

SEPTEMBER 2020
ENERGISTYRELSEN

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



COWI

SEPTEMBER 2020
ENERGISTYRELSEN

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

PROJEKTNR.

A209800

DOKUMENTNR.

209800-1-0

VERSION

Final

UDGIVELSESDATO

30.09.2020

BESKRIVELSE

Hovedrapport

UDARBEJDET

MGME/GNLO

KONTROLLERET

TRLC, LOKL, MHO, TRLC
KELA, GEMN,
GNLO

GODKENDT

INDHOLD

1	Forkortelser	7
2	Referencer	9
3	Indledning	11
3.1	Generelle forudsætninger	13
4	Opsummering og konklusion	14
4.1	Konklusion	14
4.2	Havbundsscreening	17
4.3	Miljøscreening	17
4.4	Layout	17
4.5	Elektriske transmissionsanlæg	18
4.6	Endelig energiproduktion	19
4.7	Omkostninger	20
4.8	Økonomisk rangordning	21
5	Havbundsforhold	23
5.1	Metode	23
5.2	Overordnet konklusion	23
5.3	Gennemsnitlige vanddybder	24
6	Miljø	26
7	Vindressource, layouts og energiproduktion	27
7.1	Nordsøen	27
7.2	Bornholm I + II	30
7.3	Bruttoområder	34
7.4	Tab og produktionsestimater	34
7.5	Produktionsestimater ved 7 GW vindklynge	36

8	Elektriske transmissionsanlæg	37
8.1	Nordsøen	39
8.2	Bornholm 2 GW	41
9	Endelig energiproduktion	45
10	Omkostninger	46
10.2	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	48
11	Økonomisk rangordning	50

1 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

AEP	Annual Energy Production
DK1	Fyn og Jylland
DK2	Sjælland
kV	Kilo Volt (1.000 V)
LCoE	Levetidsomkostninger
MW	Mega Watt (Aktiv effekt)
MVar	Mega Var (Reaktiv effekt)
OSS	Offshore Substation (Havbaseret transformerstation)
PtX	Power to X
RD	Rotordiameter
WTG	Wind Turbine Generator (hele vindmøllen med fundament)
II+III+Vest	Nordsøen II+III samt området vest for Nordsø II + III

2 Referencer

Denne rapport er udarbejdet på baggrund af tidligere udførte "Maj 2020 - finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub". Der refereres i denne rapport til følgende dokumenter:

- Ref. /1/ A132994-2-0 - Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub
- Ref. /2/ A132994-2-1 - Miljø og planmæssige forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /3/ A132994-2-2 – Havbund og geologiske forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /4/ A132994-2-3 – Vindressource, layouts og energiproduktion for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /5/ A132994-2-4 – Elektriske systemer for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III

Ref. /1/ - Ref. /5/: Rapporter er publiceret på <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/fakta-om-vindenergi>.

3 Indledning

I klimaafspraken af 22. juni 2020 er det besluttet, at der skal opføres to såkaldte energiøer. Energiøerne skal som udgangspunkt fungere som bindeled mellem, i første omgang, to store havvindmølleparker i henholdsvis Nordsøen og Østersøen samt tilhørende transmissionslinjer både til den danske kyst og en eller flere udlandsforbindelser. Det er på sigt hensigten, at energiøerne skal kunne forbindes til yderligere vindmølleparker og tjene andre formål så som energilagring, konvertering til andre energikilder (PtX) m.m.

Der er tale om at energiøen i Nordsøen skal være en sænkekasse-ø eller platformsløsning, der er dimensioneret til en 3 GW havvindmøllepark. Øen vil være placeret ca. 100 km fra den danske kyst og skal fungere som bindeled med to transmissionslinjer til henholdsvis Danmark og et land i området. I Østersøen vil Bornholm fungere som energiø. Her skal der nødvendige bindeled mellem en 2 GW vindmøllepark i Østersøen og transmissionslinjer til dels Østdanmark og et naboland erhverves og projekteres. I første fase af projektet skal øerne således kun fungere som platform for dette udstyr.

