: Samlet vurdering og rangering af de seks screenede områder.

Rang	Område	Kategori	Områdepolygoner på kortbilag
1	Nordsøen II	Velegnet (V)	
2	Området vest for Nordsøen II og III	Velegnet (V)	Delområde 2
3	Nordsøen III	Velegnet (V)	
4	Området vest for Nordsøen II og III	Velegnet (V)	Delområde 1
5	Bornholm II	Mindre Velegnet (V-)	
6	Bornholm I	Mindre Velegnet (V-)	

Områder og underområder er rangeret efter den geotekniske vurdering, overordnet geologi, havbundssedimentet og vanddybden samt variationsmulighed for placering af havvindmøllerne. For eksempel er Nordsøen II vurderet bedre egnet end Nordsøen III, da havbundsdybden generelt er lavere og der er kortere afstand til land for eksportkabelruten. Det lille delområde af området vest for Nordsøen II+III, der ligger i sydlig forlængelse af Nordsøen II er vurderet bedre egnet end resten af Nordsøen III grundet den geografiske placering. For begge områder (Nordsøen II og Nordsøen III) vurderes de geologiske og geotekniske forhold at være tilsvarende hinanden på nuværende vidensniveau. Bornholm I og Bornholm II er rangeret lavere end Nordsøen II og Nordsøen III, grundet den mindre tykkelse af glaciale sedimenter og dermed mindre dybde til hårde bjergarter.

4.3 Konklusion og anbefalinger for Nordsøen II+III

Nordsøen II + III er to områdeafgrænsninger der er placeret henholdsvis 80 km og 100 km vest for den jyske vestkyst ud for Thorsminde. Nordsøen II dækker et areal på 1872 km² mens Nordsøen III dækker et areal på 1642 km². Nordsøen II ligger på mellem 35 – 40 m vanddybde mens Nordsøen III ligger på 25 – 40 m vanddybde, hvor de laveste vanddybder (kote -25 til -30 m) ligger i den centrale del af området. Området Nordsøen II+III indeholder således ikke delområder med vanddybder lavere end 25 m.

Havbunden består primært af mobilt sand, groft sand og grus. Det vurderes, at der kan forefindes mobile sandbanker på 5 – 10 m tykkelse med en bølglængde på 100 - 200 m.

Området vurderes generelt velegnet for fundering med monopæle. For områder med stor vanddybde vurderes monopæle dog mindre egnede. Generelt forventes områder med lav vanddybde at være mere velegnede end områder med stor vanddybde. Områder med højtliggende salthorste bør undgås.

På det foreliggende grundlag vurderes det, at eksportkablet kan spules ned på hovedparten af strækningen.

En energihub baseret på en jacket funderet platform vurderes mulig, men kan besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt hårde interglaciale og prækvartære aflejringer. For en ø opbygget med sand vil funderingsforholdene på havbunden sandsynligvis være velegnede med hensyn til bæreevne, stabilitet og sætninger af havbunden. Der må påregnes store udførelsesmæssige udfordringer.

Der må påregnes udgifter til udredelse af UXO-risiko

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er mulig med monopæle
- > **Negativt:** Vejrlig i Vesterhavet giver risiko for megen standby ifm. udførelsen. Installation af monopæle kan besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt hårde interglaciale og prækvartære aflejringer. Muligvis betydelig sedimenttransport i området.

4.4 Konklusion og anbefalinger for Nordsøen Vest

Området vest for Nordsøen II + III, indtil en havdybde på 50 m (område Vest) består af to delområder. Delområde 1 ligger vest for Nordsøen III og strækker sig ca. 75 km længere mod syd mens delområde 2 ligger som en sydlig forlængelse af Nordsøen II. De to delområder er placeret ca. 110 km vest for den jyske vestkyst. Delområde 1 dækker et areal på ca. 5.000 km² mens delområde 2 dækker et areal på ca. 353 km². Delområde 1 ligger på mellem 35 – 50 m vanddybde mens delområde 2 ligger på 35 – 45 m vanddybde. Det vurderes, at der kan forefindes mobile sandbanker på 5 – 10 m tykkelse med en bølgelængde på 100 - 200 m.

Havbundssedimentet i delområde 1 består hovedsageligt af moræneaflejringer, Holocæn sand, groft sand og grus i den nordlige og centrale del mens der i den sydlige del er kortlagt store områder med Holocæn dynd og dyndet sand. I delområde 2 er der kortlagt Holocæn dyndet sand og sand i hele området. Tykkelsen af de Holocæne aflejringer er 0 – 10 m.

Området vurderes generelt velegnet for fundering med monopæle. For områder med stor vanddybde vurderes monopæle dog mindre egnede. Generelt forventes områder med lav vanddybde at være mere velegnede end områder med stor vanddybde.

På det foreliggende grundlag vurderes at af kablet kan spules ned på hovedparten af strækningen.

Der må påregnes udgifter til udredelse af UXO-risiko

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er mulig med monopæle
- > **Negativt:** Vejrlig i Vesterhavet giver risiko for megen standby ifm. udførelsen. Installation af monopæle kan besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt hårde interglaciale og prækvartære aflejringer. Muligvis betydelig sedimenttransport i området.

4.5 Konklusion og anbefalinger for Bornholm I+II

Bornholm I+II er beliggende ca. 23 km sydvest for Rønne (55 – 80 km fra Ystad, Sverige og ca. 50 km fra Rügen, Tyskland). Bornholm I ligger mod vest mens Bornholm II ligger mod øst. Bornholm I har et areal på ca. 270 km² mens Bornholm II har et areal på ca. 461 km². I den vestlige del af Bornholm II er der et område der er friholdt til råstofindvinding.

Det antages, at der findes et tyndt (0 – 2 m) lag mobilt post-glacialt sand ovenpå den moræne, der fremgår af borerne. I Bornholm II-området er tykkelsen af det postglaciale sand generelt større, mellem 2 og 10 m.

Området vurderes som mindre velegnet for fundering med monopæle, idet installation af monopæle besværliggøres af mulig hårdt moræneler med sten, højtliggende, mulig hårdt og flintrig kalk, samt højtliggende, muligvis cementerede marine aflejringer. Jackets kan være en mulig funderingsmetode, dog vil samme problemer, som for monopæle gøre sig gældende ved nedbringning af pæle til jacket fundamentet. Direkte fundering vurderes ikke realistisk på de aktuelle vanddybder.

Kabler forventes dels at kunne spules ned i havbunden (sand) dels at skulle pløjes/graves ned (ler). På nuværende tidspunkt er der ikke planer om at placere en energiø ved Bornholm. Der må påregnes udgifter til udredelse af UXO-risiko.

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er sandsynligvis mulig med monopæle og jacket-fundamenter.
- > **Negativt:** Installation af monopæle og jacket-fundamenter besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt højtliggende hårdt jord-/bjergarter. Direkte fundering vurderes ikke realistisk med store fundamenter og store vanddybder.

4.6 Opsummering af geologiske- og geotekniske forhold

I beregningen af funderingspriserne opsummeret i Tabel 9-1 er de konkrete geologiske- og geotekniske forhold opsummeret i Tabel 4-2 taget i betragtning.

Tabel 4-2: Geologiske- og geotekniske forhold der bruges i vurderingen

Parameter	Bornholm I	Bornholm II	Nordsøen II+III+Vest, L1	Nordsøen II+III+Vest, L2	Nordsøen II+III+Vest, L3
Gennemsnitlig vanddybde i havmølleparken(m)	-39,6	-34,2	-36,36	-36,7	-40,3
Vanddybder <30 m	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej
Vanddybder >30 m	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Vanddybder >40 m	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej
Dybde til kalk	>45m	>60m	-	-	-
Blødt top lag (m)	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej
Høj sediment transport	Nej	Nej	Muligt	Muligt	Muligt
Tykt lag af sand i overfladen	Nej	Nej	Ja	Ja	Ja
Tyndt lag af sand i overfladen	Ja	ja	Ja	Ja	Ja
Moræneaflejringer	-25m - -40m	-25m- -50m	-60m- -70m	-60m- -70m	-60m- -70m
Andre hårde sedimenter	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Samlet vurdering	V-	V-	V	V	V

5 Miljø

Dette afsnit opsummerer resultaterne af en finscreening af de potentielle havmølleområder Bornholm I+II og Nordsøen II+III+Vest i relation til miljø- og planmæssige forhold. Den fulde screening kan findes i underrapport 2-1.

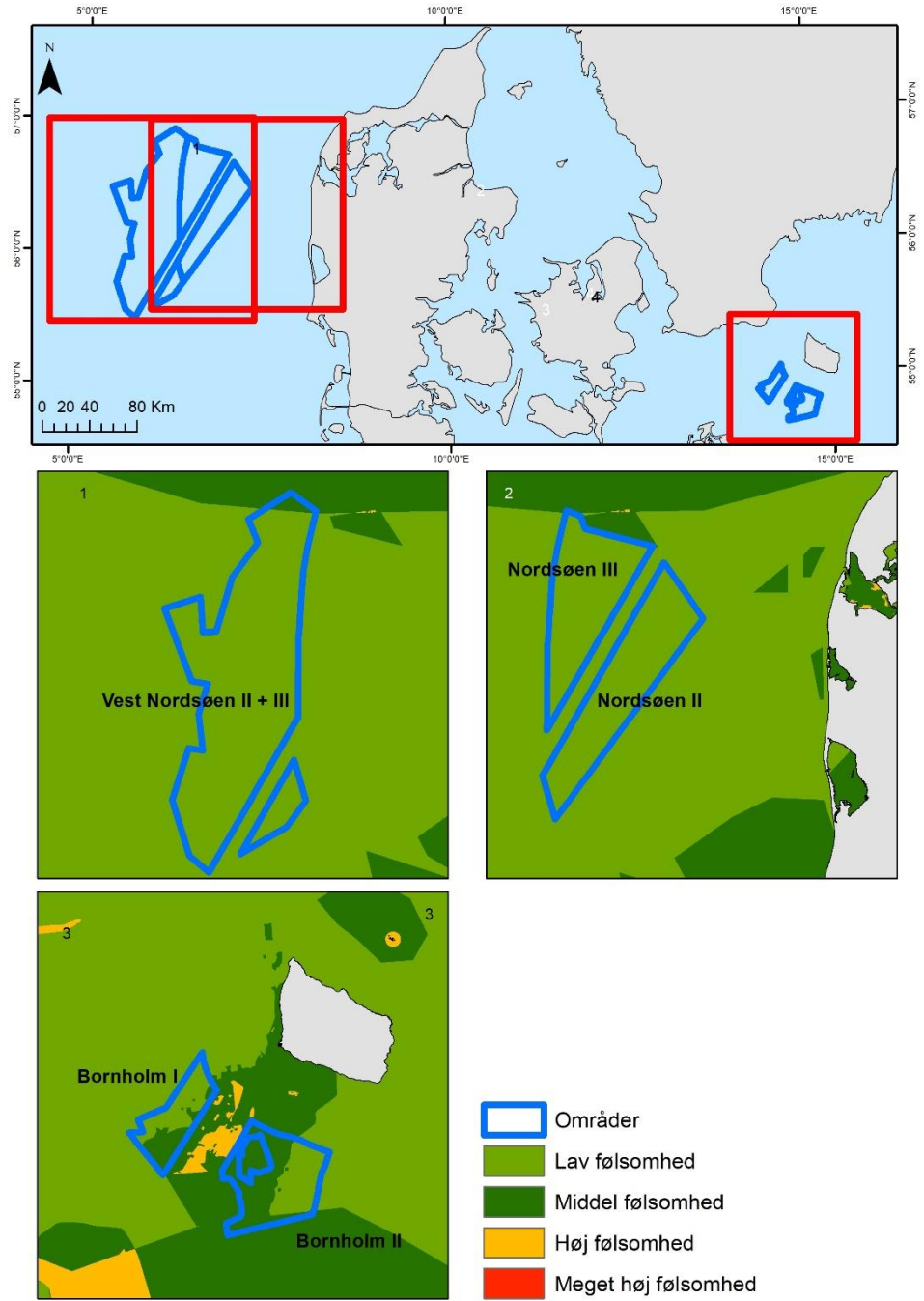
Screeningen omfatter:

