

Maj 2020
ENERGISTYRELSEN

ELEKTRISKE SYSTEMER FOR BORNHOLM I + II, NORDSØEN II + III OG OMRÅDET VEST FOR NORDSØEN II + III

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



COWI

Maj 2020
ENERGISTYRELSEN

ELEKTRISKE SYSTEMER FOR BORNHOLM I + II, NORDSØEN II + III OG OMRÅDET VEST FOR NORDSØEN II + III

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

PROJECT NO. DOCUMENT NO.
A132994 A132994-2-4

VERSION	DATE OF ISSUE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED
FINAL	18.05.2020		LVHA	TRLC	TRLC

INDHOLDSFORTEGNELSE

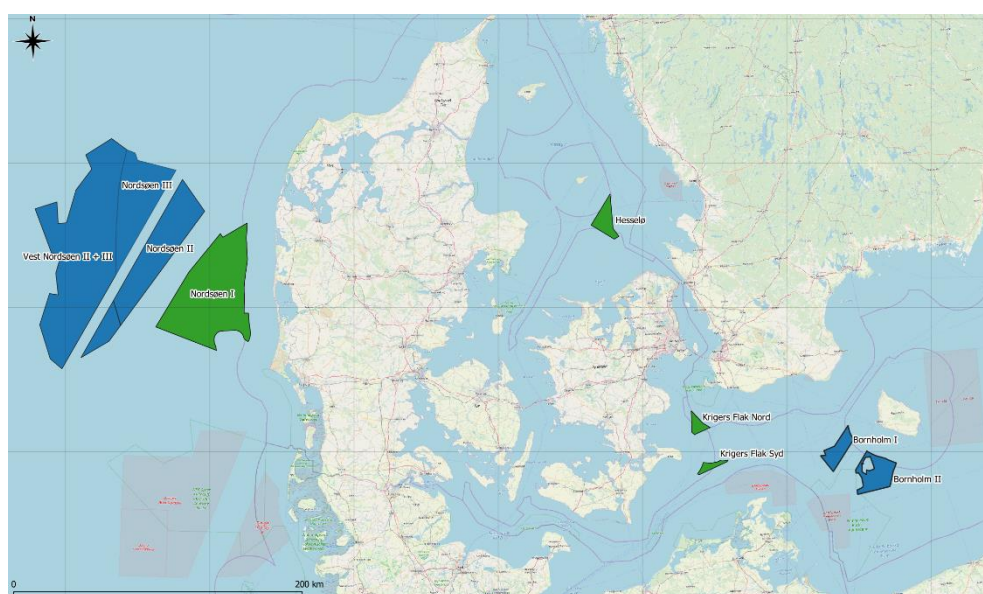
1	Introduktion	2
1.1	Delrapportens indhold	3
2	Forkortelser	5
3	Metode og antagelser	6
4	Nettilslutning - Topologi	7
4.1	Generelle forudsætninger	7
4.2	Information leveret fra Energinet	8
4.3	Omkostningsestimat (CAPEX)	14
5	Projektkoncept	15
5.1	Nordsøen II + III + Vest – 3 GW	15
5.2	Bornholm 1 GW	21
5.3	Bornholm 2 GW	25
5.4	Bornholm 3 GW	31
6	Referencer	38

BILAG

Appendix ANEPLAN – fuldlastberegning for Nordsøen III
& III (1GW)

1 Introduktion

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 finscreenes i dette studie (Figur 1-1). 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 1-1: 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:

- > Nordsøen I (3174 km² hvoraf 440 km² er reserveret til Thor)
- > Hesselø (247 km²)
- > Krigers 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

Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III vil fremadrettet blive benævnt som "Nordsøen II + III + Vest".

1.1 Delrapportens indhold

Denne delrapport beskriver selve det elektriske opsamlingsanlæg mellem vindmølleturbinerne og havbaserede transformerplatforme og energiøer. Etablering af det overordnede (sammenfattende) eksportsystem bestående af havbaseret transformerstationer, eksportkabelsystemer og landbaserede transformerstationer varetages af Energinet. I nærværende analyse indgår data leveret af Energinet i form af havbaseret transmissionssystem (transformerplatform, anlæg installeret på energiøer og HVAC- og HVDC-eksportkabler), tilslutningspunkt, teknisk beskrivelse af landanlæg (kabler og stationsanlæg) samt omkostningerne for de enkelte systemer og scenarier.

Delrapporten er yderligere baseret på kravene fra Energistyrelsen som angivet i opgavebeskrivelsen, samt resultater og konklusioner fra de andre delrapporter fra serien som angivet i Tabel 1.

ID	Report
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
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

Tabel 1: Oversigt over rapporter.

2 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

DK1	Transmissionsnettet i Jylland
DK2	Transmissionsnettet på Sjælland
GIS	Gas insulated switchgear
HF	Harmoniske filter (udligner elektrisk støjbidrag fra vindmølleanlægget mod eksisterende transmissionsnet)
HVDC	High Voltage Direct Current
kV	Kilo Volt (1.000 V)
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 kabelanlægskapacitet)
SVC	Static Var Compensator – Regulerbar reaktiv kompensering
STACOM	Static Var Compensator - Regulerbar spændingsregulering
TJB	Transition Joint Bay (Overgang fra søkabel til landkabel)
TP	Transition piece (del af offshore møllefundament)
TSNET	Landbaseret Transformerstation, (Energinet)
TSKY	Kystnær Transformerstation, (Vindmøllepark)
TSVP	Landbaseret Transformerstation ved TSNET, (Vindmøllepark)
TSO	Transmissionssystem operatør
UXO	UneXploded Ordnance (Forsagere)
WTG	Wind Turbine Generator (hele vindmøllen med fundament)

3 Metode og antagelser

Rapporten er af teknisk karakter, udarbejdet med sigte på præsentationen af mulige principper for udformning af den elektriske infrastruktur, mellem de enkelte vindmøller og tilslutningspunktet til det eksisterende transmissionsnet på land.

Rapportens udkast til den elektriske infrastruktur danner baggrunden for omkostningsestimering af nettilslutningen af vindmølleparkerne. Der er antaget opstilling af vindmøller med en effekt på 15 MW hver (67 stykker per park) resulterende i 1 GW (1005 MW) samlet installeret effekt. Rapporten er baseret på informationer modtaget fra Energinet for CAPEX og energitab relateret til eksportsystemet (Ref. /1/) samt COWIs generede data i forbindelse med design af arraykabelsystemet.

Omkostningsestimatet indbefatter en vurdering af effekttab og de kapitaliserede energitab i den elektriske infrastruktur over anlæggets levetid. Estimatet er provisorisk og kan ikke opfattes som retningsvisende for bestemmelsen af den investeringsomkostning en investor skal planlægge efter.

Der foretages ikke, i denne rapport, vurdering af transmissionsnettets robusthed til at modtage den generede energi. Eventuelle forstærkninger i det bagvedliggende højspændningssystem er således ikke medtaget som en del af den overordnet prioritering af de potentielle områder, men estimerede udgifter til netforstærkninger er medtaget i

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

Tabel 4-4.

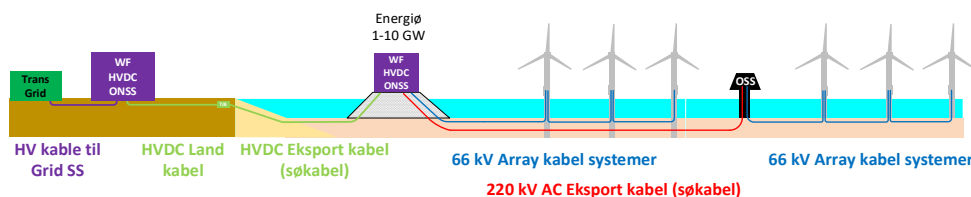
Det bemærkes, at Energinet, i forudsætningerne for Energiaftalen 2018 (EA-18) har givet en maksimal samlet kapacitet for udbygning af havvind på 5,3 GW fordelt med h.h.v. 3,3 GW tilsluttet DK1 og 2 GW tilsluttet DK2. Skal der foretages yderligere udvikling udover de 5,3 GW tilsluttet det danske transmissionsnet, vil det kræve signifikante omkostninger i forbindelse med udbygning og forstærkning af transmissionsnettet samt udvidelse af eksisterende handelskapacitet. Alternativt skal mængden af vindenergi der absorberes i elsystemet reguleres ved begrænsning af indfødnin g eller gennem markedsreguleringen så kapaciteten i elsystemet ikke overstiges i perioder med høj produktion af vindenergi.

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.

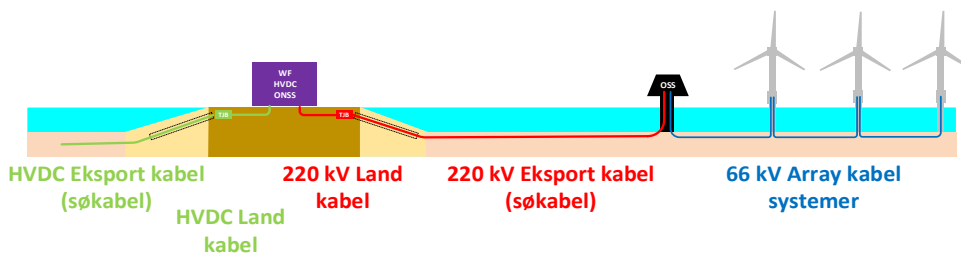
4 Nettilslutning - Topologi

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 4-1 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 4-2.