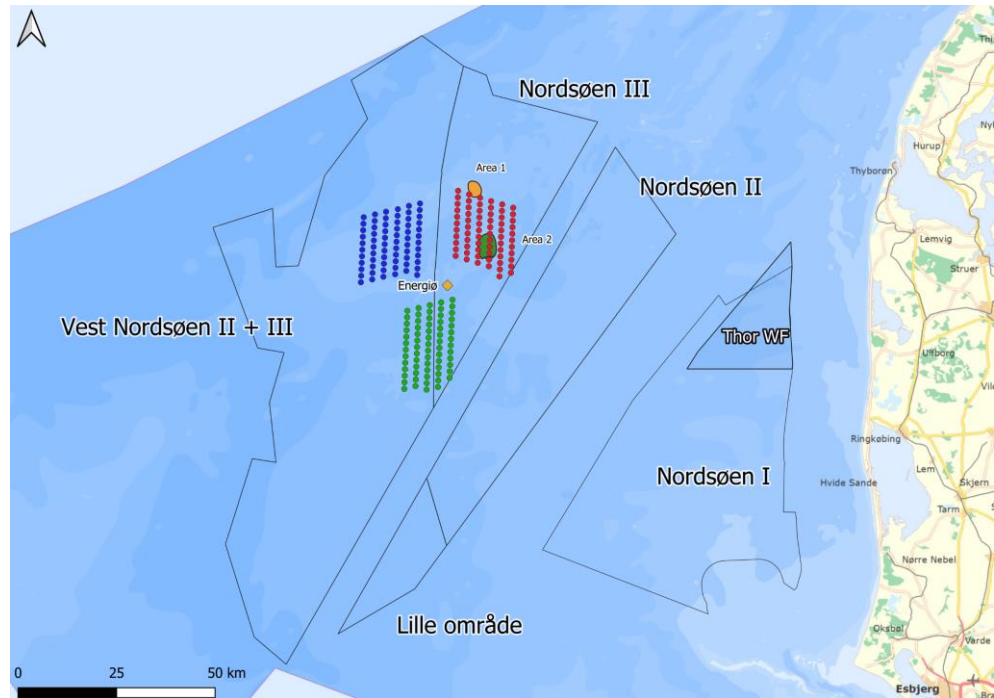
For at udpege områder for energiøer og vindmølleparker har Energistyrelsen i samarbejde med COWI A/S igangsat en nærmere screening af bruttoområder, hvor forskellige placeringer blive rangeret økonomisk. Rapporten fra 2020 der sammenfatter denne screening med hensyn til miljømæssige forhold, havbundsundersøgelser, vindressourcer og elektriske systemer, kan ses i Ref. /1/ og danner grundlag for de videre undersøgelser i nærværende rapport.

I forlængelse af denne screening har Energistyrelsen valgt at udvide de to områder ved Bornholm samt at lave en ny screening for Nordsøen, under hensyntagen til eksisterende infrastruktur og miljøbeskyttelse.

Der vil derfor i dette studie blive foretaget ny screening for placering af energiø og havvind for henholdsvis Nordsøen og Bornholm samt fastlæggelse af LCoE.