- > En GIS-baseret følsomhedsanalyse af miljømæssige og planmæssige forhold, der rangordner lokaliteter og delområder indenfor lokaliteterne i relation til følsomhed overfor etablering af havmøller og energiøer/hubs med henblik på at identificere de områder (og delområder), der påvirker miljøet mindst.
- > En beskrivelse af de miljø- og planmæssige forhold i hver af de potentielle havmølleområder, energiø/hub områder og ilandføringskorridorer, vurdering af om det er muligt at etablere en havmøllepark og energiøer/hubs i de potentielle områder uden at forårsage alvorlige skader på natur-, miljø- og planforhold samt at vurdere, hvor en eller flere havvindmølleparker eller energiøer/hubs bør placeres indenfor hver af de potentielle hovedområder således at natur-, miljø- og planforhold påvirkes mindst muligt baseret på resultaterne af følsomhedsanalysen

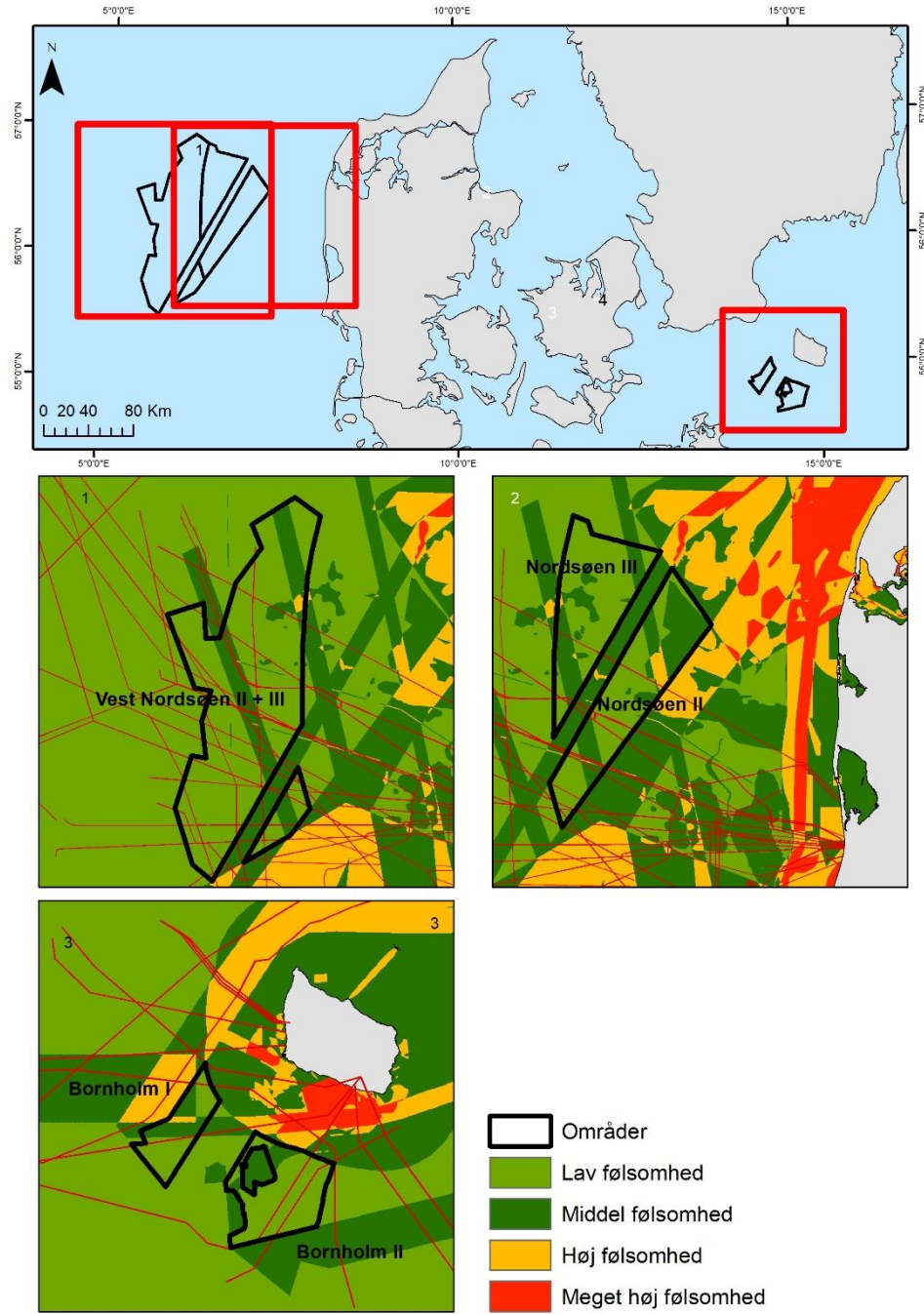
5.1 Overordnet konklusion

Det vurderes, at det vil være muligt at opstille havmøller i alle de screenede områder og at etablere energiøer/hubs i de screenede områder i Nordsøen, uden at forårsage alvorlige og uoprettelige påvirkninger af natur-, miljø- og planforhold. Den beregnede følsomhed¹⁰ for de forskellige områder er således lav til middel i relation til både natur- og miljø samt menneskelige interesser (Figur 5-1 og Figur 5-2). Dog har områder med kabler og rørledninger meget høj følsomhed (vist med rød farve på Figur 5-2).

¹⁰ De fire følsomhedskategorier er beregnet ved hjælp af "Jenks natural break classification" metode. I delrapport 2-1 findes en detaljeret gennemgang af klassifikationen.



Figur 5-1 Samlet oversigt over miljøfølsomhed for de tre områder.



Figur 5-2 Samlet oversigt over følsomhed for menneskelige interesser for de tre områder.

5.2 Konklusion og anbefalinger Bornholm I + II

Følsomhed i relation til miljø

Den samlede beregnede følsomhed af miljøfaktorer i forhold til opstilling af vindmøller ved Bornholm I og II er vist på Figur 5-1. Følsomheden er lav til middel og fordelt som følger:

- > 373 km² af de to områders samlede areal på 732 km² er klassificeret med middel følsomhed. Hvilket skyldes, at området er et internationalt og nationalt vigtigt overvintringsområde for havfugle herunder især havlit, fløjlsand og sortand.
- > De resterende 359 km² har lav følsomhed, idet disse områder ikke er vigtige for havfugle

Følsomhed i relation til menneskelige interesser

Den samlede beregnede følsomhed af menneskelige interesser i forhold til opstilling af vindmøller ved Bornholm I og II, er vist på Figur 5-2. Følsomheden er generelt lav, men kabler og eksisterende og planlagte rørledninger (hhv. Nord Stream 1 og Baltic pipeline) har meget høj følsomhed. Desuden har en lokal sejlroute gennem Bornholm I og et øvelsesområde for tyske ubåde i et område ved Bornholm I middel følsomhed. Traceet for den planlagte Nord Stream 2 rørledning ligger udenfor projektområderne.

Anbefalinger

Den vestlige del af Bornholm II, ligger i det internationalt vigtige fugleområde (IBA) nr. DK120 *Rønne Banke*. IBAen er et vigtigt overvintringsområde for havlit, fløjlsand og sortand, der bl.a. lever af blåmuslinger og hvor der er store forekomster af blåmuslinger. I denne del af Bornholm II, kan der således være risiko for, at disse arter vil blive fortrængt fra et vigtigt fourageringsområde, hvis der opstilles havvindmøller her. Den sydlige og østlige del af Bornholm I ligger også i IBA DK 120. Der er også observeret mange havlitter og andre fugle her, men der er tilsyneladende ikke mange blåmuslinger, hvorfor området måske kun tjener til rasteområde og ikke fourageringsområde. Det skal bemærkes, at IBAer er udpeget af den Internationale organisation BirdLife International men er ikke omfattet af internationale direktiver eller konventioner som f.eks Natura 2000-områder.

Det anbefales, at der gennemføres en detaljeret analyse af følsomheden af disse arter i relation til opstilling af havvindmøller ved Bornholm I og II, herunder habitategnethed (habitat suitability) og risikoen for fortrængningseffekter (habitat displacement).

Bornholm I og II ligger i trækruterne for fugle, der yngler i Sverige og Norge og som overvintrer mod syd. Østersøområdet mellem Danmark, Sverige og Tyskland er således vigtig for bl.a. trane- og rovfugletræk. Der kan være risiko for, at opstilling af havvindmøller kan forårsage en barrierevirkning eller udgøre en kollisionsrisiko for trækkende fugle.

Det anbefales, at der gennemføres en detaljeret analyse af følsomheden af traneer i relation til opstilling af havvindmøller ved Bornholm I og II, herunder estimering af antal fugle, der omkommer som følge af kollision i forhold til PBR¹¹

¹¹ PBR (Potential Biological Removal) er et mål for den ekstra dødelighed, den samlede biogeografiske bestand vurderes at kunne tåle.

Det skal yderligere bemærkes:

- > At begge områder krydses af et telekommunikationskabel, der skal undgås, hvis havmøllerne opstilles
- > At der løber to parallelle gasledninger (Nord Stream 1) gennem Bornholm II, der skal undgås, hvis havmøllerne opstilles
- > At den nordlige del af Bornholm I krydses af traceen for den planlagte og godkendte Baltic pipeline, der skal undgås, hvis havmøllerne opstilles
- > At en lokal sejlroute, der krydser Bornholm I efter aftale mellem Energistyrelsen og Søfartsstyrelsen ikke er et begrænset område for opstilling af havvindmøller i forhold til denne screening, men i tilfældet af at der etableres en havmøllepark i området vil sejlruten skulle lægges om efter en drøftelse med Søfartsstyrelsen.
- > At et øvelsesområde for tyske ubåde i et område af Bornholm I skal ændres.

Det vurderes, at der er tilstrækkelig information til at kunne drage disse konklusioner. I forbindelse med en miljøkonsekvensvurdering for et konkret projekt, skal der dog gennemføres feltundersøgelser, indsamles nye data og gennemføres detaljerede analyser af potentielle påvirkninger.

5.3 Konklusion og anbefalinger Nordsøen II + III

Følsomhed i relation til miljø

Den resulterende miljøfølsomhed for projektområderne Nordsøen II og III er vist på Figur 5-1. Begge områder er kategoriseret med en lav miljøfølsomhed.

Følsomhed i relation til menneskelige interesser

Langt det meste af Nordsøen II og III er kategoriseret med lav følsomhed i forhold til menneskelige interesser (Figur 5-2). To områder, hvor der forløber sejlroute er kategoriseret med middel følsomhed og områder med kabler og rørledninger har meget høj følsomhed). Et mindre område i Nordsøen II er kategoriseret med høj følsomhed. I dette område er der sammenfald mellem sejlroute og råstofområder, hvilket ikke i sig selv vil forhindre, at der opstilles havvindmøller og etableres energiø/hub.

Anbefalinger

På basis af de ovenfor nævnte følsomhedskortlægninger kan både Nordsøen II og Nordsøen III anbefales til opsætning af havvindmølleparker og etablering af energiøer/hubs.

Det skal yderligere bemærkes:

- > At områderne krydses af kabler og rørledninger, der skal undgås, hvis der etableres havmøller og energiøer/hubs.
- > At to sejlrufter, der krydser områderne efter aftale med Søfartsstyrelsen ikke vil være en forhindring i forhold til opstilling af havvindmøller eller energiø/hub. Hvis det besluttet at gennemføre et konkret projekt, skal en eventuel flytning af sejlrufterne drøftes med Søfartsstyrelsen.

Det vurderes, at der er tilstrækkelig information til at kunne drage disse konklusioner.

I forbindelse med en miljøkonsekvensvurdering for et konkret projekt, skal der dog gennemføres feltundersøgelser, indsamles nye data og gennemføres detaljerede analyser af potentielle påvirkninger.

5.4 Konklusion og anbefalinger Nordsøen Vest

Følsomhed i relation til miljø

Den resulterende miljøfølsomhed for projektområdet er vist i Figur 5-1. Stort set hele området er kategoriseret med lav følsomhed. Den allernordligste del af området har middel følsomhed, pga. områdets vigtighed som overvintringsområde for fugle.

Følsomhed i relation til menneskelige interesser

Langt det meste af projektområdet er kategoriseret med lav følsomhed i forhold til menneskelige interesser (Figur 5-2). To områder, hvor der forløber sejlrufter er kategoriseret med middel følsomhed og områder med kabler og rørledninger har meget høj følsomhed.

Anbefalinger

På basis af følsomhedskortlægningerne kan projektområdet anbefales til opsætning af havvindmølleparker og etablering af energiø/hub.

Den nordligste del af projektområdet ligger i det internationalt vigtige fugleområde (IBA) Nr. 121 "Skagerrak & sydvestlige Norskerende". Da området er et vigtigt raste- og overvintringsområde for sule, lomvie, alk og søkonge, der synes at være særligt følsomme overfor tilstedeværelsen af havmølleparker, kan det ikke udelukkes, at etablering af en havmøllepark eller energiø/hub i dette område, kan føre til fortrængning af disse arter.