Figur 4-1 Elektrisk infrastruktur, Nordsøen II + III + Vest



Figur 4-2 Elektrisk infrastruktur, Bornholm

4.1 Generelle forudsætninger

Udviklingen af koncepterne for nettilslutningen af de enkelte parker er baseret på nogle grundlæggende forudsætninger i forhold til Energinet (TSO) og generelle tendenser, som skal tilgodeses ved planlægning, projektering, installation og drift af elektriske fordelingsanlæg i Danmark (Ref. /1/).

Vindmølleparkerne forudsættes enkeltvis at have en installeret effekt på 1 GW, og at eksportsystemet forudsættes opbygget efter retningslinjer modtaget fra Energinet. Eksportsystemerne for hhv. Nordsøen II + III + Vest og Bornholm afviger fra hinanden, da afstanden mellem parkerne og energiøen er meget forskellig. For Nordsøen er parkerne placeret indenfor en radius af 30 km, hvilket gør det muligt at opsamlingsnettet (array kabler) mellem møllerne og energiøen kan etableres på 66 kV niveau. For Bornholm er afstanden mellem de

enkelte parker og energiøen væsentlig større, og her vil man blive nødsaget til at etablere havbaserede AC transformerstationer, hvorved eksportspændingen frem til energiøen ved Hasle øges til 220 kV niveau. Gældende for både Nordsøen II + III + Vest og Bornholm er at eksportsystemet fra energiøerne vil blive baseret på HVDC løsninger.

På nuværende tidspunkt vurderes HVDC-løsningen som værende det rigtige løsning på grund af overføringskapacitet samt afstanden mellem energiøerne og tilslutningspunkterne på land. Det skal i efterfølgende faser, i forbindelse med fastlæggelse af de tekniske koncepter, vurderes om en AC-løsning eller kombination af HVDC og AC-løsning evt. kan anvendes.

Parkerne udlægges med en kapacitet i henhold til Tabel 4-1. Den leverede effekt i tilslutningspunktet (PoC) ved Energinets hovedtransformerstation/transmissionsnet vil derved være reduceret med effekttabene hidrørende fra kabler, transformere, eget forbrug på transformerplatformen/energiøen og den landbaserede station ved tilslutningspunktet.

Nærværende rapport omfatter følgende vindmølleparkkonfigurationer. Se også Afsnit 4.

Vindmøllepark	Opbygning [GW]	Tilslutningspunkt
Nordsøen II + III + Vest	3 x 1	Energiø og HVDC Hovedstation Tjele
Bornholm	1	HVDC Station nord for Hasle ¹
Bornholm	2 x 1	
Bornholm	1,125 & 1,875	

Tabel 4-1 Vindparkkonfigurationer

Hovedstation Tjele er valgt som tilslutningspunkt i dette studie, men det skal bemærkes at Hovedstation Revsing og Hovedstation Endrup også er oplagte muligheder for tilslutning af Nordsøen II + II + Vest.

4.2 Information leveret fra Energinet

Energinet har leveret følgende information for eksportsystemet (Ref. /1/). Oplysningerne er anvendt i fastlæggelse af samlede energitab samt CAPEX-estimer for eksportsystemet (Tabel 4-2).

Vindmøllepark	CAPEX eksl. udlandsforb. Anlæg (DKK mia.)	CAPEX inkl. udlandsforb. Anlæg (DKK mia.)
Nordsøen II + III + Vest	9,5 ^{*1}	17,1 ^{*2}
Bornholm 1 GW	8,5 ^{*3}	-
Bornholm 2 GW	11,9	15,9 ^{*4}
Bornholm 3 GW	15,8	23,8 ^{*5}

Tabel 4-2 Eksportsystemer – CAPEX estimer

¹ Stationen benævnes fremadrettet "Ny Hovedstation Hasle"

*1) Omkostninger ved 2 GW havvind tilsluttet i Jylland. Thor og tilhørende nødvendige netforstærkninger (0,5 mia.kr) er en forudsætning og indgår ikke i skemaet.

*2) Omkostninger ved 2 GW havvind tilsluttet i Jylland og 1 GW havvind tilsluttet via udlandsforbindelse til Holland

*3) Omkostninger ved 1 GW havvind tilsluttet Sjælland (DK2)

*4) Omkostninger ved 1 GW havvind tilsluttet Sjælland (DK2) og 1 GW havvind tilsluttet via udlandsforbindelse til Dukonow (Polen)

*5) Omkostninger ved 1 GW havvind tilsluttet Sjælland (DK2) og 2 GW havvind tilsluttet via udlandsforbindelser til Dukonow (Polen)

Energinet har leveret følgende information for eksportsystemet. Oplysningerne er anvendt i fastlæggelse af samlede energitab for eksportsystemet (Tabel 4-3).

Vindmøllepark	Elektriske tab HVDC		Elektriske tab Ilandføring (Bornholm)	
	Samlet tab GWh /År	Middeltab MW /h	Samlet tab GWh /År	Middeltab MWh /h
Nordsøen II + III + Vest	640	73	-	-
Bornholm 1 GW	170	19,4	76	8,7
Bornholm 2 GW	361	41,2	196	22,4
Bornholm 3 GW	553	63,1	376	42,9

Tabel 4-3 Eksportsystemer – Estimerede elektriske energitab

Energinet har leveret følgende information for estimerede omkostninger relateret til nødvendige netforstærkninger af transmissionssystemet for at dette kan håndtere den øgede produktionskapacitet (Tabel 4-4)

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

Tabel 4-4 Netforstærkninger i transmissionsnettet – Omkostninger

Tilslutning af energier til det jyske transmissionsnet (DK1) kræver en nøje evaluering af nettets evne til at absorbere energien. Tilslutning af Nordsøen II + III + vest samtidig med Nordsøen I og Thor kan ikke lade sig gøre uden signifikante netudbygninger og etablering af udlandsforbindelse. Det samme gør sig gældende for Bornholm som tænkes tilsluttet det sjællandske net (DK2).

Nærværende studie indeholder ingen detaljer vedrørende udbygning af transmissionsnettet, og der henvises til Energinet for yderligere detaljer.

Der skal desuden tages højde for den nuværende reservekapacitet i transmissionsnettet som er henholdsvis 700 MW for Jylland (DK1) og 600 MW

for Sjælland (DK2). Reservekapaciteten i transmissionsnettet er et udtryk for den reserve som er i produktion eller udvekslingskapaciteten og som momentant kan rampes op til at håndtere udfaldet af største produktionsenhed eller udvekslingskapacitet.

Nettilslutningen af vindmølleparkerne kan ikke foretages uden at det bagvedliggende transmissionsnet kan aftage den generede effekt. Konsekvensen af at nettet ikke vil være i stand til at aftage produktionen vil være nedregulering af produktionen. Det antages, at Energinets udbygningsplaner tilgodeser de nødvendige forstærkninger, som forudsættes at være etableret, når vindmølleparkerne bliver opført og er klar til at levere til transmissionsnettet. Omkostninger relateret til udbygning af transmissionsnettet (netforstærkninger) fremgår af *Tabel 4-4*.

De beskrevne vindmølleparker i dette studie forudsættes tilsluttet transmissionsnettet i følgende knudepunkter (Tabel 4-1):

- > Nordsøen II + III + Vest: Hovedstation Tjele. Alternativ til Hovedstation Stovstrup er Hovedstation Revsing. Tjele er det umiddelbare valg for dette studie, da eksportkabelsystemet i forhold til udnyttelse af den nordlige del af Nordsøen giver den korteste kabelrute
- > Bornholm: Det påregnes at der etableres en HVDC hovedstation nord for Hasle, som aftager og eksporterer energien produceret ved Bornholm.

Nærværende rapport medtager ikke yderligere detaljer eller omkostninger forbundne med de nødvendige netforstærkninger af transmissionssystemet end angivet i