Nordsøen

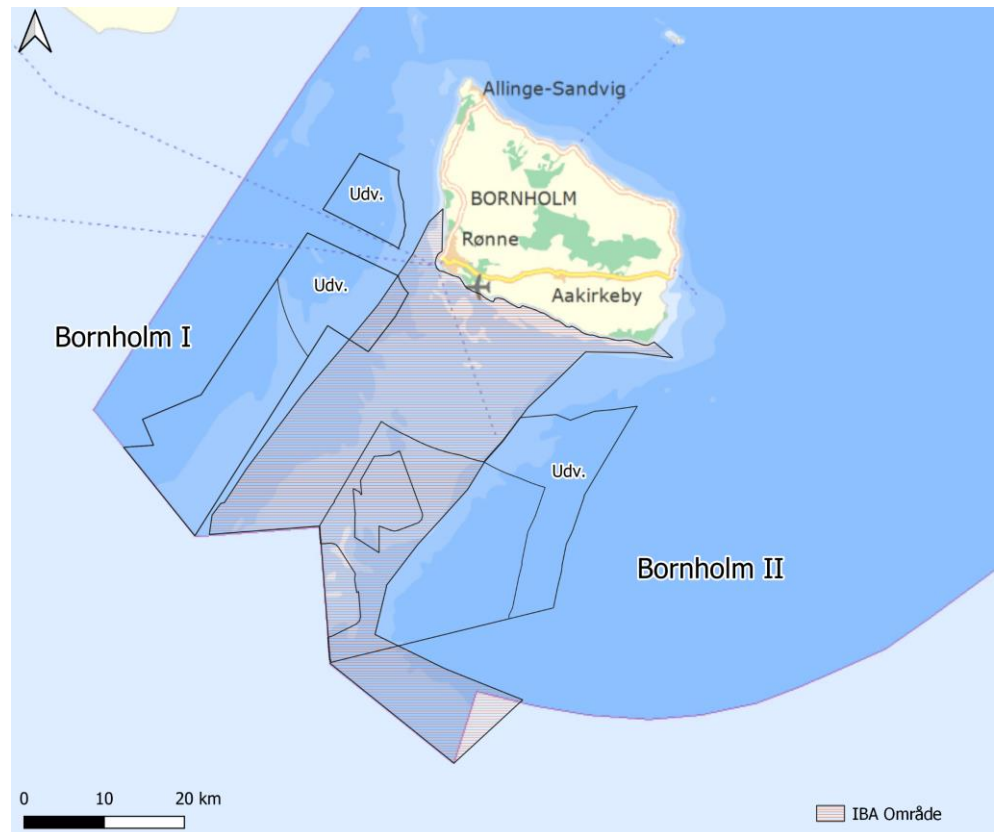
Ved første finscreening blev energiøen placeret som vist på Figur 3 1 (Ref. /1/). I nærværende rapport vil energiøen blive rykket ind i det røde område som vist på Figur 3 1 da energiøen kan placeres i et andet område end først antaget. Dette fører til at de omkringliggende 3 GW havvind også flyttes. Revideret placering af energiø og 3 GW havvind medfører opdaterede LCoE-beregninger.



Figur 3-1 Overblik over områderne omfattet af Finscreening 2020.

Østersøen (Bornholm)

Finscreeningen fra 2020 viser, at bruttoområder for Energiø Bornholm II har overlap med et vigtigt fugleområde (IBA). Energistyrelsen har derfor valgt at undersøge en mulig udvidelse af de to områder ved Bornholm (Bornholm I og II). I en grovscreening udført af Energistyrelsen er der identificeret nogle reviderede potentielle bruttoområder som kan ses i Figur 3-2 (Bornholm 1 inkl. Udvidet område samt Bornholm II inkl. udvidet område).



Figur 3-2 Områder for placering af vindmøller udenfor Bornholm inkluderet udviklingsområder.

De opdaterede områder for Bornholm medfører behov for opdatering af LCoE-beregningerne for følgende to scenarier med samlet installeret effekt på 2 GW:

1. Fuld udnyttelse af Bornholm I inkl. udviklingsområdet med 2 GW installeret kapacitet
2. Installeret effekt på 1 GW i Bornholm I og 1 GW i Bornholm II (inkl. udviklingsområdet, hvis nødvendigt)

3.1 Generelle forudsætninger

Dette studie udføres i umiddelbar forlængelse af Finscreening 2020 (Ref. /1/), hvorved alle relevante forudsætninger og data overføres til dette studie. Kun resultater som afviger fra Finscreening 2020 er vist i nærværende rapport.

4 Opsummering og konklusion

Resultaterne der afviger fra Finscreening 2020, for den nye placering af energigøen og vindmølleparkerne i Nordsøen og de to nye layout-scenarier for Bornholm, er opsummeret i dette afsnit.