Det anbefales, at der gennemføres en detaljeret analyse af følsomheden af disse arter i relation til opstilling af havvindmøller eller etablering af energiø/hub i den nordlige del af projektområdet, herunder habitategnethed (habitat suitability) og risikoen for fortrængningseffekter (habitat displacement).

Det skal yderligere bemærkes:

- > At området krydses af mange kabler og rørledninger, der skal undgås, hvis der etableres havmøller og energiøer/hubs.
- > At to sejlruiter, der krydser området efter aftale med Søfartsstyrelsen ikke vil være en forhindring i forhold til opstilling af havvindmøller eller energiø/hub, men hvis det besluttes at gennemføre et konkret projekt, skal en eventuel flytning af sejlruiterne drøftes med Søfartsstyrelsen.

Det vurderes, at der er tilstrækkelig information til at kunne drage disse konklusioner. I forbindelse med en miljøkonsekvensvurdering for et konkret projekt, skal der dog gennemføres feltundersøgelser, indsamles nye data og gennemføres detaljerede analyser af potentielle påvirkninger.

6 Vindressource, layouts og energiproduktion

For at fastlægge udgangspunktet for placeringen af havvindmøllerne er der taget udgangspunkt i delrapporten for miljø- og planmæssige forhold samt havbund og geologiske forhold. I disse to rapporter er der foretaget en screening af de udvalgte områder, for at fastlægge hvilke dele af Nordsøen II+III+Vest og Bornholm I + II, der bedst egner sig til opførelsen af en havvindmøllepark og hvilke af områder der er helt udelukket. Som konklusionen i begge rapporter viser, er der ingen områder, som er udelukket, dog varierer egnetheden af områderne.

Et andet vigtigt input til placering af de potentielle layouts er vindressourcen og den elektriske infrastruktur.

6.1 Layoutprocessen

Det er forudsat, at de nye vindmølleparker (med undtagelse af 3 GW ved Bornholm) består af individuelle parker på 1 GW installeret effekt hver. Da der er anvendt en 15 MW vindmølle, betyder det, at hvert layout består af 67 vindmøller (dvs. 1005 MW).

Grundlæggende forudsætninger for layoutprocessen var fastlagt i opgavebeskrivelsen:

- > *en parkstørrelse på 1 GW*
- > *en mølletæthed på 0,22 km²/MW (dvs. 4,55 MW/km²)*
- > *et bruttoområde til udvikling, som er 30% større end nødvendigt*
- > *for Nordsøen II+III+Vest angives 10 GW installeret kapacitet (tre optimerede vindmølleparker på 1 GW hver + 7 GW til videreudvikling)*
- > *for Bornholm I + II angives mulige layouts for 1, 2 og 3 GW*

Baseret på disse krav og sammenholdt med resultaterne fra miljø- og planmæssige forhold og havbund og geologiske forhold har COWI udarbejdet forskellige potentielle layouts. Som udgangspunkt placeres møllerne optimalt i forhold til hovedvindretningen under hensyntagen til miljø- og havbundsforhold. De mulige layouts er derpå lagt symmetrisk ud fra en betragtning om visualitet og hensyntagen til kabellægning.

Skyggetab forårsaget af eventuelle naboparker medtages ikke i beregningerne. Yderligere undersøgelse anbefales, hvis eksisterende tilstødende vindmølleparker ligger inden for en radius på 10 km eller i den fremherskende vindretning. Såfremt afstanden til en nabopark er mindre end 6 km eller en sådan er placeret i den fremherskende vindretning anbefales det at analysere påvirkningen. Dette vil kræve detaljerede oplysninger om parklayout for naboparkerne.

Afstande mellem møllerne internt i 1 GW parken baseres på en forudsætning om at *wake loss*, altså det totale produktionstab som følge af at møllerne i vindmølleparken skygger for hinanden, skal være mindre end 6%.

Området vest for Nordsøen II + III er betydeligt større end Nordsøen II og Nordsøen III. Da de modellerede datapunkter er fordelt inden for det overordnede område og dermed kan betragtes som repræsentative for hele området er det med henblik på navngivning i denne rapport, blevet besluttet at henvise til det samlede område som *"Nordsøen II+III+Vest"*.

6.2 Vindressourceoversigt

Tabel 6-1 viser den gennemsnitlige vindhastighed for de to områder baseret på de udtrukne mesoscale datapunkter.

Tabel 6-1: Middelvindhastighed for de to områder, 150 m over havet.

Område	Aritmetisk vindhastighed [m/s]
Nordsøen II+III+Vest	10,73
Bornholm I+II	9,92

6.3 Nordsøen II+III+Vest

I området ved Nordsøen II+III+Vest er det et krav fra Energistyrelsen, at der skal kunne placeres 10 GW (tre optimerede vindmølleparker på 1 GW hver + 7 GW til videreudvikling), og at der etableres en friholdelsesafstand på 6 km mellem parkerne, således at der ikke opstår betydelige skyggetab. På grund af COWI erfaringer med Nordsøen I og det disponible område blev i stedet besluttet at placere parker med en mindsteafstand på 8 km, hvilket vil resultere i en reduktion af skyggetab.

6.3.1 Grov screening af Nordsøen II+III+Vest

Som en del af opgaven screenes Nordsøen II+III+Vest for etablering af yderligere 10 områder (3 GW layout optimering og yderligere 7 GW). Der holdes en mindste afstand mellem parkerne på 8,0 km baseret på erfaring med skyggetab i dette finscreeningsstudie.

Det samlede Nordsøen II+III+Vest område er egnet for vindparker under hensyntagen til miljø- og planmæssige forhold og havbund og geologiske forhold som beskrevet i hvert af de respektive rapporter. Der er dog en øget koncentration af kabler og olierør i den sydlige del af området, og sensitive områder for fugle i den mest nordlige del som beskrevet.

For at udvælge de mest fordelagtige områder af Nordsøen II+III+Vest inddeles området i felter af 400 km², der således groft repræsenterer området der er nødvendigt for at etablere en havmøllepark på 1 GW (inklusive 30% buffer samt fire

kilometer friholdelse på to sider). Ved efterfølgende optimering skal der tages højde for det aktuelle friholdelsesområde og tilpasning af felterne til områdegrænserne. Optimeringen vil betyde at der ikke kan etableres havmøllepakker i alle de analyseret felter. Hvert af felterne som vist på Figur 6-1 evalueres nu i forhold til etablering af en potentiel havmøllepark.

Felterne evalueres i forhold til følgende:

- > Andel i total havvind med en kapacitet på 10 GW hvoraf 3 GW havvind føres direkte ind til energiø/hub.
- > Evnen til at imødekomme de to forskellige energiø/hub koncepter (ø eller platform)
- > Forhold på siden
 - > Vind ressource
 - > Vanddybde
 - > Havbundsforhold
- > Miljø-og planmæssige forhold

Resultatet af evalueringen er vist i Figur 6-2.



Figur 6-1: Inndeling af Nordsøen II+III+Vest i felter.

Product: Production, Water depth & Distance to Esbjerg

101,2%	99,5%	98,4%	97,7%
101,1%	100,6%	97,0%	99,0%
101,3%	97,7%	99,2%	98,5%
101,6%	99,6%	98,5%	97,5%
101,2%	100,6%	100,4%	
103,1%	101,6%	100,9%	
103,1%	102,5%	101,2%	
103,2%			

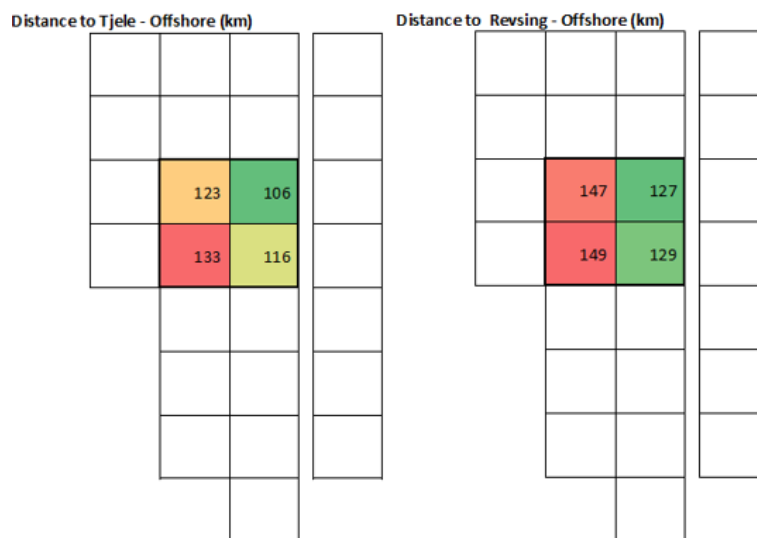
Figur 6-2: Den kombinerede indflydelse af AEP, vanddybde og afstand til Esbjerg på LCoE for en havmøllepark placeret i hvert af felterne

På baggrund af Figur 6-2 vurderes det således, af de yderste områder mod vest vil have den største LCoE primært grundet vanddybden og afstanden til konstruktionshavnen. Yderligere er de sydvestlige områder mindst fordelagtige grundet yderligere lavere vind og nogle miljø- og planmæssige forhold. Det sydvestlige område er således udelukket for yderligere undersøgelse.

Som nogle af de mest fordelagtige felter haves 10, 7, 4 og 16 som vist på figuren, da disse områder er relativt fordelagtige i forhold til vanddybde, vind og afstand til konstruktionshavnen.

For at placeringen for energiøen både kan anvendes til konceptet med en central ø samt til konceptet med flere moduler på forskellige lokaliteter er den indledende lokalitet begrænset til felt 10,11,14,15.

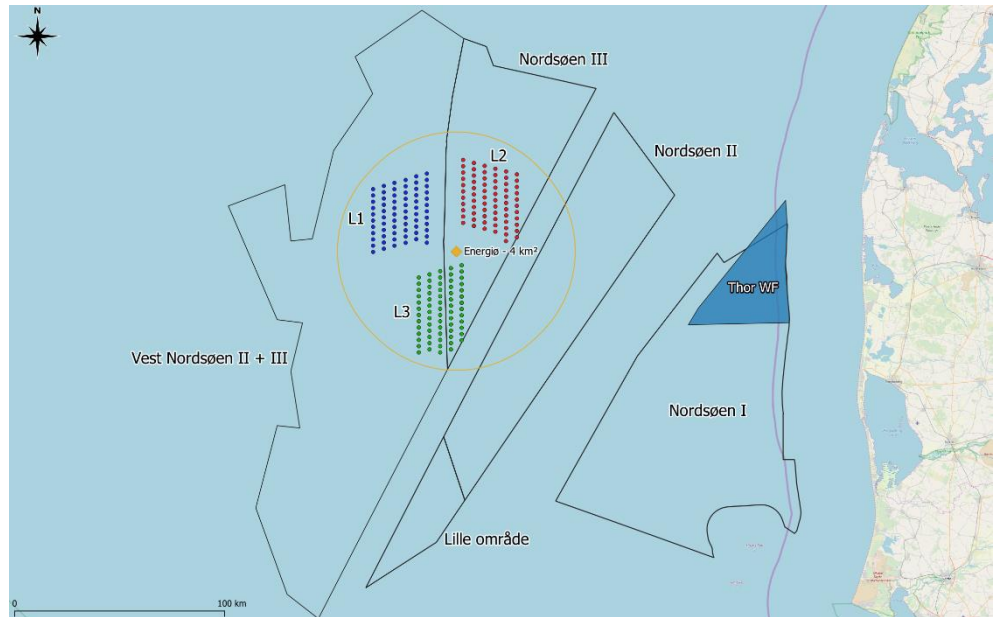
Den endelige placering af energiøen/huben er valgt til at være felt 11, da den her vil kunne ligge optimalt i forhold til de fordelagtige felter 10 og 7. Afstanden til de to potentielle ilandingføringspunkter for kablerne til Danmark er vist i Figur 6-3. Afstand til land i Danmark vurderes dog ikke, til at være en bestemmende parameter, da hele eller dele af en sådan energiø/hub forventes at være forbundet til andre lande med større afstand.