4.2.1 Koncept for elektrisk transmissionsanlæg

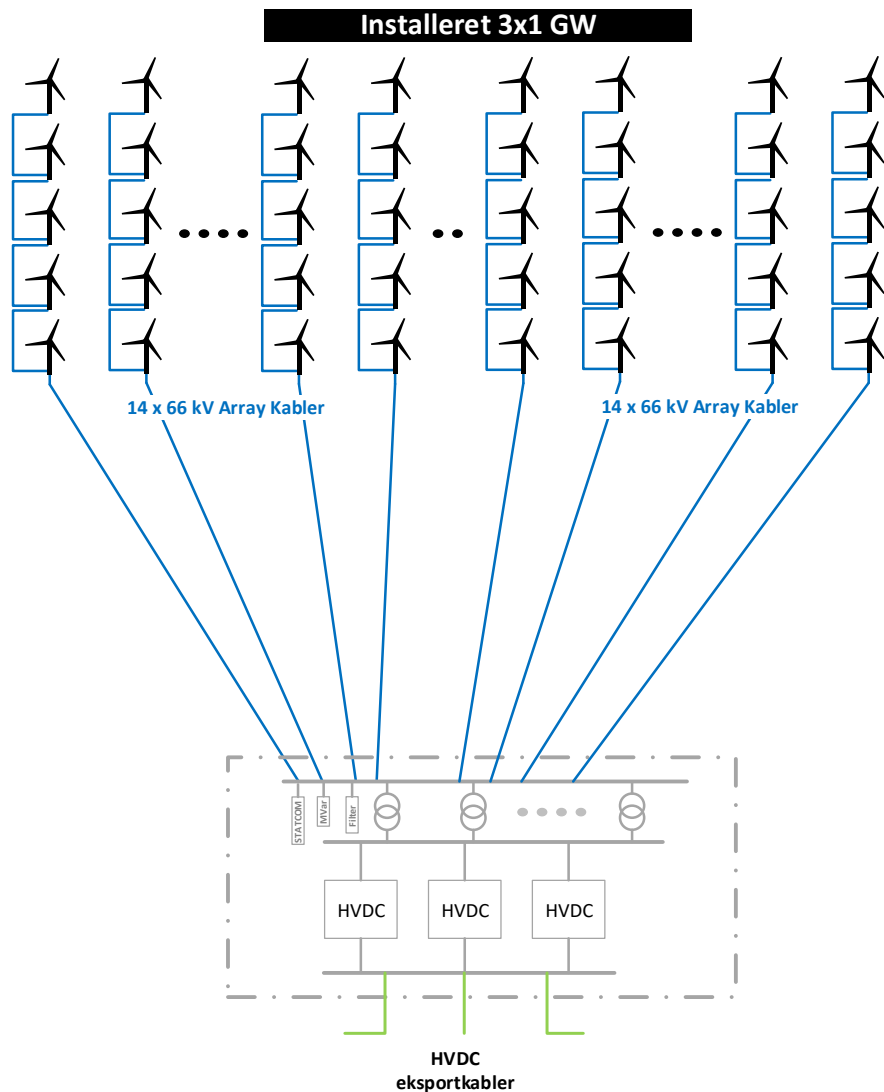
Konceptet anvendt i denne rapport for nettilslutningen af en 1 GW vindmøllepark til transmissionsnettet, er baseret på forskellige principper for hhv. Nordsøen og Bornholm.

4.2.1.1 Nordsøen

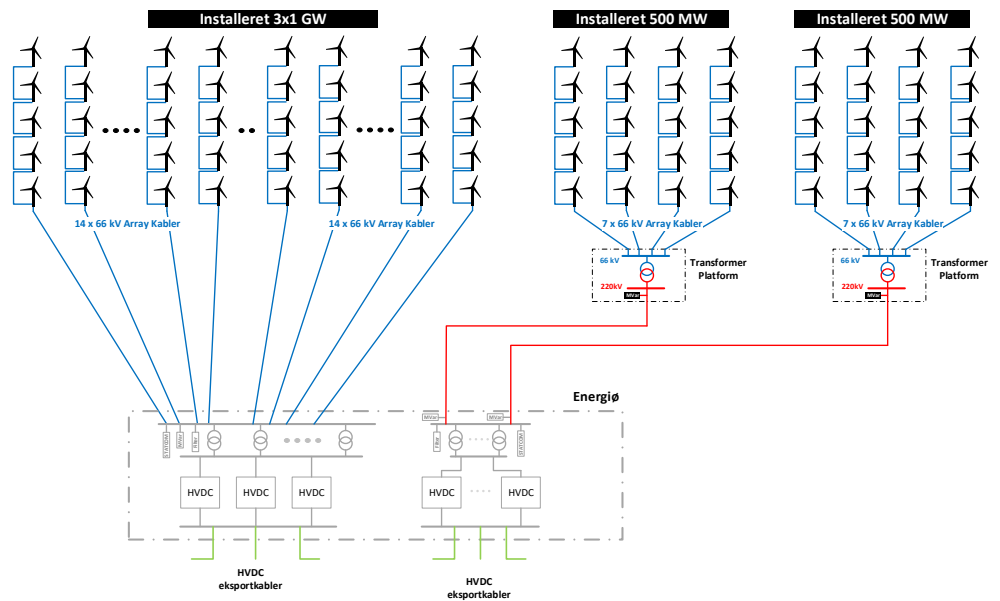
For 3 GW løsning i Nordsøen II + III + Vest, regnes opbygget et transmissionsanlæg bestående af en energiø hvortil vindmøller placeret inden for en radius på op til 30 km tilsluttes energiøen direkte på 66 kV niveau. Det vil sige, at opsamlingsnettet mellem vindmøllerne og energiøen udføres i en radial 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 ref. til *Figur 4-4*.

Det elektriske fordelingsanlæg for 3 GW løsning (Figur 4-3) vil bestå af følgende hovedkomponenter:

- > 66 kV søkabler (arraykabler) som forbinder de enkelte møller i radialer til energiøen. Samlet set etableres der 14 stk. radialer med hver 5 stk. 15 MW møller pr. park (1 GW).
- > Energiø:
 - o 66 kV koblingsudstyr
 - o 66 kV reaktiv kompensering (permanent & variabelt "STATCOM")
 - o HVAC koblingsanlæg
 - o HVDC hovedtransformere
 - o HVDC anlæg
 - o HVDC eksportforbindelser



Figur 4-3 Transmissionsanlæg for Nordsøen II + III +Vest



Figur 4-4 Transmissionsanlæg for Nordsøen II + III +Vest inkl. udbygning med 220 kV HVAC tilsluttede parker

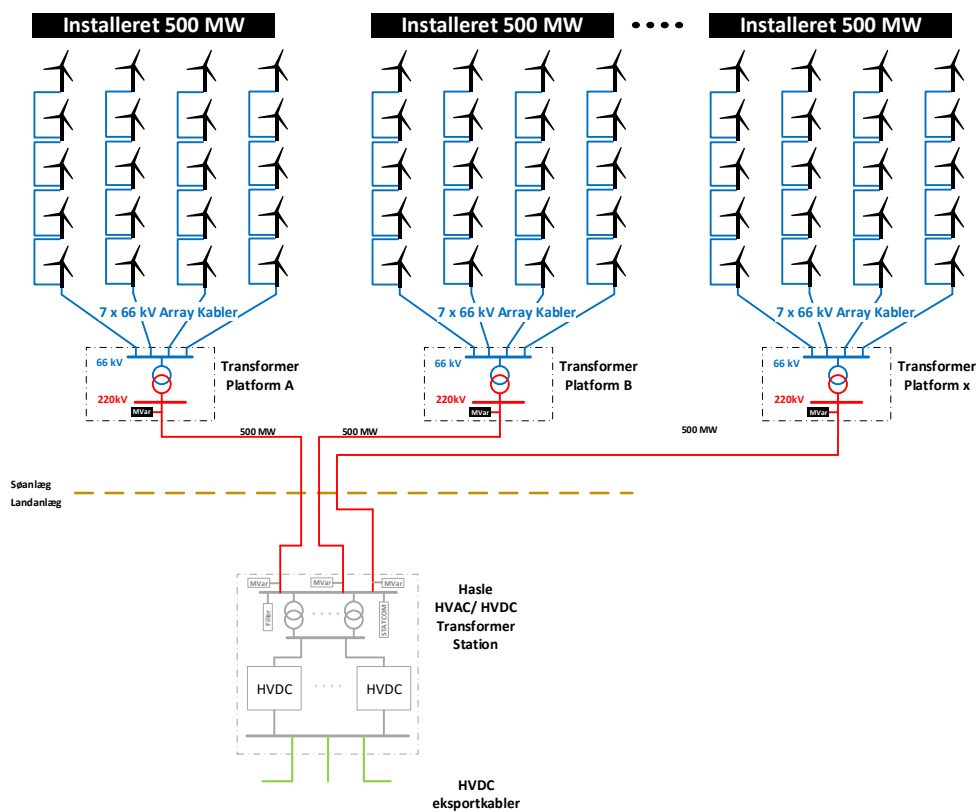
4.2.1.2 Bornholm (1 GW, 2 GW & 3 GW)

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".

Det elektriske fordelingsanlæg (Figur 4-5) vil bestå af følgende hovedkomponenter:

- > 66 kV søkabler (arraykabler) som forbinder de enkelte møller i radialer til den havbaserede transformerplatform. Samlet set etableres der 14 stk. radialer, hver med 5 stk. 15 MW møller pr. park (1 GW).
- > Havbaseret transformerplatforme indeholdende:
 - o 66 kV GIS koblingsanlæg
 - o 66/220 kV transformere
 - o 220 kV shunt reaktorer (permanent kompensering)
 - o 220 kV GIS koblingsudstyr
 - o Elektrisk & mekanisk hjælpeudstyr
 - o SCADA, Kommunikation og advarselssystemer.

- > 220 kV eksportsøkabelsystem fra hver transformerplatform til ilandføringspunktet.
- > 220 kV landbaseret eksportkabelsystem fra ilandføringspunktet til "Ny Hovedstation Hasle"
- > Landbaseret vindmølletransformerstation:
 - o 220 kV koblingsanlæg
 - o 220 kV reaktiv kompenserung (permanent & variabelt "STATCOM")
 - o Harmoniske filtre
 - o HVDC hovedtransformere
 - o HVDC anlæg
 - o HVDC eksportforbindelser



Figur 4-5 Transmissionsanlæg for Bornholm

4.3 Omkostningsestimat (CAPEX)

Etableringsomkostningerne til den elektriske infrastruktur omfatter levering og installering af:

- > 66 kV array søkabler (Prissat af COWI)
- > Transmissionsanlæg²
 - > Eksportsystemer på energiøer inkl. HVDC-systemer

 - > 220 kV søkabelanlæg (inklusive landindtaget)

 - > 220 kV landkabelanlæg (inklusive overgangsmuffer, samlemuffer, kabelgrav, HDD)

 - > HVDC søkabelanlæg

 - > HVDC landbaseret kabelanlæg

 - > HVDC hovedstationer i modtagerende samt tilslutning til transmissionsnettet

Omkostningerne til netforstærkninger eller udbygninger af eksisterende transmissionsnet er ikke indbefattet i fastlæggelsen af LCoE.