4.1 Konklusion

Med de nye placeringer af energigøen og vindmølleparkerne for henholdsvis Nordsøen og Bornholm er levetidsomkostningerne udregnet igen. De opdaterede levetidsomkostningerne (LCoE) for de tre layouts er vist i Tabel 4-1.

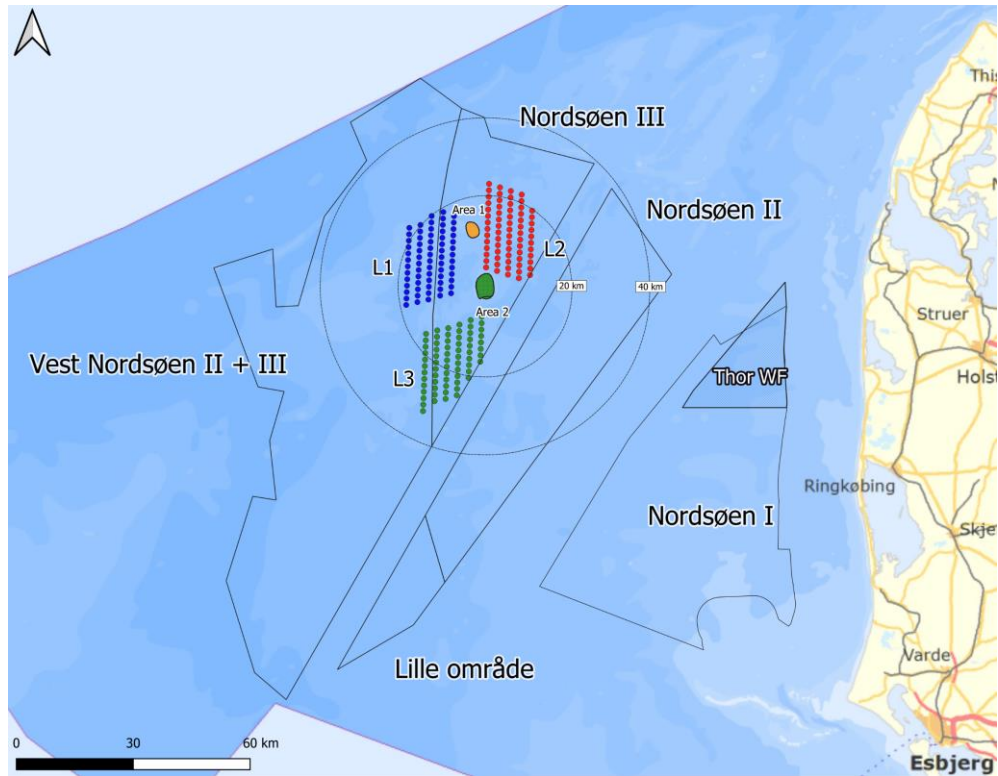
Tabel 4-1 Rangordning af havmøllerparker ud fra levetidsomkostningerne med udgifter til energiø/hub og eksportsystemer.

SITE/LAYOUT	(DKK/kWh)	(DKK/MWh)	(EUR/MWh) ¹
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW 2 GW tilsluttes det danske net og 1 GW tilsluttes en udenlandsforbindelse. Inklusiv energiø/hub	0,46	459	61,6
Bornholm I – 2 GW 1 GW tilsluttet DK2 og 1 GW tilsluttet udland	0,48	480	64,4
Bornholm I + II – 2 GW 1 GW tilsluttet DK2 og 1 GW tilsluttes udland	0,49	490	65,8