Figur 6-3: Afstand til landgangspunktet for kablerne til det danske elnet

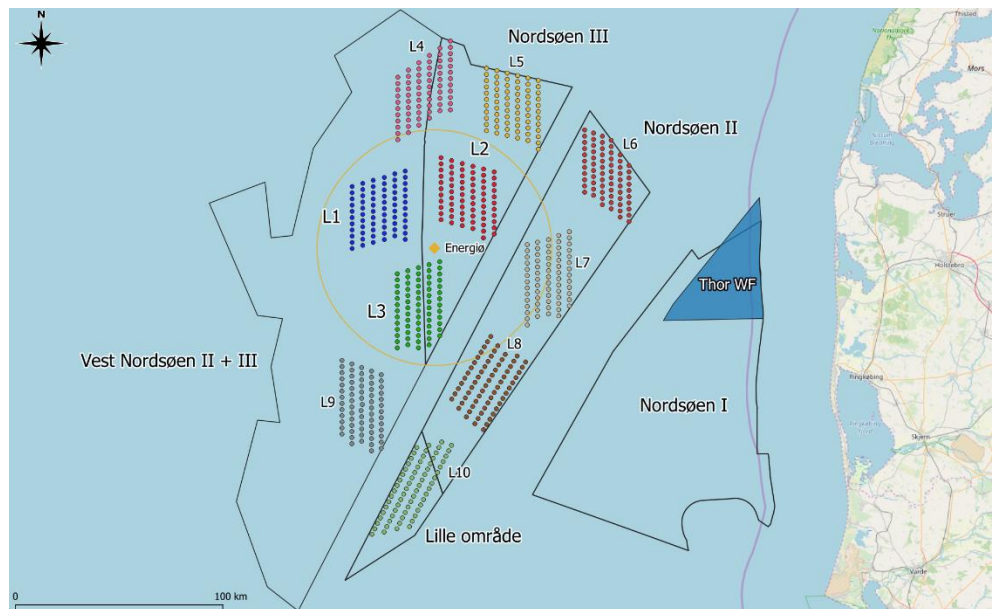
6.3.2 Layout

Baseret på grov screeningen er der nu valgt det område af Nordsøen II + II + Vest der er fundet mest fordelagtig at udvikle. Figur 6-4 viser således hvordan det er muligt at reservere plads til tre havvindmøllerparker indenfor en radius på 30 km fra en centralt placeret energiø/hub, hvilket betyder at arraykablerne med fordel kan føres direkte til energiøen/hubben. Derved spares 2 AC transformerplatforme i hver 1 GW park. Figuren viser også de optimerede layouts.



Figur 6-4: Resulterende 3GW layout for Nordsøen II+III+Vest.

I layout 1 (L1) dækker møllerne et område på 235,3 km² som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,27 MW/km²). I layout 2 (L2) dækker møllerne et område på 235,1 km², som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,28 MW/km²). I layout 3 (L3) dækker møllerne et område på 226,3 km², som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,44 MW/km²).



Figur 6-5: Resulterende 3GW layout for Nordsøen II+III+Vest.

De resterende 7 GW blev placeret inden for 80 km fra energioen/hub med en mindsteafstand mellem vindmølleparkerne på 8,0 km. Placeringen af de 7GW er baseret på et studie af hvor den laveste LCoE opnås i hele området som præsenteret i Figur 6-1 og Figur 6-2. Flere af de undersøgte parametre viser mindre variation over området hvorfor vanddybden, i intervallet 20-50 m, til gengæld er

afgørende for placering af vindmølleparkerne. Figur 6-5 viser layouts og placeringen af energigøen inklusive en 30 km buffer (grænsen for arraykablernes rækkevidde).

6.4 Bornholm I + II

Det udpegede område ved Bornholm er vist i Figur 6-6. Det område har i alt 731 km², fordelt mellem Bornholm 1 (270 km²) og Bornholm 2 (461 km²). I området er det et krav fra Energistyrelsen, at der skal kunne placeres 2-3 vindmølleparker. Vindressourcen er lidt større ved Bornholm I sammenlignet med Bornholm II.

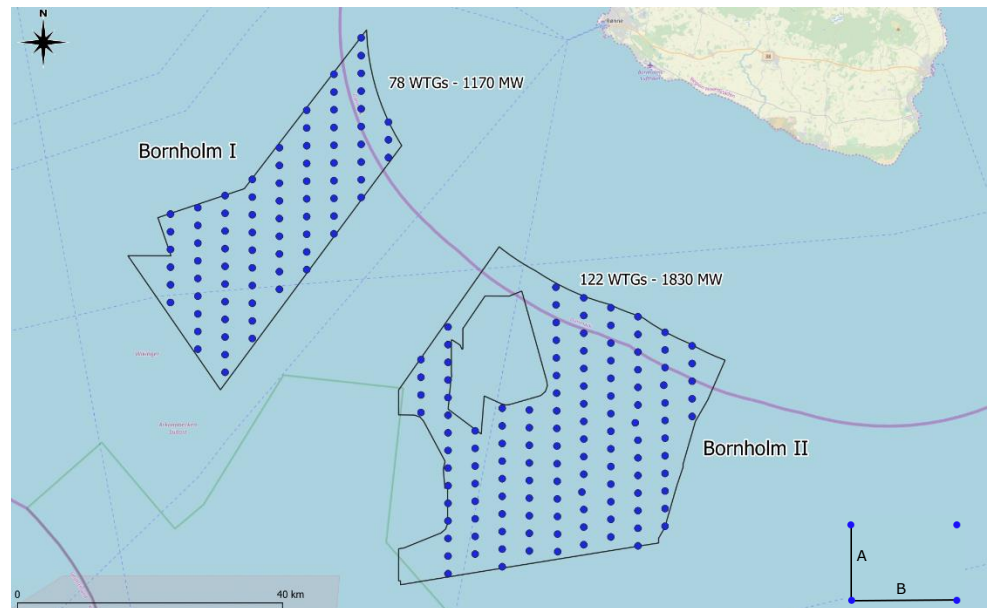
Det centrale område mellem de to områder, samt den vestlige del af Bornholm II og den østlige og sydlige del af Bornholm I er relativt følsomme områder i forhold til miljømæssige vurderinger på grund af tilstedeværelsen af nogle fuglearter (f.eks., havlit, sortand og fløjlsand) som beskrevet i delrapport 2-1 Miljø- og planmæssige forhold. Området er klassificeret som middel følsomhed og det anbefales, at der foretages yderligere undersøgelser for at vurdere miljøpåvirkningen ved opførelse af vindmølleparker i disse områder.

Det skal bemærkes, at grundet afstanden mellem områderne og ilandføringen Nord for Hasle, er designet baseret på installation af transformertplatforme til hvert område.

6.4.1 Layout 1 – 3GW

På Figur 6-6 ses området og forslag til layout. Hovedfokus er at få placeret vindmøller svarende til 3 GW installeret kapacitet.

For at placere vindmøllerne og nå den krævede 3 GW installerede kapacitet er det nødvendigt at installere 200 vindmøller. Derfor vil afstand mellem møller og rækker være mindre end hvad der normalvis tilstræbes. Vindmøllerne er fordelt med henholdsvis 78 på Bornholm I og 122 for Bornholm II. Det betyder et relativt stort skyggetab pga. de mange vindmøllerækker og mindre afstand mellem møllerne. Det betyder også, at 3 GW layoutet ikke er en skalering af flere 1 GW layouts. Dermed ligger der et tidligt principielt valg mellem 1/2 GW og 3 GW ved Bornholm.



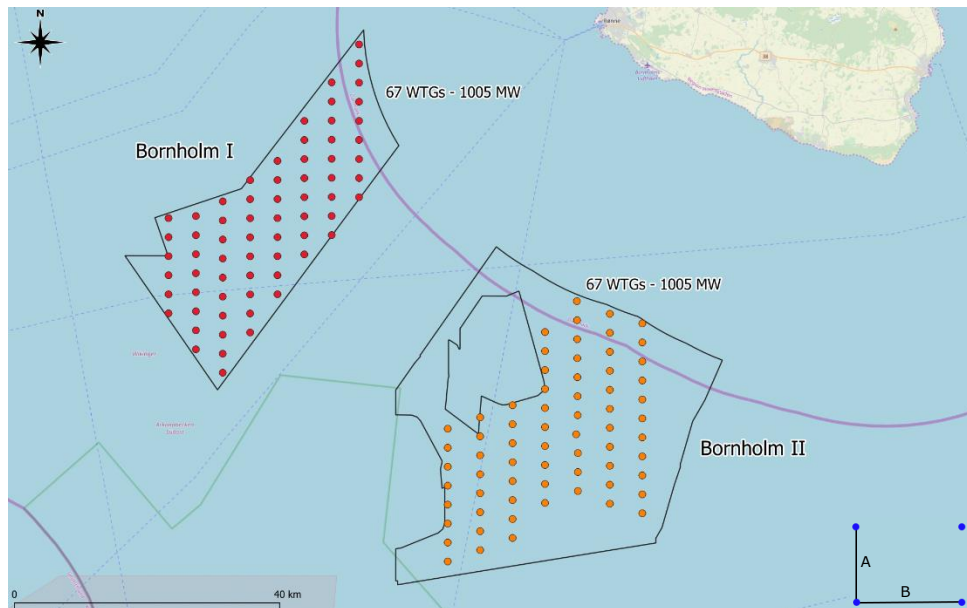
Figur 6-6: Område ved Bornholm og forslag til placering af møllerne i layout 1.

I Bornholm I layout dækker 78 møller et område på 198,6 km², som svarer til en mølletæthed på 0,18 km²/MW (5,68 MW/km²) mens Bornholm II layout dækker 122 møller i et område på 323,3 km², som svarer til en mølletæthed på 0,17 km²/MW (5,80 MW/km²).

6.4.2 Layout 2 og 3 – 2GW

På Figur 6-7 ses området og forslag til layout. De to vindmølleparker har i alt 2 GW fordelt på ca. 1 GW installeret kapacitet hver svarende til 2 x 67 møller.

Det disponible område på Bornholm I er betydeligt mindre end Bornholm II området. Derfor er mølleafstanden mindre for Bornholm I sammenlignet med Bornholm II. Som en konsekvens heraf er skyggetabet størst for Bornholm I. Derudover er layout for Bornholm II placeret længst muligt mod nord for at udnytte de bedre vindressourcer sammenlignet med den sydlige del. Afstanden mellem de to områdepladser er cirka 12,5 km.



Figur 6-7: Bornholm område og forslag til placering af møllerne i Layout 2 (Bornholm I) og layout 3 (Bornholm II).

I layout 2 dækker 67 møller et område på 169 km², som svarer til en mølletæthed på 0,17 km²/MW (5,94 MW/km²) mens layout 3 dækker 67 møller et område på 218,9 km², som svarer til en mølletæthed på 0,22 km²/MW (4,59 MW/km²).

6.5 Bruttoområder

Energistyrelsen ønsker, at der gives fleksibilitet til optimering af den endelige opstilling af vindmøller. Derfor defineres hvert parkområde med et bruttoområde, som er ca. 30 % større end det område som de normale vindmølleparker dækker. En vindmøllepark med 1005 MW og en mølletæthed på 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW) får således et bruttoområde på ca. 287 km². I Tabel 6-2 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmølleparklayouts samt bruttoområdet.

Tabel 6-2: Bruttoområde størrelser.

Park	Park areal	Bruttoområde areal
Nordsøen II+III+Vest - L1	235,3	296,7
Nordsøen II+III+Vest - L2	235,1	308,5
Nordsøen II+III+Vest - L3	226,3	322,1
Bornholm I+II - L1	512,9	731,6 ¹²
Bornholm I - L2	169,0	270,2 ¹³
Bornholm II - L3	218,9	461,6 ¹⁴

¹² Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

¹³ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

¹⁴ Det samlede areal svarer næsten til det samlede disponible areal med undtagelse af nordvestlige og vestligste dele.

6.6 Produktionsestimater

Følgende tab, udover skyggetab, er medregnet i produktionsestimaterne for hvert af de foreslåede vindmøllelayouts i hver af de to områder:

- > Rådighedstab for vindmølleparken: 4,0%
- > Møllens eget forbrug: 1,2%
- > Effektkurvetab: 1,0%
- > **Samlet tab: 6,1%**
- > Langtidskorrektion af mesoscale data - site specifik

Tab i arraykabler og eksportsystemerne bliver opgjort separat i næste afsnit.

De mest produktive områder er lokaliseret ved Nordsøen II+III+Vest, hvilket er i henhold til tilgængeligheden af vindressourcerne blandt alle evaluerede områder. Der blev observeret en produktionsforskel på ca. 6,4% sammenlignet med parklayouts ved Bornholm.