Til brug for omkostningsberegningen med sigte på rangordningen af de forskellige parkplaceringer og layouts, er der udarbejdet overslag på arraykabel systemerne. Energinets omkostningsestimater for eksportsystemet er anvendt i beregning af samlede anlægsomkostninger (Tabel 4-2).

Det fremhæves at omkostningsestimaterne er behæftet med stor usikkerhed, men at dette ikke har indvirkning på den overordnet rangordning af vindmølleparkerne, da det anvendte grundlag er det samme for alle parker.

² Prissat af Energinet

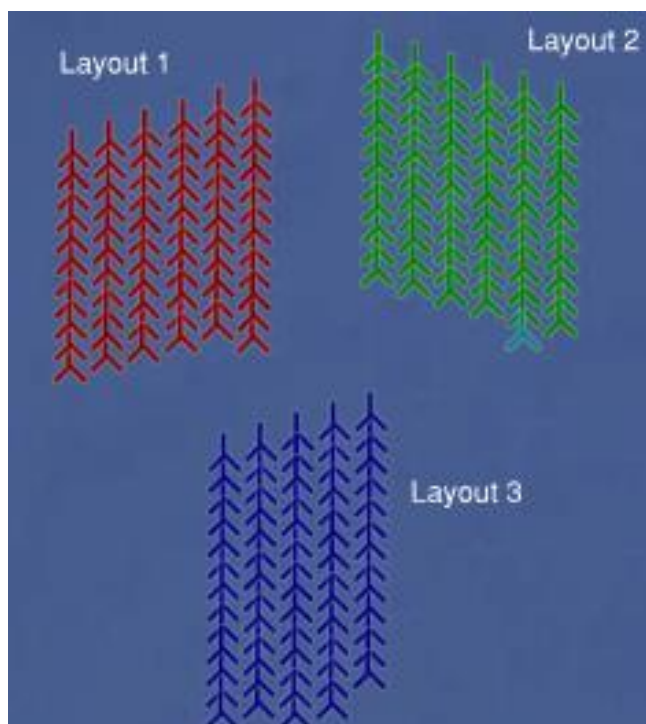
5 Projektkoncept

5.1 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 Holland.

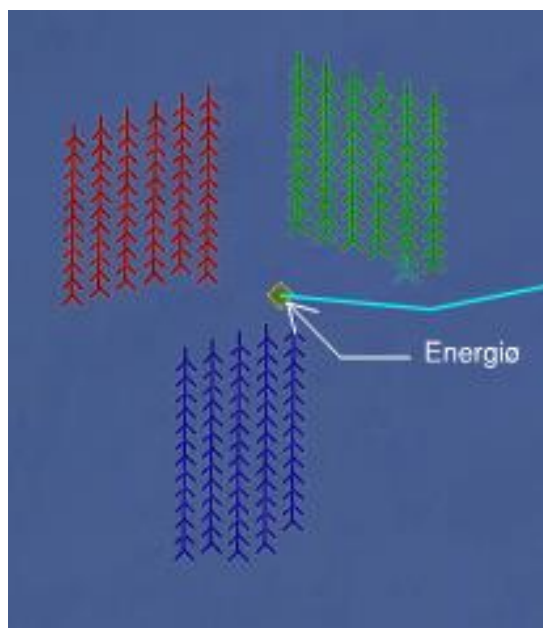
5.1.1 Overordnet parklayout

Projektområdet Nordsøen II + III + Vest er stort og giver plads til mindst 10 1 GW vindmølleparker hvis området udnyttes fuldt ud. Tre foreløbige 1 GW klynger er antaget for placeringen af vindmøller og energiø i den nordlige del af området. Figur 5-1 angiver de 3 layouts, som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg.



Figur 5-1 Nordsøen II + III + Vest - Overordnet parklayout L1, L2 og L3

Energiøen er i dette studie placeret centralt i forhold til de 3 parker hvorved afstanden mellem energiøen og de yderste møller i hvert område ikke overstiger 30 km (Figur 5-2). 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



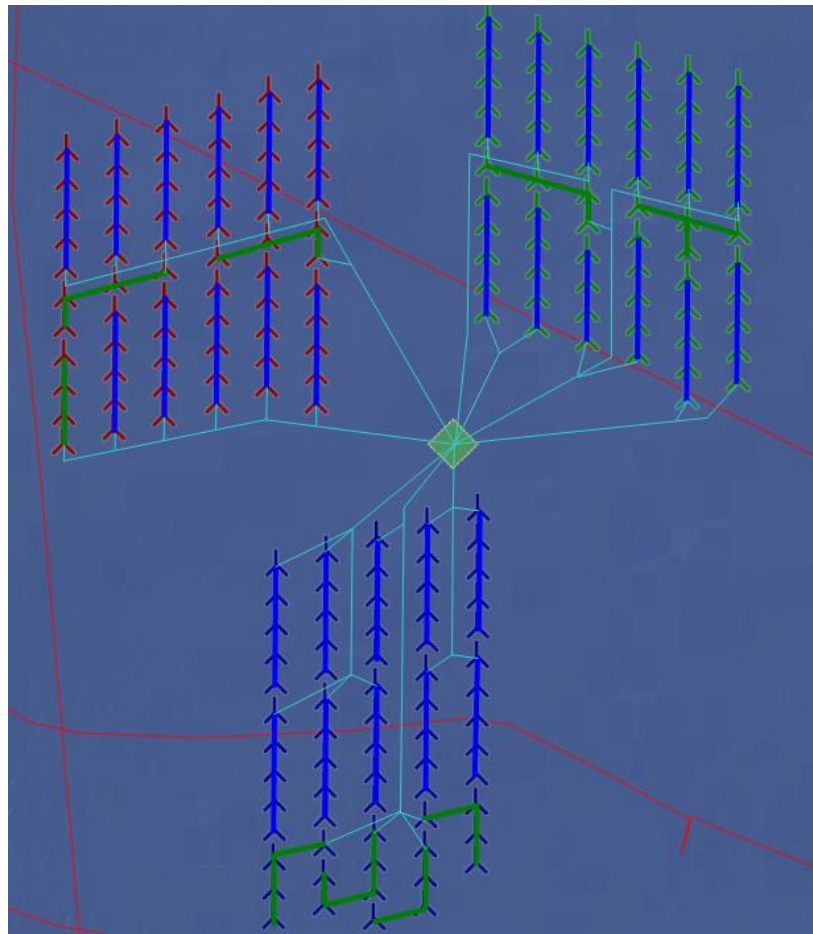
Figur 5-2 Nordsøen I - Parklayout L1

5.1.1.1 Arraykabel topologi

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 3 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 er i nærværende studie ikke foretaget spændingsfaldsberegninger på systemet ej heller foretaget optimeringer i forhold til elektriske tab i arraykabel systemet. 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. svarende til at 630 mm² Al øges til 800 mm² Al og 240 mm² Al øges til 300 mm² Al samt at erstatte kabel mellem første mølle og energiø med kobber (800 mm² Cu) hvilket har bedre ledeevne og derved mindre tab end i aluminium

Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og energiøen i henhold til Figur 5-3.



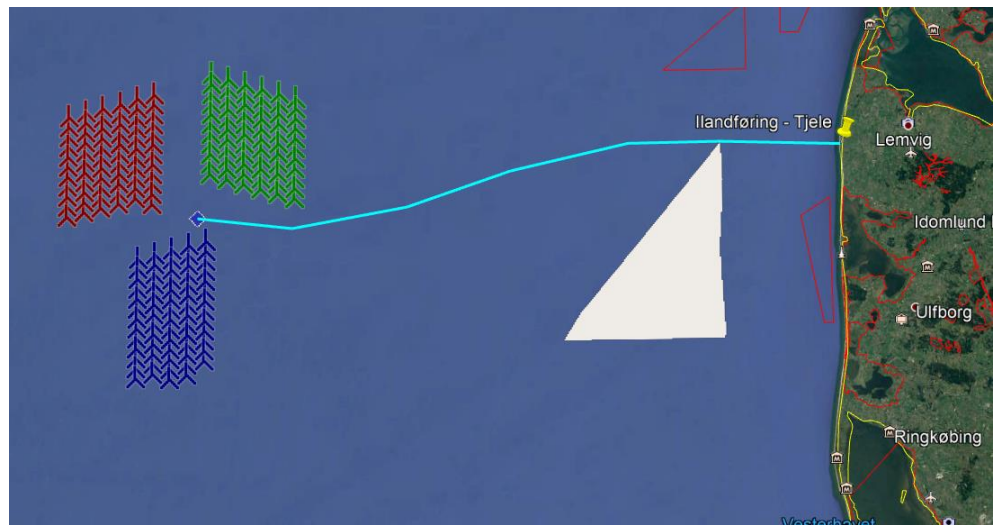
Figur 5-3 Nordsøen II + III + Vest - Parklayout, arraykabel topologi

Arraykablerne krydser eksisterende søkabel i 23 punkter. Det antages at arraykablerne føres over det eksisterende kabel og beskyttes med stenvold jf. normal praksis.

5.1.1.2 Eksportsøkabel

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 transmissionsystem (DK1), og det må forventes, at en del af energien føres til Holland. Placeringen af energiøen i Nordsøen gør, at forbindelser til både Danmark og Holland er dette studie baseret på HVDC forbindelser.