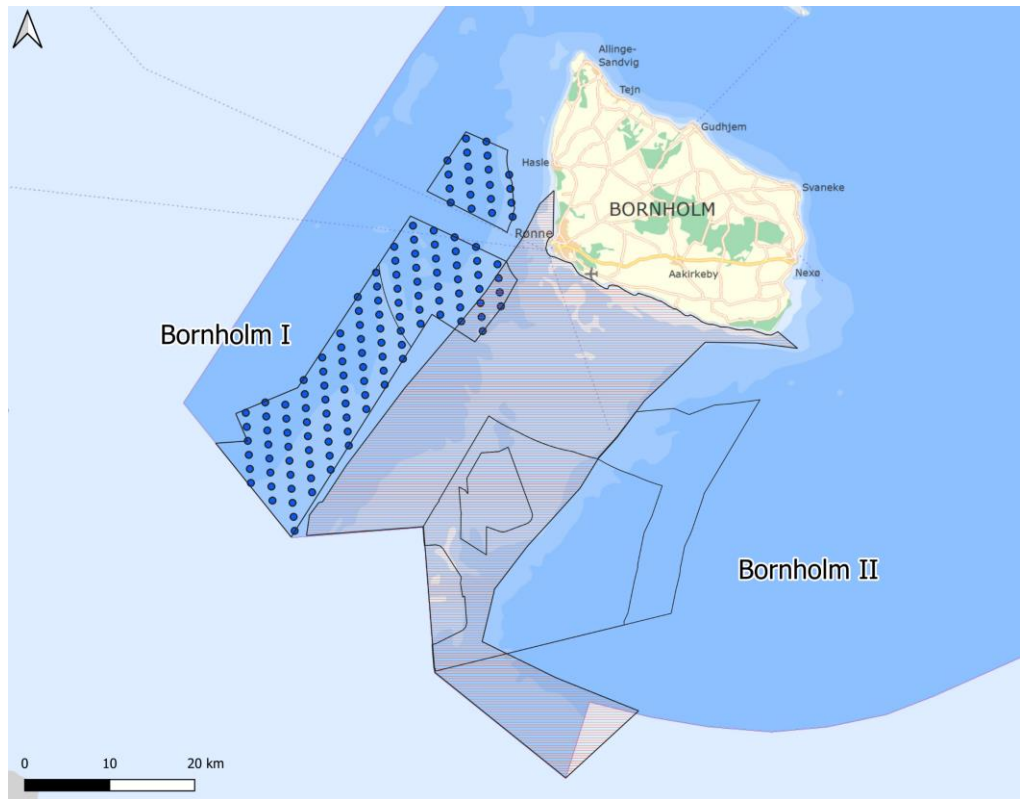
Som der fremgår af tabellen, er levetidsomkostningerne for de opdaterede placeringer af energiøen og vindmølleparkerne uændret siden Finscreening 2020. Der er en lille ændring i fundamentalsomkostninger for Bornholm I+II (2 GW), da flere vindmøller er placeret på dybere vand end i Finscreening 2020-layoutet. Dette giver dog ingen udslag i tabellen, da tabellen viser afrundede tal.

Figurerne nedenfor viser de nye layouts for henholdsvis Nordsøen og Bornholm (scenarie 1 og 2). Det kan ses i Figur 4-1 at der er to mulige områder at bygge energiøen på indenfor de givende rammer. Disse to områder, område 1 (orange) og område 2 (grøn), ligger i Nordsøen III udbudsområde og har et areal på henholdsvis ca. 10,7 km² (1070 ha) og ca. 23,5 km² (2350 ha). I de to områder er der gode vindforhold, plads til vindmølleparker samt god afstand til kysten i forhold til transmissionsmuligheder og konstruktionsprocessen.