Vindklyngen i Nordsøen på 3 GW med optimerede layouts har sammenlignelige egenskaber, især med hensyn til vindmølleafstanden. Som et resultat er skyggetabet stort set det samme. Da vindressourcen er en smule bedre på layout 1 placeringen er både brutto- og nettoenergien her højere sammenlignet med layout 2 og layout 3.

Tabene og den langsigtede korrektion har den højeste samlede værdi i Nordsøen II+III+Vest. Den langsigtede korrektion indikerer at i det lange løb vil vinden være ringere end det de anvendte mesoscale data viser. Den langsigtede korrektion er kraftigere i Nordsøen sammenlignet med Bornholm. Variationen er i overensstemmelse med Nordsøen I, evalueret af COWI.

For Bornholm området er skyggetabet størst ved Bornholm I - layout 2 grundet den relativt korte afstand mellem møllerne. På trods af det større skyggetab er området bedre end Bornholm II - layout 3 med hensyn til vindressourcen, hvilket resulterer i en nettoenergi, der er ca. 0,3% højere end Bornholm II - layout 3.

Som forventet giver 3 GW layoutet (Bornholm -L1) med den største mølletæthed også det største skyggetab.

Tabel 6-3: Produktionsestimater for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ¹⁵ [%]	Park Produktion ¹⁶ [GWh/y]	Tab & LT korrektion ¹⁷ [%]	Netto produktion [GWh/y]
Nordsøen II+III+Vest - L1	5.480	4,8	5.214	7,8	4.809
Nordsøen II+III+Vest - L2	5.477	4,9	5.209	7,8	4.804
Nordsøen II+III+Vest - L3	5.458	4,9	5.192	7,8	4.789
Bornholm I+II - L1 ¹⁸	15.361	6,9	14.298	6,1	13.429
Bornholm I - L2	5.160	5,7	4.867	6,1	4.571
Bornholm II - L3	5.128	5,4	4.853	6,1	4.558

6.7 Produktionsestimater ved 7 GW vindklynge

Resultaterne af den resterende 7 GW er præsenteret i Tabel 6-4.

Tabel 6-4: Produktionsestimater for ekstra 7 GW vindmøllelayouts.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ¹⁹ [%]	Park Produktion ²⁰ [GWh/y]	Tab & LT korrektion ²¹ [%]	Netto produktion [GWh/y]
Nordsøen II+III+Vest - L4	5.500	4,7	5.241	7,8	4.834
Nordsøen II+III+Vest - L5	5.497	4,9	5.227	7,8	4.820
Nordsøen II+III+Vest - L6	5.481	5,3	5.190	7,8	4.786
Nordsøen II+III+Vest - L7	5.445	4,8	5.182	7,8	4.780
Nordsøen II+III+Vest - L8	5.422	5,1	5.146	7,8	4.746
Nordsøen II+III+Vest - L9	5.423	5,1	5.145	7,8	4.745
Nordsøen II+III+Vest - L10	5.409	5,0	5.136	7,8	4.737

¹⁵ Internt skyggetab i vindparken.

¹⁶ Inklusive skygge tab.

¹⁷ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2.

¹⁸ 3 GW i Bornholm I og Bornholm II.

¹⁹ Internt skyggetab i vindparken.

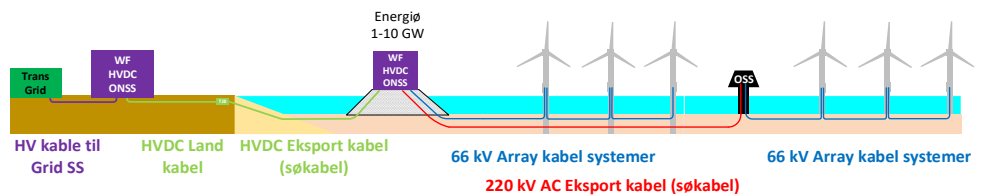
²⁰ Inklusive skygge tab.

²¹ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2.

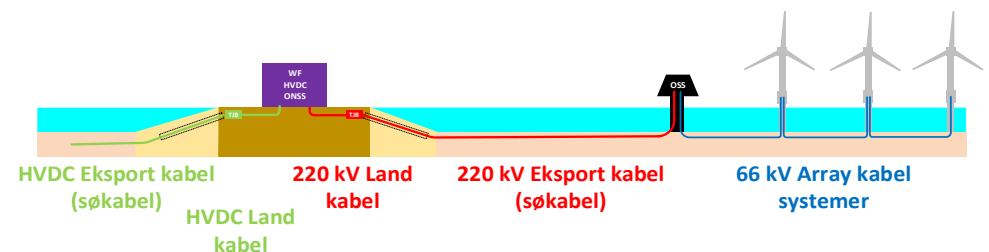
7 Elektriske transmissionsanlæg

Den elektriske infrastruktur omfatter elektriske fordelingsanlæg fra vindmøllerne til nettilslutningspunktet. Der anvendes forskellige principper for hhv. Nordsøen II+III+Vest og Bornholm:

- > For Nordsøen II+III+Vest etableres en energiø, som placeres inden for en radius af 30 km målt i forhold til fjerneste vindmølle hvorved arraykablerne som forbinder møllerne kan føres direkte til energiøen på 66 kV spændingsniveau. Denne løsning er gældende for en 3 GW energiø. Hvis energiøens kapacitet skal øges yderligere, vil det være nødvendigt pga. afstande mellem møller og ø, at anvende en 220 kV HVAC løsning. Se Figur 7-1 Elektrisk infrastruktur
- > For Bornholm bliver energiøen placeret på Bornholm nord for Hasle. På grund af afstanden mellem Hasle og hhv. Bornholm I og Bornholm II, som overstiger de ovenfor nævnte 30 km, etableres vindmølleparkerne i klynger af 500 MW og med tilhørende 220 kV AC eksportsystem som føres til land. Se Figur 7-2.



Figur 7-1 Elektrisk infrastruktur, Nordsøen II+III+Vest



Figur 7-2 Elektrisk infrastruktur, Bornholm

Det bemærkes, at Energinet, i forudsætningerne for Energiaftalen 2018 (EA-18) har givet en maksimal samlet kapacitet for udbygning af havvind på 5,3 GW fordelt med hhv.. 3,3 GW tilsluttet DK1 og 2 GW tilsluttet DK2. Skal der foretages yderligere udvikling udover de 5,3 GW tilsluttet det danske transmissionsnet, vil det kræve yderligere tiltag mhp. tilpasning af produktion, transport og forbrug i elsystemet, herunder risiko for yderligere netforstærkninger.

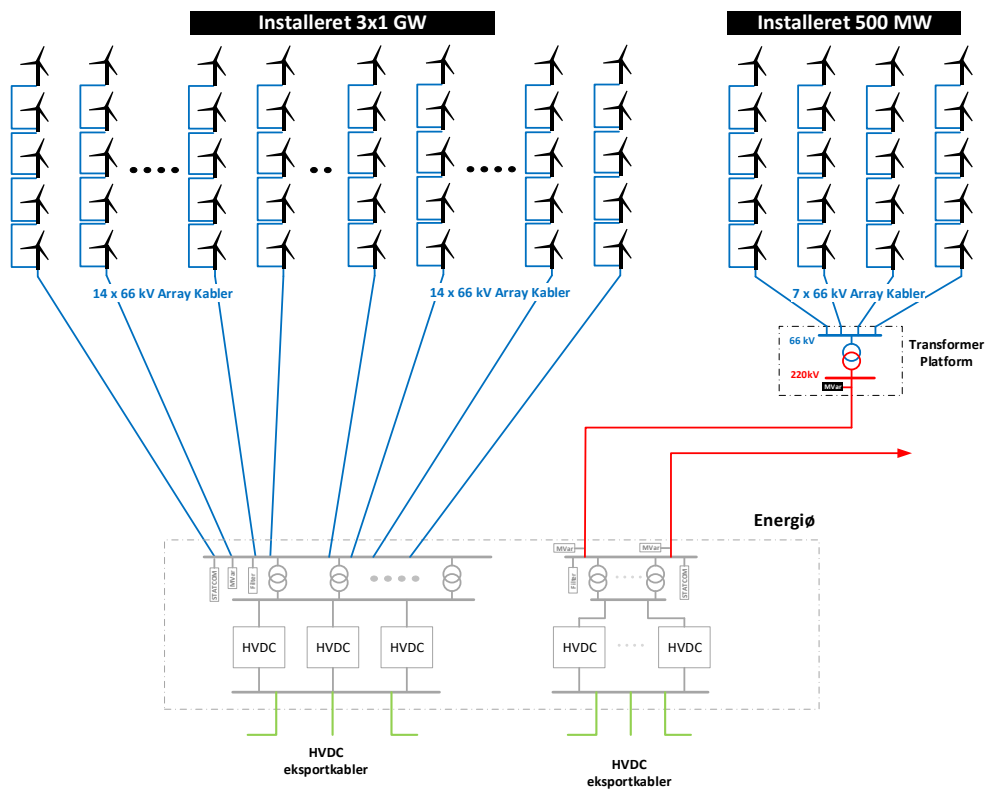
Det er vigtigt at påpege, at i dette studie belyses forskellige løsninger for havvind, men at det er gjort uafhængigt af hinanden. Udbygningen af havvind i Nordsøen I, Nordsøen II+III+Vest, Hesselø, Kriegers Flak samt Bornholm bør derfor, i efterfølgende studier, ansues i et samlet hele, da valget af et bestemt område vil have direkte konsekvenser for øvrige belyste områder.

7.1 Koncept for elektrisk transmissionsanlæg

Konceptet anvendt i denne rapport for nettilslutningen af en 1 GW vindmøllepark til transmissionsnettet, er baseret på forskellige principper for hhv. Nordsøen og Bornholm.

7.1.1 Nordsøen

For 3 GW løsning i Nordsøen II+III+Vest, regnes opbygget et transmissionsanlæg bestående af en energiø hvortil vindmøller placeret inden for en radius på op til 30 km tilsluttes energiøen direkte på 66 kV niveau. Det vil sige, at opsamlingsnettet mellem vindmøllerne og energiøen udføres i en radial konfiguration med op til 5 møller (75 MW) pr. streng. På energiøen transformeres spændingen op og konverteres til HVDC for eksport. Eventuelle efterfølgende udbygning af energiøens kapacitet medfører, at vindmølleparker placeret uden for en radius af ca. 30 km skal etableres med en eller flere havbaseret AC transformerstationer som tilsluttes energiøen på et højere spændingsniveau f.eks. 220 kV.



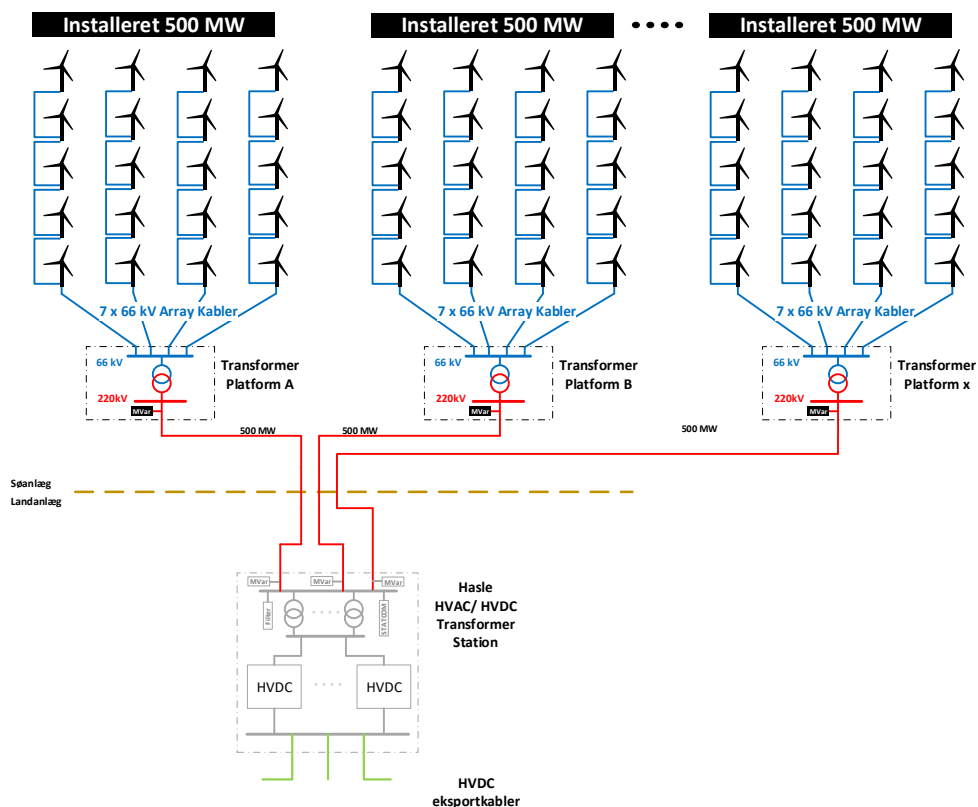
Figur 7-3 Transmissionsanlæg for Nordsøen II+III+Vest

Der er i nærværende studie ikke foretaget spændingsfaldsberegninger på systemet ej heller foretaget optimeringer i forhold til elektriske tab i arraykabelsystemet. For at kompensere for de lange kabler, er det antaget, at øget spændingsfald samt forventeligt store tab kompenseres ved at øge alle kabeltværsnit med én standardstørrelse.