Det antages i dette studie, at netkapaciteten i DK1 er tilstrækkelig til at aftage 2 GW uden væsentlige netforstærkninger, og at Holland 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 5-4.



Figur 5-4 Nordsøen I, Parklayout 1 - Eksportsøkabel korridor

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

5.1.2 Fælles forhold for alle parklayout

5.1.2.1 Arraykabler

Arraykabler forventes at blive installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de nedspules i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m.

5.1.2.2 Eksportsøkabler

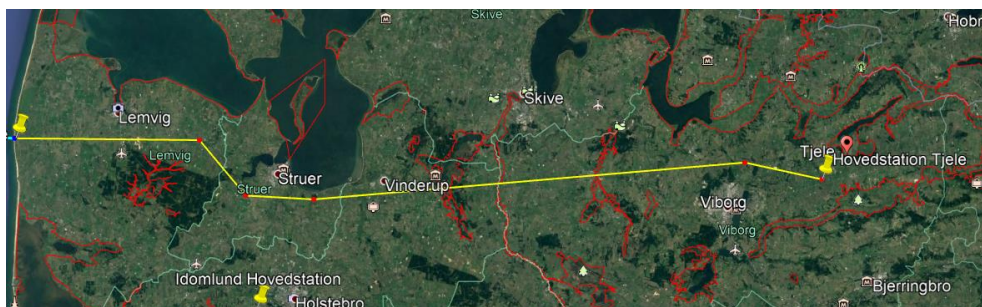
Eksportkabler forventes installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 2,5 m (øget i forhold til arraykablerne) for at tilgodese sedimenttransport langs vestkysten.

5.1.2.3 Ilandføring

Punktet for Ilandføring er i dette studie valgt til at være i området vest for Lemvig og syd for Ferring, som i fugleflugt ligger i kortest afstand til Hovedstation Tjele. Se Figur 5-5 og Figur 5-6.



Figur 5-5 Nordsøen II + III + Vest - Ilandføring vest for Lemvig



Figur 5-6 Nordsøen II + III + Vest - Fugleflugt fra ilandføring til Hovedstation Tjele

5.1.3 Loadflow (Arraykabler)

Der er foretaget en simplificeret loadflow beregning for fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregning er foretaget for ét af tre parklayout og herefter skaleret i forhold til den samlede kapacitet på 3 GW. Beregningerne for effekttab er summeret i nedenstående Tabel 5-1. Tabene i eksportsystemet fremgår af Tabel 4-2

Effekt tab	Nordsøen II + III + Vest
Installeret effekt [MW]	3015
Samlet fuldlast arraykabel tab [MW]	61
Effekt leveret [MW] ³	2.954

Tabel 5-1 Nordsøen I - Effekttabsberegning

³ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne på energiø.

Det skal bemærkes, at der på grund af lange arraykabler mellem vindparkerne og energiøen sammenholdt med valget at fastholde spændingsniveauet på 66 kV opstår et højt energitab i kabelsystemet. Det bør ved nærmere studier vurderes om der findes alternative mere økonomiske optimerede løsninger.

5.1.4 Søkabelsystemer

Som basis for loadflow beregninger samt kostestimater er længden og størrelsen af kabelsystemerne bestemt ud fra kablernes rute og tillagt 1.5% for usikkerhed samt 50 m per vindmølle/ OSS. De totale kabellængder er summeret i nedenstående Tabel 5-2.

Arraykabler (66 kV)	Nordsøen II + III + Vest
3x300 mm ² Al [km]	240
3x800 mm ² Al [km]	60
3x800 mm ² Cu [km]	843
Eksportsøkabler (220 kV)	
Kabelrute (energiø til ilandføring) [km]	110

Tabel 5-2 Nordsøen I – Estimerede kabellængder

Afstanden fra energiø til tilslutningspunktet ved Hovedstation Idumlund vurderes til at være i området af 210 km, hvilket også understreger nødvendigheden af at anvende et eksportsystem baseret på HVDC.

Det bemærkes, at den anvendte løsning med en fremrykket energiø placeret således, at man med lange arraykabler kan nå energiøen på 66 kV niveau resulterer i meget høje tab sammenlignet med tilsvarende løsninger, hvor den havbaserede transformerstation er placeret central i forhold til de enkelte møller.

5.1.5 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Nordsøen. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-3

Samlede årlige effekttab	Parklayout
Arraykabler [GWh/år]	285
Eksportsystem [GWh/år]	640
Sum [GWh/år]	925

Tabel 5-3 Elektriske tab – Samlede årlige effekttab i elsystemet

5.2 Bornholm 1 GW

Nærværende studie belyser 3 scenarier for Bornholm med en installeret kapacitet på hhv. 1, 2 (Afsnit 5.3) og 3 GW (Afsnit 5.4). Bornholm er opdelt i 2 områder med en maksimal installeret kapacitet på:

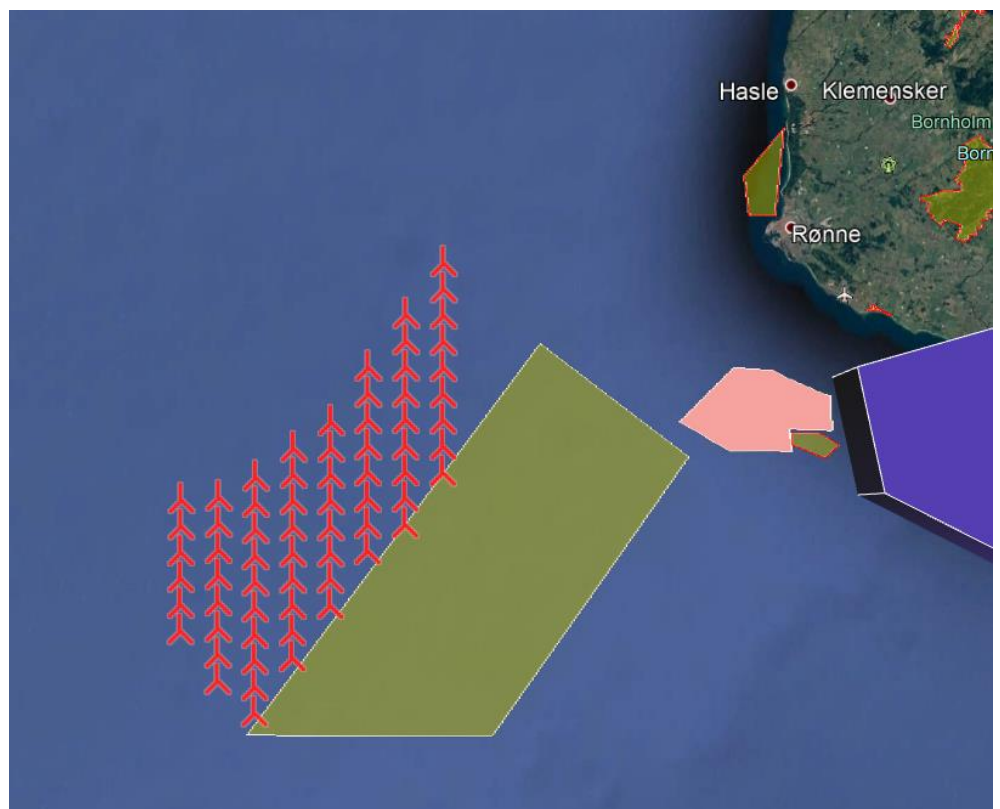
- > Bornholm I: 1.125 MW
- > Bornholm II: 1.875 MW

For Bornholm er det besluttet, at energiøen som skal varetage opsamling af energi produceret fra de enkelte områder placeres på Bornholm, mere specifikt nord for Hasle, da der her er områder med marker, hvor et større stationsanlæg kan placeres. Alternative placeringer på Bornholm kan undersøges i efterfølgende projektfaser.

Fra energiøen eksporteres energien til hhv. Sjælland (DK2) og via udvekslingsforbindelse til Polen.

5.2.1 Overordnet parklayout

Parklayout for Bornholm er udlagt med 67 møller placeret i det nordlige område Bornholm I. Figur 5-7 angiver parklayout, som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg i parken og nettilslutningen til "Ny Hovedstation Hasle".



Figur 5-7 Bornholm (1 GW) - Overordnet parklayout

5.2.2 Parklayout

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 forsyningssikkerhed.

Parklayout er baseret på en konfiguration som vist på Figur 5-8 og med 2 stk. havbaserede transformerplatforme, hver med en kapacitet på 500 MW.