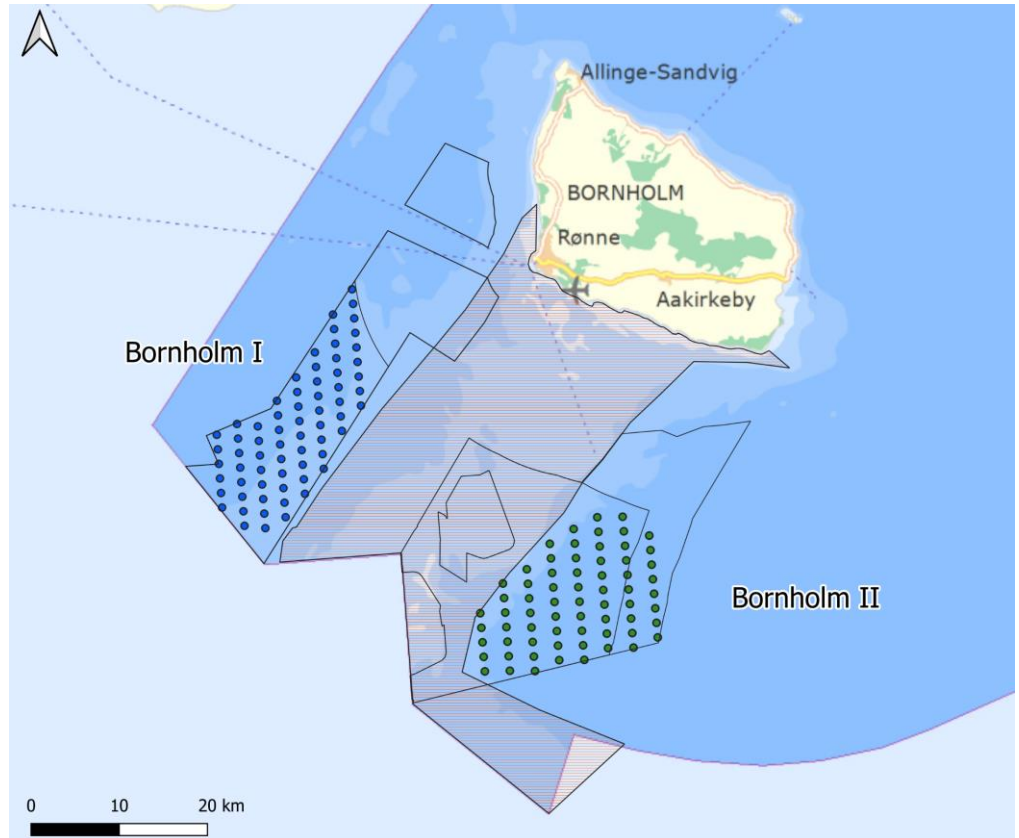
¹ DKK/EUR = 7,45



Figur 4-1 Resulterende 3 GW layout for Nordsøen II+III+Vest



Figur 4-2 Område ved Bornholm og forslag til placering af møllerne i Layout 1.



Figur 4-3 Bornholm område og forslag til placering af møllerne i Layout 2 (Bornholm I) og Layout 3 (Bornholm II).

4.2 Havbundsscreening

Med opdaterede placeringer er der stadig mulighed for at alle områder kan anvendes til opstilling af havvindmøller ud fra en geologisk og geoteknisk betragtning. Da den gennemsnitlige fundamentsdybde for Bornholm II – L3 er steget til 46,4 m, og fundamentsomkostninger er derfor højere for denne lokation.

4.3 Miljøscreening

Miljøundersøgelse for denne screening antager, at alle analyser og fund fra Ref. /2/ stadig er gyldige og der er derfor ikke foretaget yderligere miljøundersøgelser i nærværende rapport. På grund af den mere kystnære placering i udviklingsområderne anbefaler COWI, at der bliver lavet yderligere undersøgelser af de visuelle påvirkninger og andre forhold knyttet til den kystnære placering af vindmølleparkerne i Østersøen.

4.4 Layout

Den foreslåede placering af møllerne inden for hvert område kan ses af Figur 4-1, Figur 4-2 og Figur 4-3 ovenfor. Det er forudsat, at de nye vindmølleparker består af individuelle parker på 1 GW installeret effekt hver.

I Tabel 4-2 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmølleparklayouts samt bruttoområdet og den planlagte mølletæthed.

Tabel 4-2 Bruttoområde, størrelser.