7.1.2 Bornholm (2 GW & 3 GW)

For Bornholm regnes opbygget et transmissionsanlæg bestående af 2-6 stk. havbaseret HVAC transformerstationer placeret centralt i forhold til møllerne samt ét eksportkabelsystem, som forbinder hver af de havbaserede HVAC transformerstationer med HVDC stationen placeret nord for Hasle. Denne rapport er baseret på, at eksportsystemet etableres på 220 kV AC niveau. Eksportsystemets overføringsevne på 220 kV niveau (245 kV udstyr) er af Energinet oplyst til en maksimal overføringsevne på 4-500 MW pr. kabel. Det bevirker, at parkerne kan opføres i kapacitetsintervaller af 500 MW.

En park med en kapacitet på 1 GW, vil derfor kræve et eksportsystem bestående af 2 stk. eksportkabler hver med en overføringsevne på 500 MW. Afstanden fra de havbaserede transformerstationer til Hasle vurderes til < 60 km hvorved den nødvendige reaktive kompensering antages udført på hhv. de havbaserede HVAC transformerstationer og ved "Ny Hovedstation Hasle".



Figur 7-4 Transmissionsanlæg for Bornholm

Der er i dette studie ikke foretaget detaljeret layout og beregning af arraykabelsystemet, da den valgte konfiguration med 500 MW eksportsystemer minder om løsningen for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak, hvorfor det er valgt at anvende et gennemsnit af disse parker (ref. til Elektriske systemer for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II, 1-4) i forbindelse med fastlæggelse af CAPEX og tab.

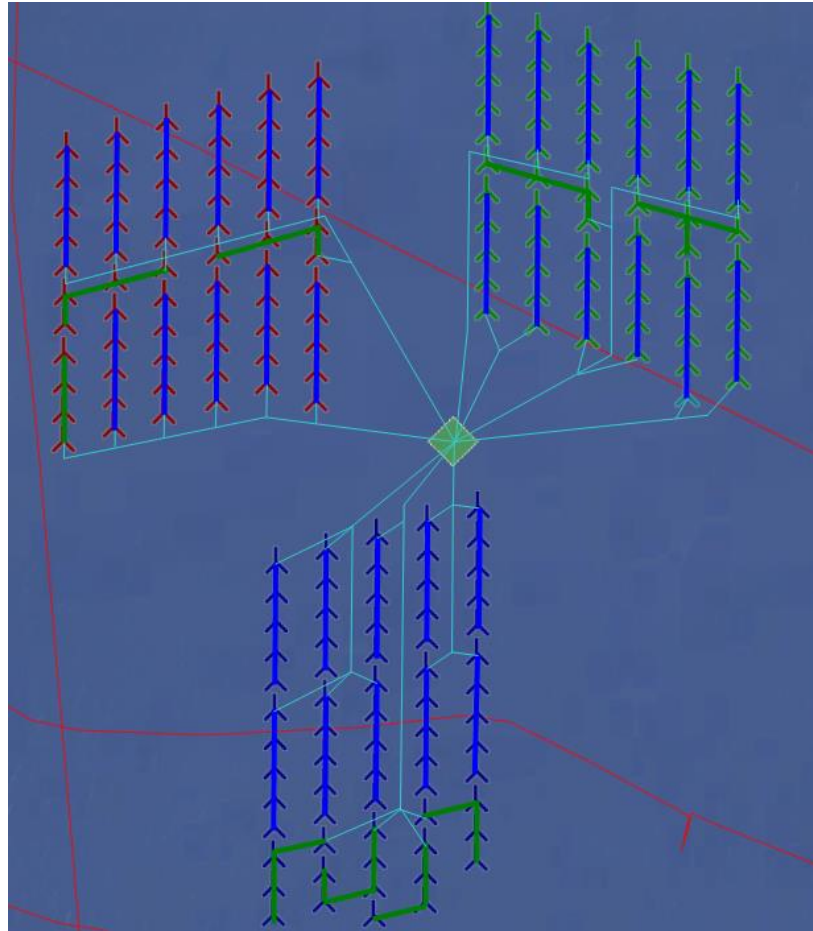
7.2 Nordsøen II+III+Vest – 3 GW

Nordsøen II+III+Vest udlægges for en samlet kapacitet på op til 10 GW, hvor der forventes placeret én eller flere energiøer til opsamling af energien for videre eksport til omkringliggende lande. Nærværende studie er baseret på én energiø placeret centralt i forhold til 3 stk. 1 GW områder, hvorved vindmøllerne kan tilsluttes energiøen på 66 kV niveau. Energiøen kan eventuelt fremadrettet udbygges i kapacitet med opsamlingsanlæg og eksportsystemer for yderligere vindmølleparker i området. Eksport fra energiøen forventes at blive via 1 GW HVDC-forbindelser, som kan tilsluttes det danske transmissionsnet samt evt. omkringliggende lande. I dette studie antages det, at 2 GW føres til DK1 med tilslutning ved Tjele samt 1 GW aftages af et andet Nordsøland, f.eks. Holland.

I forbindelse med dette studie er der udviklet et 1 GW standardlayout for arraykabel layout, så estimerede tab og CAPEX kan blive fastlagt. Standardlayout og tilhørende beregninger anvendes for alle tre sites hvilket vurderes som en acceptabel tilnærmelse.

Arraykabel topologien for Nordsøen er speciel i forhold til tidligere studier, hvor opsamlingspunktet (havbaseret transformerstation) normalt er placeret centralt hvorved kabellængderne holdes på et minimum. For Nordsøen II+III+Vest er der valgt en løsning med kabelstreng (arrays) på op til 30 km, hvilket er grænsen til hvad der er muligt på 66 kV spændingsniveau. Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og energiøen i henhold til Figur 7-5.

Energiøen er i dette studie placeret centralt i forhold til de tre parker hvorved afstanden mellem energiøen og de yderste møller i hvert område ikke overstiger 30 km. Yderligere parker som må ønskes tilsluttet energiøen er placeret i en afstand, hvor 66 kV forbindelser ikke er teknisk muligt, og man må vælge en kombineret løsning, hvor eksportspændingen fra de enkelte parker øges via en havbaseret transformerstation og derved kan tilsluttes de elektriske anlæg på energiøen.



Figur 7-5 Nordsøen II+III+Vest - Parklayout, arraykabel topologi

Den samlede energi, produceret i den nordlige del af Nordsøen II+III+Vest, kan i henhold til oplysninger fra Energinet ikke aftages i det jyske transmissionssystem (DK1), og det må forventes, at en del af energien føres til udlandet f.eks. Holland. Placeringen af energiøen i Nordsøen gør, at forbindelser til både Danmark og udlandet er baseret på HVDC forbindelser i dette studie.

Det antages i dette studie, baseret på oplysninger fra Energinet, at netkapaciteten i DK1 er tilstrækkelig til at aftage 2 GW uden væsentlige netforstærkninger, og at udlandet kan aftage 1 GW. Linjeføringen til Danmark er valgt med henblik på kortest mulig afstand samt at føre kablerne i land så tæt på tilslutningspunktet Hovedstation Tjele som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 7-6. Der er ca. 110 til ilandføringspunktet i DK1.



Figur 7-6 Nordsøen II+III+Vest, Parklayout 1 - Eksportskabel korridor

Eksportkablerne krydser eksisterende søkabler i 1 punkt. Det antages, at eksportkablerne føres over det eksisterende kabel og beskyttes med stenvold.

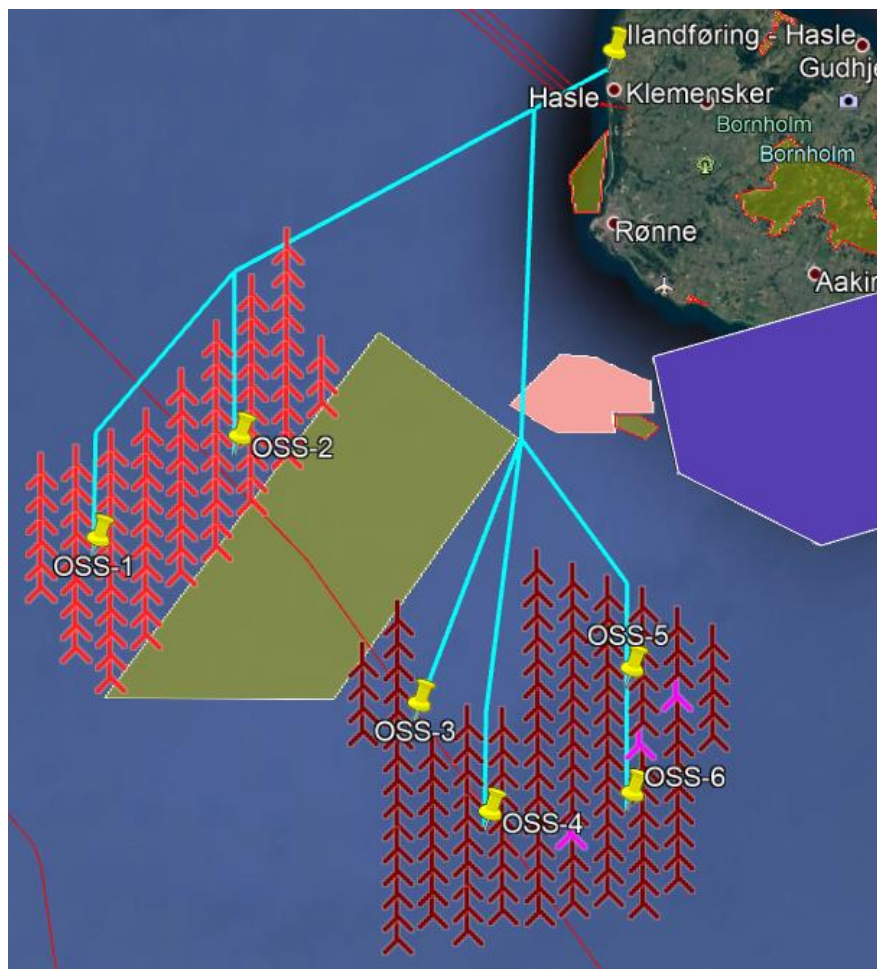
7.3 Bornholm I+II

For Bornholm er det besluttet, at energiøen som skal varetage opsamling af energi produceret fra de enkelte områder placeres på Bornholm. Punktet for Ilandføring er valgt til at være i området nord for Hasle, hvor Energinet har informeret om mulig placering af en HVAC/HVDC station. Ilandføringen er valgt i et område med marker og vurderes derfor velegnet til formålet. Alternative placeringer på Bornholm kan undersøges i efterfølgende projektfaser. Der er ca. 88 km og 98 km fra hhv. Bornholm I og Bornholm II til Hasle.

Fra energiøen eksporteres energien til hhv. Sjælland (DK2) (1 GW) og via udvekslingsforbindelse til Polen (1-2 GW).

7.3.1 Layout 1 - 3 GW

I Bornholm 3 GW løsningen er det samlede antal møller på 200 stk. Møllerne er fordelt på det nordlige område Bornholm I og det sydlige område Bornholm II med hhv. 75 stk. og 125 stk. svarende til en installeret effekt på 1.125 MW og 1.875 MW. Figur 7-7 angiver parklayout som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg i parken og nettilslutningen til "Ny Hovedstation Hasle".



Figur 7-7 Bornholm – Parklayout

Nærværende parklayout afviger fra tidligere layouts, da maksimal produceret effekt i de to områder ikke går op i 500 MW modulære havbaserede AC transformerstationer. Der er derfor i samråd med Energinet valgt følgende løsning for eksportsystemet, se Tabel 7-1. Energifordelingen mellem de enkelte stationer kan ændres og optimeres i efterfølgende faser efter behov.