Figur 5-8 Bornholm (1 GW) – Parklayout med havbaserede AC transformerstationer

5.2.2.1 Arraykabel topologi

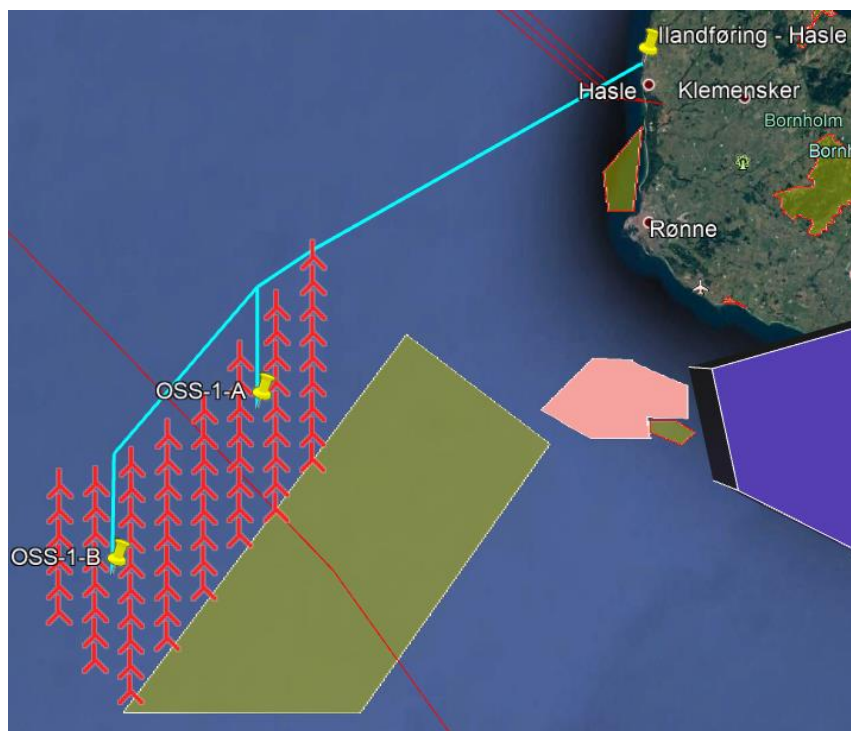
Der er i dette afsnit ikke foretaget detaljeret layout og beregning af arraykabel systemet, og den valgte konfiguration med 500 MW eksportsystemer minder om løsningen for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak, hvorfor det er valgt at anvende et gennemsnit af disse parker (ref. til Elektriske systemer for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II, A132994-1-4) i forbindelse med fastlæggelse af CAPEX og OPEX.

5.2.2.2 Eksportsøkabel

Der etableres 220 kV eksportsøkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet nord for Hasle. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand (Figur 5-9).

Linjeføringen for eksportsøkablerne 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.



Figur 5-9 Bornholm (1 GW) – Parklayout, eksportsøkabel korridor

5.2.3 Fælles forhold

5.2.3.1 Arraykabler

Arraykabler antages installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de spules ned i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m. Områderne Bornholm I og II krydses af fremmede ledninger, som der skal tages højde for i forbindelse med etablering af arraykabler

5.2.3.2 Eksportsøkabler

Eksportkabler antages installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 1,5-2 m. Områderne Bornholm I og II samt ved ilandføring ved Hasle krydses af fremmede ledninger, som der skal tages højde for i forbindelse med etablering af eksportkabler.

5.2.3.3 Ilandføring

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 (Figur 5-10).



Figur 5-10 Bornholm (1 GW) - Ilandføring nord for Hasle

5.2.4 Loadflow

Den valgte arraykabel konfiguration minder meget om beregninger udført for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak (Tabel 5-4), og det er derfor valgt at anvende resultatet (gennemsnittet) fra disse beregninger i dette afsnit. Det vil give retningsvisende værdier for tab i systemet, og det vurderes at med den relative høje usikkerhed CAPEX og OPEX-beregninger er behæftet med vil denne tilnærmelse ikke få væsentlig betydning for resultatet.

Område	Effekt tab [MW]
Nordsøen I, L1	8,5
Nordsøen I, L2	8,1
Nordsøen I, L3	8,4
Hesselø	7,5
Kriegers Flak	6,9
Gennemsnitligt maksimale tab pr. 1 GW område	8

Tabel 5-4 Beregnede Effekttab i arraykabler for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak

Det maksimale effekttab i arraykabelsystemet fremgår af Tabel 5-5

Effekt tab	Parklayout – 1 GW
Installeret effekt [MW]	1.005
Samlet arraykabel tab [MW]	8
Effekt leveret [MW] ⁴	997

Tabel 5-5 Bornholm – Effekttabsberegning

⁴ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne på havbaseret AC transformerplatform.

5.2.5 Kabelsystemer

Som basis for kostestimer er længden og størrelsen af kabelsystemerne bestemt ud fra gennemsnittet af kabeltyper og længde beregnet for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak (Tabel 5-6).

Område	Kabeltype og længde [km]	
	3x240 mm ² Al	3x630 mm ² Al
Nordsøen I, L1	88	64
Nordsøen I, L2	81	63
Nordsøen I, L3	80	69
Hesselø	84	56
Kriegers Flak	89	49
Gennemsnitslængde pr. 1 GW område	84	60

Tabel 5-6 Arraykabel længder for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak

De totale estimerede kabellængder for Bornholm er summeret i nedenstående Tabel 5-7.

Arraykabler (66 kV)	[km]
3x240 mm ² Al	84
3x630 mm ² Al	60
Eksportsøkabler (220 kV)	[km]
Bornholm I	88

Tabel 5-7 Bornholm – Kabellængder

5.2.6 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Bornholm. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-8.

Samlede årlige effekttab	Parklayout – 1 GW
Arraykabler [GWh/år]	35
Eksportsystem [GWh/år]	246
Sum [GWh/år]	281

Tabel 5-8 Bornholm (1 GW) – Samlede årlige effekttab i elsystemet

5.3 Bornholm 2 GW

Nærværende studie belyser 3 scenarier for Bornholm med en installeret kapacitet på hhv. 1 (Afsnit 5.2), 2 og 3 GW (Afsnit 5.4).

Bornholm er opdelt i 2 områder med en maksimal installeret kapacitet på:

- > Bornholm I: 1.125 MW
- > Bornholm II: 1.875 MW

For Bornholm er det besluttet, at energiøen som skal varetage opsamling af energi produceret fra de enkelte områder placeres på Bornholm, mere specifikt nord for Hasle, da der her er områder med marker, hvor et større stationsanlæg kan placeres. Alternative placeringer på Bornholm kan undersøges i efterfølgende projektfaser.

Fra energiøen eksporteres energien til hhv. Sjælland (DK2) og via udvekslingsforbindelse til Polen.

5.3.1 Overordnet parklayout

Parklayout 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. Figur 5-11 angiver parklayout, som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg i parken og nettilslutningen til "Ny Hovedstation Hasle".



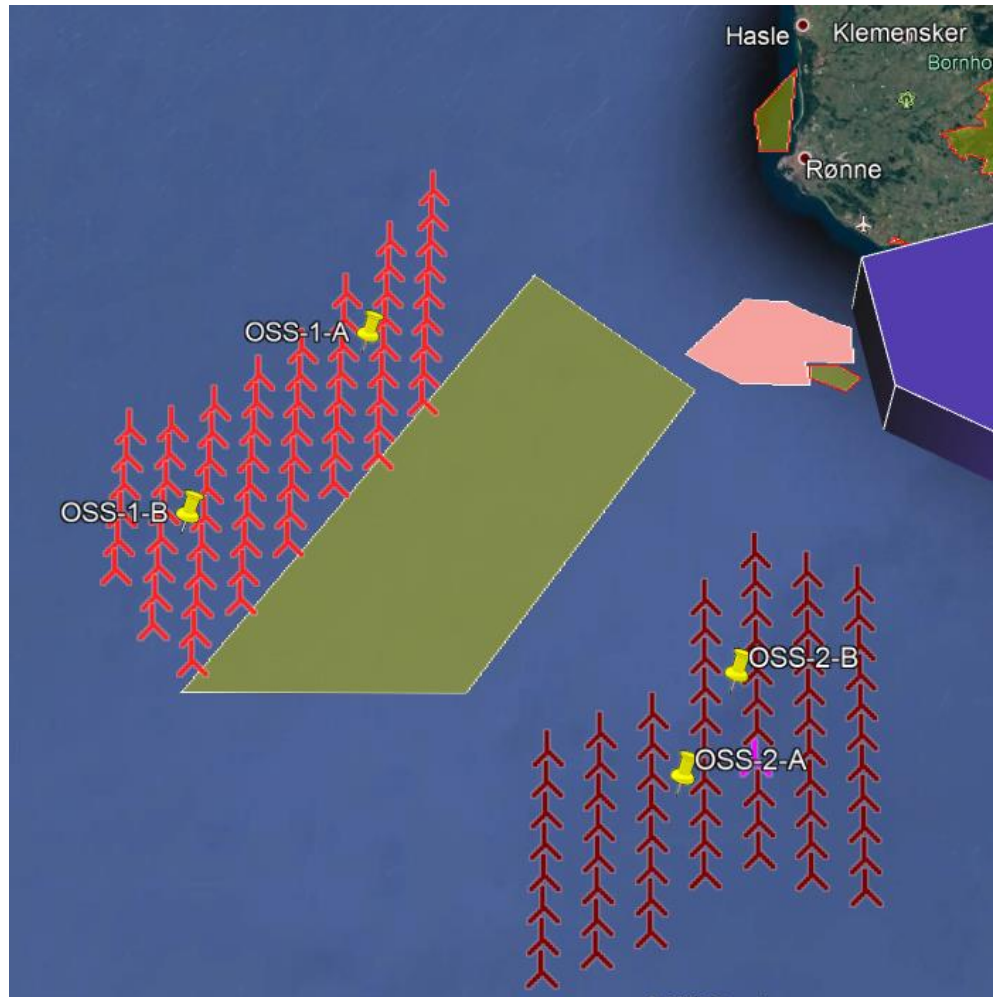
Figur 5-11 Bornholm (2 GW) - Overordnet parklayout

5.3.2 Parklayout

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 er baseret på en konfiguration som vist på Figur 5-12 og med 2 stk. havbaserede AC transformerplatforme placeret i hhv. den nordlige del Bornholm I og i den sydlige del Bornholm II, hver med en kapacitet på 500 MW.



Figur 5-12 Bornholm (2 GW) – Parklayout med havbaserede AC transformerstationer

5.3.2.1 Arraykabel topologi

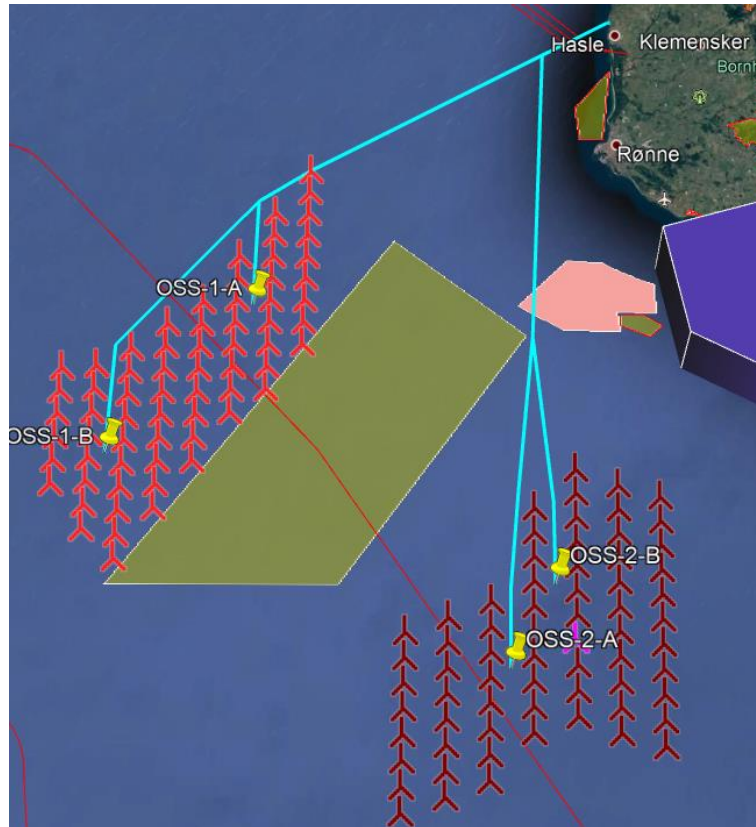
Der er i dette afsnit ikke foretaget detaljeret layout og beregning af arraykabel systemet, og den valgte konfiguration med 500 MW eksportsystemer minder om løsningen for Nordsøen II, Hesselø og Kriegers Flak, hvorfor det er valgt at anvende et gennemsnit af disse parker (ref. til Elektriske systemer for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II, A132994-1-4) i forbindelse med fastlæggelse af CAPEX og OPEX.

5.3.2.2 Eksportsøkabel

Der etableres 220 kV AC eksportsøkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet nord for Hasle. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand (Figur 5-13).

Linjeføringen for eksportsøkablerne 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.



Figur 5-13 Bornholm (2 GW) – Parklayout, eksportsøkabel korridor

5.3.3 Fælles forhold

5.3.3.1 Arraykabler

Arraykabler antages installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de spules ned i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m. Områderne Bornholm I og II krydses af fremmede ledninger, som der skal tages højde for i forbindelse med etablering af arraykabler

5.3.3.2 Eksportsøkabler

Eksportkabler antages installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 1,5-2 m. Områderne Bornholm I og II samt ved ilandføring ved Hasle krydses af fremmede ledninger, som der skal tages højde for i forbindelse med etablering af eksportkabler.

5.3.3.3 Ilandføring

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 (Figur 5-14).



Figur 5-14 Bornholm (2 GW) - Ilandføring nord for Hasle

5.3.4 Loadflow

Den valgte arraykabel konfiguration minder meget om beregninger udført for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak (Tabel 5-9), og det er derfor valgt at anvende resultatet (gennemsnittet) fra disse beregninger i dette afsnit. Det vil give retningsvisende værdier for tab i systemet, og det vurderes at med den relative høje usikkerhed CAPEX og OPEX-beregninger er behæftet med vil denne tilnærmelse ikke få væsentlig betydning for resultatet.

Område	Effekt tab [MW]
Nordsøen I, L1	8,5
Nordsøen I, L2	8,1
Nordsøen I, L3	8,4
Hesselø	7,5
Kriegers Flak	6,9
Gennemsnitligt maksimale tab pr. 1 GW område	8

Tabel 5-9 Beregnede Effekttab i arraykabler for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak

Det maksimale effekttab i arraykabelsystemet fremgår af Tabel 5-10

Effekt tab	Parklayout – 2 GW	
	Bornholm I	Bornholm II
Installeret effekt [MW]	1.005	1.005
Samlet arraykabel tab [MW]	8	8
Effekt leveret [MW] ⁵	997	997

Tabel 5-10 Bornholm – Effekttabsberegning

Det samlede maksimale effekttab i arraykabelsystemet er for Bornholm fastlagt til 16 MW

5.3.5 Kabelsystemer

Som basis for kostestimer er længden og størrelsen af kabelsystemerne bestemt ud fra gennemsnittet af kabeltyper og længde beregnet for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak (Tabel 5-11).

Område	Kabeltype og længde [km]	
	3x240 mm ² Al	3x630 mm ² Al
Nordsøen I, L1	88	64
Nordsøen I, L2	81	63
Nordsøen I, L3	80	69
Hesselø	84	56
Kriegers Flak	89	49
Gennemsnitslængde pr. 1 GW område	84	60

Tabel 5-11 Arraykabel længder for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak

De totale estimerede kabellængder for Bornholm er summeret i nedenstående Tabel 5-12.

Arraykabler (66 kV)	[km]
3x240 mm ² Al	168
3x630 mm ² Al	120
Eksportsøkkabler (220 kV)	[km]
Bornholm I	88
Bornholm II	98

Tabel 5-12 Bornholm - Kabellængder

5.3.6 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Bornholm. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af

⁵ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform.

produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-13.

Samlede årlige effekttab	Parklayout - 2 GW
Arraykabler [GWh/år]	69
Eksportsystem [GWh/år]	557
Sum [GWh/år]	626

Tabel 5-13 Bornholm (2 GW) – Samlede årlige effekttab i elsystemet

5.4 Bornholm 3 GW

Nærværende studie belyser 3 scenarier for Bornholm med en installeret kapacitet på hhv. 1 (Afsnit 5.2), 2 (Afsnit 5.3) og 3 GW. Bornholm er opdelt i 2 områder med en maksimal installeret kapacitet på:

- > Bornholm I: 1.125 MW
- > Bornholm II: 1.875 MW

For Bornholm er det besluttet, at energiøen som skal varetage opsamling af energi produceret fra de enkelte områder placeres på Bornholm, mere specifikt nord for Hasle, da der her er områder med marker, hvor et større stationsanlæg kan placeres. Alternative placeringer på Bornholm kan undersøges i efterfølgende projektfaser.

Fra energiøen eksporteres energien til hhv. Sjælland (DK2) og via udvekslingsforbindelse til Polen.

5.4.1 Overordnet parklayout

Bornholm 3 GW løsninger 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 5-15 Bornholm (3 GW) - Overordnet parklayout angiver parklayout som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg i parken og nettilslutningen til "Ny Hovedstation Hasle".



Figur 5-15 Bornholm (3 GW) - Overordnet parklayout

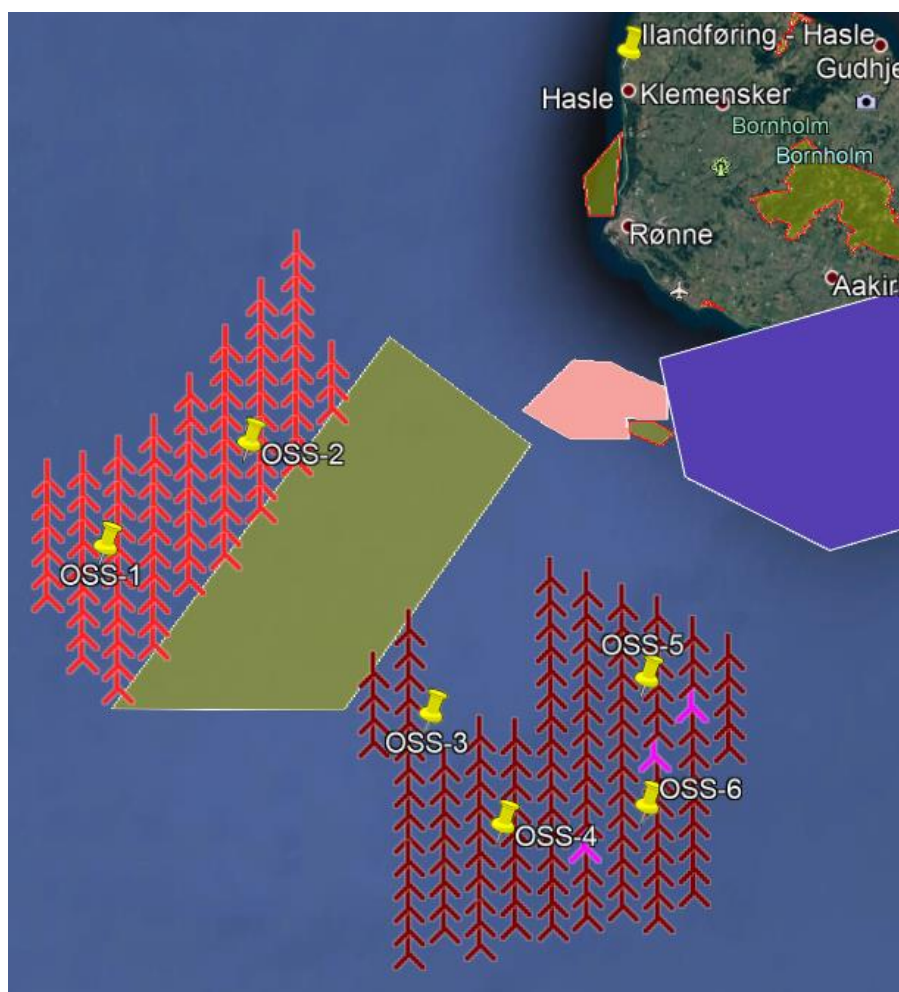
5.4.2 Parklayout

Parklayout er baseret på en konfiguration som vist på Figur 5-12.