Tabel 7-1: Bornholm – Effektfordeling på havbaserede transformerstationer

OSS	Kapacitet [MW]	Eksportkabel konfig.
1	450	1x220 kV AC
2	675	2x220 kV AC
3	465	1x220 kV AC
4	480	1x220 kV AC
5	465	1x220 kV AC
6	465	1x220 kV AC

Der etableres 220 kV eksportskabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet nord for Hasle. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand. Linjeføringen for eksportskablerne til ilandføringspunktet er valgt således, at kablerne friholdes af Natura 2000 området mellem de to områder.

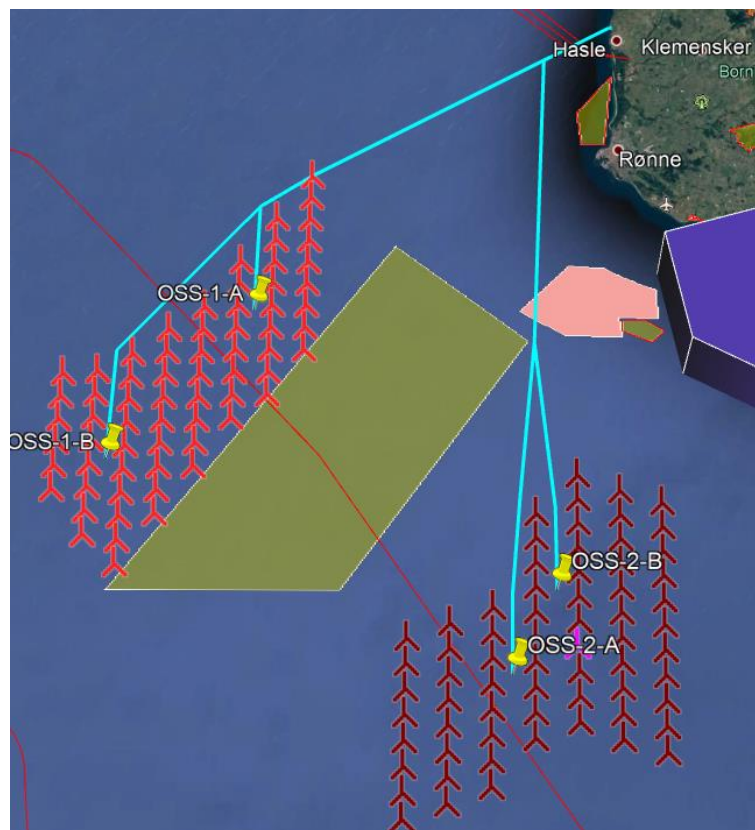
Fremføring af eksportkablerne fra ilandføringsstedet til "Ny Hovedstation Hasle" vurderes til at have lav kompleksitet, men der skal dog tages højde for klippegrund.

7.3.2 Layout 2 og 3 – 2 GW

Nærværende studie er baseret på, at de to områder af Bornholm opdeles i 500 MW systemer, hver med en havbaseret AC transformerplatforme og et 500 MW eksportkabelsystem. Efterfølgende studier bør vurdere nødvendigheden af en sammenkobling af flere AC platforme for øget forsyningsikkerhed.

Parklayout L2 og L3 for Bornholm er udlagt med 134 møller fordelt med 1 GW i det nordlige område Bornholm I, og 1 GW i det sydlige område Bornholm II.

Parklayout for 1 GW på Bornholm er udlagt med 67 møller placeret i det nordlige område Bornholm I. Parklayout for Bornholm I er altså identisk for 1 GW og 2 GW parkerne. Figur 7-8 angiver parklayout, som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg i parken og nettilslutningen til "Ny Hovedstation Hasle". Der er 2 stk. havbaserede transformerplatforme placeret i hhv. den nordlige del og i den sydlige del af parken, hver med en kapacitet på 500 MW.



Figur 7-8 Bornholm (2 GW) – Parklayout, eksportsøkabel korridor

Der etableres 220 kV eksportsøkkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet nord for Hasle. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand. Linjeføringen for eksportsøkkablerne til ilandføringspunktet er valgt således, at kablerne friholdes af Natura 2000 området mellem de to områder.

Fremføring af eksportkablerne fra ilandføringsstedet til "Ny Hovedstation Hasle" vurderes til at have lav kompleksitet, der skal dog tages højde for klippegrund.

7.4 Tab i arraykabelsystemet

Tabel 7-2 opsummerer de estimerede elektriske tab i arraykablerne.

Tabel 7-2 Elektriske tab i arraykabelsystemet

Layout/site	Elektriske tab i array kablerne GWh / År
Nordsøen II+III+Vest	285
Bornholm I – 1 GW ²²	35
Bornholm I+II - 2 GW ²³	69
Bornholm I+II - 3 GW ²⁴	103

Tabet i arraykablerne i Nordsøen er forholdsmæssigt meget højere end for Bornholm. Det skyldes længden på kablerne. I Nordsøen føres arraykablerne ind til energiøen og de længste af kablerne er 30 km, hvilket vurderes at være grænsen for hvor lange 66 kV kabler kan være.

7.5 Information leveret fra Energinet

Energinet har leveret følgende information for eksportsystemet (Tabel 7-3). Yderligere information leveret af Energinet kan findes i delrapport 2-4. Ved beregningen af omkostningerne er der tillagt 10% på kabellængderne for at tage højde for usikkerheder.

Tabel 7-3 Eksportsystemer - Omkostninger og energitab

Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (DKK tusinde)	Elektriske tab GWh / År
Nordsøen II+III+Vest	17,100,000	640
Bornholm I – 1 GW	8,500,000	246
Bornholm I+II - 2 GW	15,900,000	557
Bornholm I+II - 3 GW	23,800,000	929

²² Svarer til Bornholm L2

²³ Svarer til Bornholm L2+L3

²⁴ Svarer til Bornholm L1

Eksportsystemet ved Bornholm forventes at blive noget dyrere end i Nordsøen grundet behovet for havbaserede AC transformestationer og længere eksportkabler til Bornholm og videre til DK2 og udlandet.

Energinet har leveret følgende information for estimerede omkostninger relateret til nødvendige netforstærkninger af transmissionssystemet for at dette kan håndtere den øgede produktionskapacitet (Tabel 7-4 Netforstærkninger i transmissionsnettet – Omkostninger Tabel 7-4). Energinet har med udgangspunkt i deres RUS-plan 18 (baseret på Analyseforudsætninger 2017) vurderet, at det frem mod 2030 vil være muligt at integrere yderligere VE-kapacitet svarende til ca. 2,3 GW i det danske net (foruden EA18's tre havvindparker på sammenlagt 3 GW) med begrænset behov for interne netforstærkninger. Efterfølgende har Energinet vurderet omkostninger til netforstærkning for konkrete projekter, baseret på erfaringsmæssige vurderinger.

Tabel 7-4 Netforstærkninger i transmissionsnettet – Omkostninger

Eksisterende handelskapacitet		Kapacitet (MW)	Omkostning (mia.kr)
Energiforligets havvind	DK1	2.000	0,5
	DK2	1.000	0,7
Yderligere havvind	DK1	1.300	0,5
	DK2	1.000	1,0
Total		5.300	2,7

8 Endelig energiproduktion

Den endelige nettoenergiproduktion tager højde for følgende tab og korrektioner ift. parkernes brutto produktion:

- > Skyggetab: Layout- og site afhængigt
- > Rådighedstab for vindmølleparken: 4,0%
- > Møllens eget forbrug: 1,2%
- > Effektkurvetab: 1,0%
- > Langtidskorrektion af mesoscale vindressourcedata
- > Elektriske tab i arraykabler
- > Elektriske tab i eksportsystemet

Med undtagelse af de elektriske tab, er de andre tab indregnet i nettoenergiproduktionen i Tabel 6-3. I Tabel 8-1 nedenfor medregnes elektriske tab i array og eksportsystemet.

Tabel 8-1: Endelig energiproduktion

SITE/LAYOUT	Netto AEP (MWh per år)	Elektriske tab (MWh per år)	Endelig energiproduktion (MWh per år)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	14.403.000	924.626	13.478.374
Bornholm I - 1 GW	4.571.900	280.524	4.291.376
Bornholm I+II - 2 GW	9.130.100	625.780	8.504.320
Bornholm I+II - 3 GW	13.429.000	1.032.071	12.396.929

9 Omkostninger

For at kunne lave en økonomisk rangordning af områderne skal investeringsomkostningerne og drift- og vedligeholdelsesomkostningerne estimeres.

Dekommissioneringsomkostninger er ikke medtaget, idet de må antages at være stort set ens for den samme størrelse park i de udvalgte områder. Derudover vil omkostningen blive tilbagediskonteret over en 30-årig periode, hvorved effekten af omkostningen bliver lille.

9.1 Investeringsomkostninger

Investeringsomkostningerne består af følgende hovedposter alle inklusiv installation:

- > Vindmøller
- > Fundamenter
- > Arraykabler
- > Eksportsystem
- > Udviklingsomkostninger

Investeringsomkostningerne er sammenholdt med bl.a. Energistyrelsens Teknologikatalog²⁵, International Energy Agency (IEA) Offshore Wind Outlook 2019²⁶ og North Sea Wind Power Hub Consortium (NSWPHC) omkostningsestimater²⁷.

9.1.1 Vindmøller

I dette afsnit estimeres en pris på en 15 MW vindmølle inklusiv installation. Prisen på selve møllen er ikke information, som producenterne umiddelbart ønsker at oplyse om, og ofte er den også væsentlig afhængig af forhandlinger og kundens markedsposition. Derfor vil det anvendte estimat for mølleomkostninger være behæftet med en hel del usikkerhed. Det skal dog dertil bemærkes, at finscreeningen arbejder med samme antal møller og samme møllestørrelse i alle potentielle parker, hvorfor prisen på møllerne ikke vil være en udslagsgivende faktor i forbindelse med rangordningen af områderne.

International Energy Agency (IEA) opgør den gennemsnitlige kapitalomkostning til offshore vind til knap 4.400 USD/kW eller knap 31.000 kr./kW. Dette er en totalpris. Gennemsnittet dækker dog over meget store regionale variationer. Baseret på en vurdering af Figur 9-1 (totalpris uden transmission) tyder det på, at prisen i Europa er tættere på 3.700 USD/kW når transmission²⁸ lægges til. Det

²⁵ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

²⁶ <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

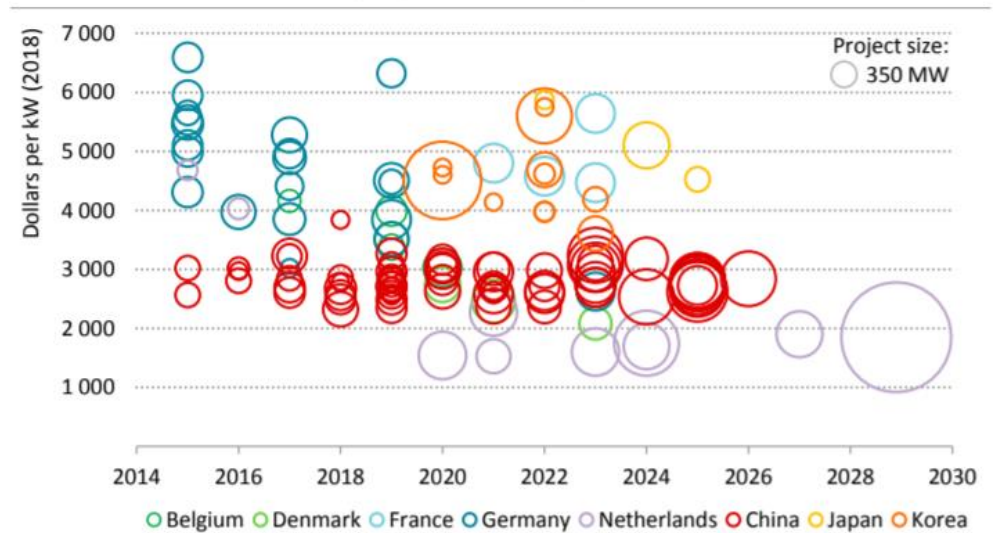
²⁷ <https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/02/112522-19-001.830-rapd-report-Cost-Evaluation-of-North-Sea-Offshore-Wind....pdf>

²⁸ Transmission udgør ifølge IEA 20-30 % af de totale kapitalomkostninger. 25 % af 4.400 er 1.100, som er lagt til 2.600 USD/kW aflæst fra figuren.

svarer til ca. 25.500 kr./kW alt inklusiv. Dette tal er totalprisen hvoraf møllerne udgør mindre end halvdelen.