Nærværende parklayout afviger fra tidligere layouts, da maksimal produceret effekt i de to områder ikke går op i 500 MW modulære havbaserede AC transformestationer. Der er derfor i samråd med Energinet valgt følgende løsning for eksportsystemet, se Tabel 5-14. Energifordelingen mellem de enkelte stationer kan ændres og optimeres i efterfølgende faser efter behov.

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

Tabel 5-14 Bornholm – Effektfordeling på havbaserede AC transformestationer



Figur 5-16 Bornholm (3 GW) – Parklayout med havbaserede AC transformerstationer

Efterfølgende studier bør vurdere nødvendigheden af en sammenkobling af flere AC transformerstationer for øget forsyningsikkerhed.

5.4.2.1 Arraykabel topologi

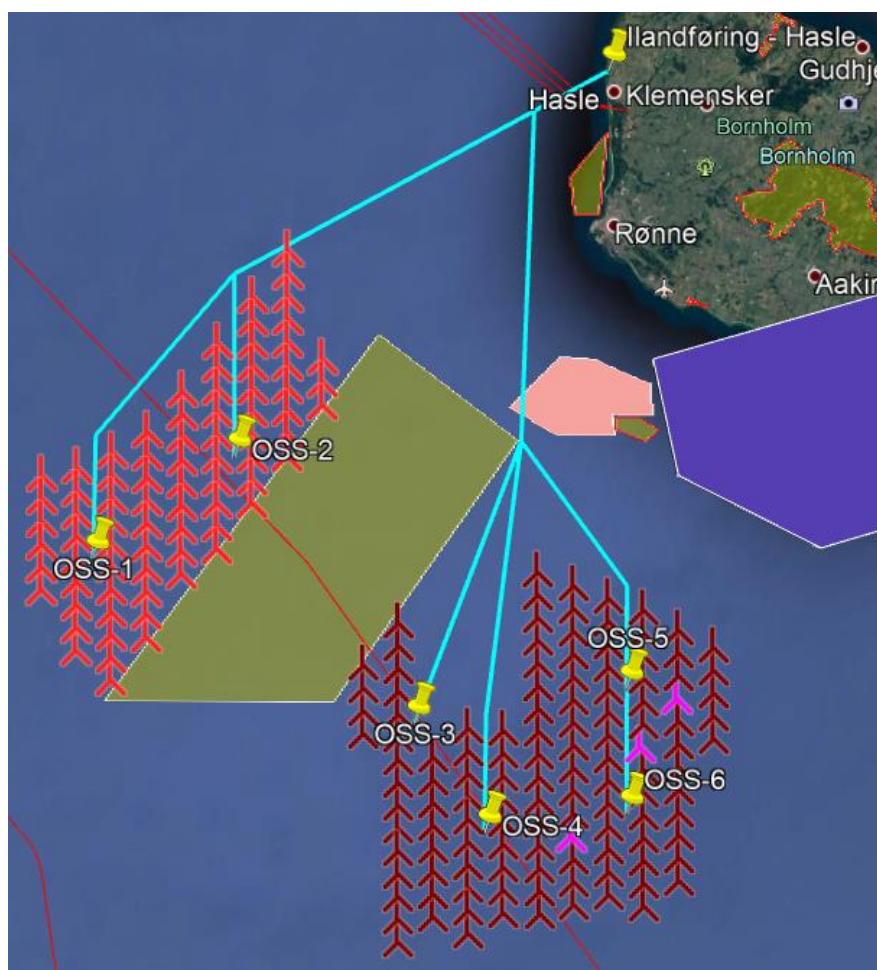
Der er i dette afsnit ikke foretaget detaljeret layout og beregning af arraykabel systemet, og den valgte konfiguration med 450-675 MW eksportsystemer minder om løsningen for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak hvorfor de er valgt at anvende et gennemsnit af disse parker (ref. til Elektriske systemer for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II, A132994-1-4) i forbindelse med fastlæggelse af CAPEX og OPEX

5.4.2.2 Eksportsøkabel

Der etableres 220 kV AC eksportsøkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet nord for Hasle. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand (Figur 5-17).

Linjeføringen for eksportsøkablerne 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.



Figur 5-17 Bornholm (3 GW) – Parklayout, eksportskabel korridor

5.4.3 Fælles forhold

5.4.3.1 Arraykabler

Arraykabler antages installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de spules ned i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m. Områderne Bornholm I og II krydses af fremmede ledninger, som der skal tages højde for i forbindelse med etablering af arraykabler

5.4.3.2 Eksportskabler

Eksportkabler antages installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 1,5-2 m. Områderne Bornholm I og II samt ved ilandføring ved Hasle krydses af fremmede ledninger, som der skal tages højde for i forbindelse med etablering af eksportkabler.

5.4.3.3 Ilandføring

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 (Figur 5-18).



Figur 5-18 Bornholm (3 GW) - Ilandføring nord for Hasle

5.4.4 Loadflow

Den valgte arraykabel konfiguration minder meget om beregninger udført for Nordsøen, Hesselø og Kriegers Flak (Tabel 5-15), og det er derfor valgt at anvende resultatet (gennemsnittet) fra disse beregninger i dette afsnit. Det vil give retningsvisende værdier for tab i systemet, og det vurderes at med den relative høje usikkerhed CAPEX og OPEX beregninger er behæftet med vil denne tilnærmelse ikke få væsentlig betydning for resultatet.

Område	Effekt tab [MW]
Nordsøen I, L1	8,5
Nordsøen I, L2	8,1
Nordsøen I, L3	8,4
Hesselø	7,5
Kriegers Flak	6,9
Gennemsnitligt maksimale tab pr. 1 GW område	8

Tabel 5-15 Beregnede Effekttab i arraykabler for Nordsøen II, Hesselø og Kriegers Flak

Det maksimale effekttab i arraykabelsystemet fremgår af Tabel 5-16

Effekt tab	Parklayout - 3 GW	
	Bornholm I	Bornholm II
Installeret effekt [MW]	1.125	1.875
Samlet arraykabel tab [MW]	9	15
Effekt leveret [MW] ⁶	1.116	1.860

Tabel 5-16 Bornholm – Effekttabsberegning (3 GW)

Det samlede maksimale effekttab i arraykabelsystemet er for Bornholm fastlagt til 24 MW

5.4.5 Kabelsystemer

Som basis for kostestimer er længden og størrelsen af kabelsystemerne bestemt ud fra gennemsnittet af kabeltyper og længde beregnet for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak (Tabel 5-17).

Område	Kabeltype og længde [km]	
	3x240 mm ² Al	3x630 mm ² Al
Nordsøen I, L1	88	64
Nordsøen I, L2	81	63
Nordsøen I, L3	80	69
Hesselø	84	56
Kriegers Flak	89	49
Gennemsnitslængde pr. 1 GW område	84	60

Tabel 5-17 Arraykabel længder for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak

De totale estimerede kabellængder for Bornholm er summeret i nedenstående Tabel 5-18.

Arraykabler (66 kV)	[km]
3x240 mm ² Al	252
3x630 mm ² Al	180
Eksportskabler (220 kV)	[km]
Bornholm I	134
Bornholm II	206

Tabel 5-18 Bornholm – Kabellængder (3 GW)

5.4.6 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Bornholm. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af

⁶ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform.

produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-19.

Samlede årlige effekttab	Parklayout - 3 GW
Arraykabler [GWh/år]	103
Eksportsystem [GWh/år]	929
Sum [GWh/år]	1.032

Tabel 5-19 Bornholm (3 GW) – Samlede årlige effekttab i elsystemet

6 Referencer

- Ref. /1/ Dok. 19/12364-6 Finscreening. Konsekvenser ved indpasning af op til 5 GW havvind i Danmark frem til 2030
- Ref. /2/ A_17-15324-2 notat vedrørende havmøller
Energinet, 22 November 2017
- Ref. /3/ E_17-15324-13 Udgifter og betalingstidspunkter
Energinet -26 April 2018
- Ref. /4/ D_17-15324-12 Omkostningsoverslag for nettilslutning
Energinet, 8. Marts 2018
- Ref. /5/ C_17-15324-8 Opdateret bestilling om omkostninger
Energinet. 4. December 2017
- Ref. /6/ B_17-15324-3 Afledte net-effekter ved politiske VE-udviklinger
Energinet, 24 November 2017
- Ref. /7/ Reinvesterings- Udbygnings- og Saneringsplan 2017
Energinet
- Ref. /8/ Bilagsrapport med projektbeskrivelser - RUS-plan 2017
Energinet
- Ref. /9/ <https://corporate.vattenfall.dk/vores-vindmoller-i-danmark/vindprojekter/vesterhav-syd/om-vesterhav-syd/>

Appendix A NEPLAN – fuldlastberegning for Nordsøen III & III (1GW)