IEA vurderer, at vindmøllerne udgør mellem 30 % og 40 % af totalen og installation 15-20 %. I dette studie medregnes installation i prisen på vindmøllen, arraykabler, fundamenter osv. De 15-20 % til installation skal altså deles ud på delkomponenterne i dette studie. Derfor må prisen på vindmøllen inklusive installation ligge i den høje ende af spændet på 30-40 % inklusive installation, dvs. ca. 10.200 kr./kW (40% inkl. installation). I 2018 screeningen var prisen 10.300 kr./kW. Her skal det bemærkes, at der i dette studie er tale om en møllestørrelse, som endnu ikke findes. Dermed må det forventes, at prisen i dag (når møllen først kommer på markedet) er højere end for en møllestørrelse, der er i serieproduktion.

Figure 15 ▶ Capital costs of offshore wind projects excluding transmission, historical and projects in development



Figur 9-1 Figur fra IEA Offshore Wind Outlook 2019

International Energy Agency (IEA) forventer i Offshore Wind Outlook 2019, at investeringsomkostningerne til offshore vind vil falde med 40% frem mod 2030. Dette er baseret på en gennemgang af nationale VE mål på globalt plan og den forventede kapacitets- og produktionsudvidelse som følge heraf. Dette er dog et prisfald i forhold til den globale gennemsnitspris på 4.400 USD/kW, som er betydeligt højere end de 3.700 USD/kW, som er estimeret for Danmark ovenfor. Da den forventede pris i Danmark er lavere end gennemsnittet, er det ikke rimeligt at antage en lige så kraftig prisreduktion i Danmark som globalt. Med andre ord er priserne i Europa på forkant med prisudviklingen. Dog vil sites i denne analyse formentlig først blive implementeret efter 2030, dette vil betyde en større prisreduktion eftersom teknologien (15 MW mølle) må forventes at være modnet yderligere.

Derfor antager COWI, at vindmøllerne til sites i denne screening vil kunne opnå en 25% prisreduktion i forhold til 2019 niveauet.

Med en omkostningsreduktion på 25 % bliver investeringsomkostningen per MW installeret kapacitet 7,6 mio. kr./MW. Dermed bliver omkostningen per 15 MW mølle 115 mio. kr. Dette er inklusive installation. Til sammenligning var investeringsomkostningen i 2018 finscreeningen på 10,3 mio. kr./MW.

9.1.2 Fundamenter

For at kunne estimere omkostninger til fundamenter i de forskellige områder, blev de forskellige informationer fra havbundsanalyserne samlet i en oversigtstabel (Tabel 4-2). Baseret på denne tabel og specifik viden om priser i markedet har COWIs specialister på havmøllefundamenter etableret et prisoverslag for fundamenterne til hvert af de potentielle layouts. Priserne er baseret på monopæl fundering. Monopælen vurderes at være den mest pris effektive fundering på baggrund af det nuværende datagrundlag. Prisoverslagene er som følger:

Tabel 9-1: Priser på fundering af møllerne i hver havmøllepark

SITE/LAYOUT	Kategori	Fundamenter	Total omkostning (x1000 Kr.)
Nordsøen II+III+Vest, L1	(V)	67	3.195.000,00
Nordsøen II+III+Vest, L2	(V)	67	3.195.000,00
Nordsøen II+III+Vest, L3	(V)	67	3.494.000,00
Bornholm I – 1 GW	(V-)	67	3.195.000,00
Bornholm II – 1 GW	(V-)	67	2.845.000,00
Bornholm I+II – 3 GW	(V-)	200	8.900.000,00

Det ses af Tabel 9-1 at prisen på funderingen er rimelig ensartet mellem Nordsøen og Bornholm. Vanddybden er generelt lavere i havmølleparkerne i Nordsøen til gengæld er scour-beskyttelse ikke vurderet nødvendigt på havmølleparkerne ved Bornholm hvorfor prisen bliver sammenlignelig. Nordsøen II+III+Vest, L3 er havmølleparken med størst vanddybde hvorfor funderingen bliver dyrest. I Bornholm II er store dele af området på lavere vand hvorfor denne park bliver billigst.

I beregningen af funderingsudgiften ved Bornholm er det forudsat at de hårde lag er bærende hvorfor yderligere pælelængde ikke er nødvendig. Eventuelle udfordringer i installationen grundet de hårde lag er ikke prissat.

9.1.3 Arraykabler

Omkostningerne til arraykabler er baseret på COWIs seneste erfaringer i forbindelse med igangværende projekter af lignende karakter og har karakter af grove estimater. Omkostningerne til arraykabler er vist i Tabel 9-2.

Det fremhæves, at omkostningsestimatet tjener som input til en overordnet rangordning af vindmølleparkerne. Derved er det ikke nødvendigt med eksakte omkostningsestimater, som under alle omstændigheder også vil kræve udarbejdelsen af væsentligt mere detaljerede forprojekter end forudsat for nærværende rapport.

Tabel 9-2: Investeringsomkostninger til array kabler

SITE/LAYOUT	Omkostning (x1000 kr.)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	4.052.000
Bornholm I – 1 GW	579.000
Bornholm I+II - 2 GW	1.157.000
Bornholm I+II - 3 GW	1.680.000

9.1.4 Eksportsystem

Energinet har leveret følgende information om CAPEX for eksportsystemet.

Tabel 9-3 Eksportsystemer - Omkostninger

Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (DKK tusinde)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	17,100,000
Bornholm I – 1 GW	8,500,000
Bornholm I+II - 2 GW	15,900,000
Bornholm I+II - 3 GW	23,800,000

Eksportsystemet ved Bornholm forventes at blive noget dyrere end i Nordsøen grundet behovet for havbaserede AC transformerstationer og længere transportkabler til DK2 og udlandet.

9.1.5 Udviklingsomkostninger

Udviklingsomkostningerne dækker f.eks. VVM-redegørelse, diverse dybdegående undersøgelser (havbund, jordbund, vind, metocean mv.), etablering af projektselskab.

Estimatet er baseret på COWIs store erfaring med eksekvering af havmølleprojekter og informationer indhentet fra kilder primært blandt projektudviklere. Danmark bliver vurderet til at være et af de lande i verden, hvor det er lettest at gennemføre projekter med vindenergi. Dette skyldes, at en stor del af det forberedende arbejde varetages af offentlige myndigheder. Derfor er de forventede udviklingsomkostninger også betydeligt lavere i Danmark end i eksempelvis NSWPHCs publikation, som benytter et ikke nærmere defineret markedsgennemsnit.

Udviklingsomkostningerne til brug for finscreeningen er estimeret til ca. 312 mio. kr. per 1 GW park. For Nordsøen II+III+Vest vil udviklingsomkostningerne dermed være ca. 937 mio. kr. Tilsvarende for Bornholm II – 3 GW. For Bornholm II – 2 GW vil de være ca. 625 mio. kr. Disse omkostninger dækker kun udgifter for den private udvikler/investor. Estimatet er forbundet med stor usikkerhed.

9.1.6 Samlede investeringsomkostninger

Tabel 9-4 opsummerer alle investeringsomkostningerne beskrevet ovenfor.

Tabel 9-4 Samlede investeringsomkostninger per layout (1000 kroner)

Site/Layout	Nordsøen II+III+Vest 3 GW	Bornholm I 1 GW	Bornholm I+II 2 GW	Bornholm I+II 3 GW
WTG	23.058.419	7.686.140	15.372.279	22.943.700
Fundamenter	9.884.000	3.195.000	6.040.000	8.900.000
Arraykabler	4.052.000	579.000	1.157.000	1.680.000
Eksportsystem	17.100.000	8.500.000	15.900.000	23.800.000
Energiø ⁹	3.600.000	0	0	0
Udvikling	937.500	312.500	625.000	937.500
Total	58.631.919	20.272.640	39.094.279	58.261.200
Installeret effekt (MW)	3.015 ²⁹	1.005 ³⁰	2.010 ³¹	3.000 ³²
1000 kr/MW	19.447	20.172	19.450	19.420

For sammenlignelighedens skyld er medregnet anlægsudgifter på 3,6 milliarder kroner til den energiø, som tænkes etableret i Nordsøen. Dette svarer til 30% (3 GW ud af totalt 10 GW forbundet til øen) af 12 mia. kr.³³.

²⁹ 3x67 15 MW møller

³⁰ 67 15 MW møller ved Bornholm I

³¹ 2x67 15 MW møller ved hhv Bornholm I og II

³² 200 15 MW møller fordelt på Bornholm I og II

³³ Dette er et meget groft overslag baseret på generelle erfaring, der ikke er relateret til specifikke projektrelaterede detaljer.

9.2 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne dækker samtlige omkostninger til drift og vedligeholdelse inkl. havnefaciliteter, fartøjer, administrationsomkostninger mv.

Disse omkostninger afhænger i høj grad af den specifikke forretningsmodel, selskabsstruktur og ejerskab. En vurdering af disse omkostninger kan derfor alene ske på et meget overordnet plan. I både ENS teknologikatalog og i NSWPHCs publikation ligger drift og vedligehold på ca. 75 – 80 kr/MWh. Til brug for denne screening antager COWI 75 kr./MWh for alle parker. De totale driftsomkostninger per år for hvert layout er vist i Tabel 9-5

Tabel 9-5 Driftsomkostninger per år

SITE/LAYOUT	Omkostninger (1000 kr. per år)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	1.044.295
Bornholm I - 1 GW	321.853
Bornholm I+II - 2 GW	664.899
Bornholm I+II - 3 GW	971.245

10 Økonomisk rangordning

Den økonomiske rangordning er lavet ud fra en estimering af omkostninger (i kr.) per kilowatt-time over det givne projekts levetid. Følgende formel er anvendt til at etablere den simple levetidsomkostning per kWh:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

hvor:

LCoE refererer til "Levelized Cost of Energy" i.e. levetidsomkostning per energienhed

I_t Investeringsomkostninger i år t

M_t Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i år t

E_t Energiproduktion i år t

r Diskonteringsfaktor

n Forventet projektlevetid

Energistyrelsen har foreskrevet en levetid på 30 år.

For at lette overblikket og en evt. sammenligning med andre benchmark priser nationalt såvel som international er omkostningerne desuden angivet i kr./MWh og EUR/MWh. Omregning til EUR er sket med en kurs på 7,45 DKK/EUR.

Diskonteringsfaktoren afhænger i høj grad af forretningsmodellen hvad angår finansiering af projektet. I 2018 finscreeningen blev anvendt en diskonteringsrate på 8%. Denne var baseret på en ren egenkapitalfinansiering, således at diskonteringsfaktoren afspejler den forventede forrentning af egenkapitalen. Dette svarer til hvad IEA forventer af Weighted Average Cost of Capital (WACC) i "advanced economies"³⁴. Derfor anbefaler COWI at de 8% også anvendes i dette studie. Dette er igen heller ikke en afgørende faktor i forhold til formålet om at rangordne de potentielle vindmølleparker, da samme diskonteringsfaktor benyttes til de enkelte estimater.

Baseret på den endelige energiproduktion samt de samlede investerings- og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er levetidsomkostningerne per kWh præsenteret i Tabel 10-1. Beregningerne er baseret på en levetid på 30 år og en diskonteringsrate på 8%.

³⁴ Offshore Wind Outlook 2019. International Energy Agency. Side 24 top.

Tabel 10-1: Rangordning af havmøllerparker ud fra levetidsomkostningerne for de 5 havmøllerparker

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	0,46	461	62
Bornholm I+II - 2 GW	0,48	483	65
Bornholm I+II - 3 GW	0,49	492	66
Bornholm I - 1 GW	0,49	495	66

De 3 x 1 GW layouts i Nordsøen II+III+Vest er billigere end alle 3 layouts ved Bornholm. Dette skyldes en kombination af dårligere vindressource ved Bornholm og dyrere eksportforbindelser med øget tab ved Bornholm. De tre layouts ved Bornholm er stort set ens i forhold til levetidsomkostninger. Omkostningerne til eksportsystemet stiger stort set proportionalt til parkens størrelse.

Niveauet for levetidsomkostningerne er meget følsomt over for diskonteringsrenten. Diskonteringsrenten påvirker dog ikke den indbyrdes rangordning. Hvis diskonteringsrenten er 6% i stedet for 8% falder levetidsomkostningerne med ca. 0,07 kr/kWh for alle layouts. Det vil sige at Nordsøen II+III+Vest - 3 GW falder til 0,39 kr/kWh.