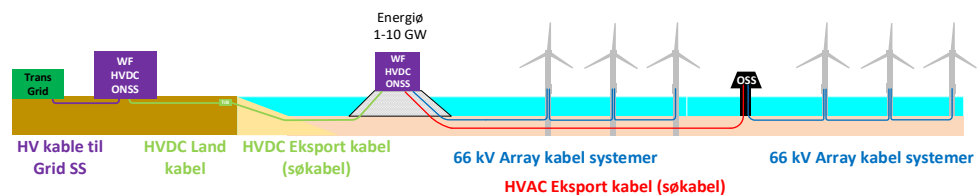
Park	Parkareal (km ²)	Bruttoområde areal (km ²)	Mølletæthed (km ² /MW)
Nordsøen II+III+Vest - L1	233,4	375,2	0,23
Nordsøen II+III+Vest - L2	234,3	394,8	0,23
Nordsøen II+III+Vest - L3	240,2	353,9	0,24
Bornholm I - L1	440,3	494,3	0,22
Bornholm I - L2	203,9	270,2	0,20
Bornholm II - L3	248,9	338,8	0,25

4.5 Elektriske transmissionsanlæg

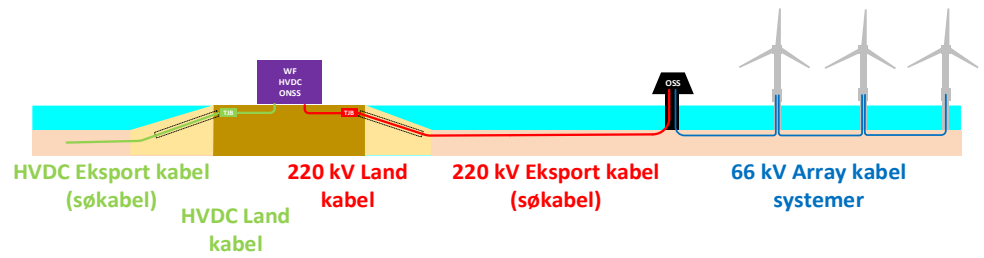
Den elektriske infrastruktur udviklet og anvendt i 2020 Finscreeningen (Ref. /5/) danner grundlag for beregning af CAPEX, elektriske tab samt fastlæggelse af LCoE i denne rapport. Der er tale om tilnærmede data, men de vurderes at danne acceptabelt grundlag for de ændrede layouts som anvendes i denne rapport.

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 den 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 (maksimalt ≈40 km) at anvende en HVAC-løsning mellem en klynge af møller og selve energiøen. Se Figur 4-4.
- > 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 ≈40 km, etableres vindmølleparkerne i klynger af 500 MW og med tilhørende 220 kV AC-eksportsystem som føres til land. Se Figur 4-5.



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



Figur 4-5 Elektrisk infrastruktur, Bornholm.

4.6 Endelig energiproduktion

Den estimerede årlige energiproduktion, efter langtidskorrektur og tab (inkl. elektriske tab opgjort ved tilslutningspunktet til Energinets Hovedstation), er fratrukket i Tabel 4-3.

Tabel 4-3 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	14 426 747	757 000	13 669 747
Bornholm I - 2 GW	9 169 927	625 780	8 544 147
Bornholm I+II - 2 GW	9 165 120	625 780	8 539 340

Tabellen viser højere AEP end beregnet i Finscreening 2020, da placeringen af vindmøllerne i forhold til hinanden er blevet yderligere optimeret.

4.7 Omkostninger

Investeringsomkostningerne består af følgende hovedposter, alle inklusiv installation:

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

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

Site/Layout	Nordsøen II+III+Vest 3 GW	Bornholm I 2 GW	Bornholm I+II 2 GW
WTG	23 058 419	15 028 124	15 372 279
Fundamenter	10 382 320	6 246 080	6 888 270
Arraykabler	4 052 000	1 157 000	1 158 000
Eksportsystem	17 100 000	15 900 000	15 900 000
Energiø ²	3 600 000	0	0
Udvikling	937 500	625 000	625 000
Total	59 130 239	38 956 204	39 943 549
Installeret effekt (MW)	3 015 ³	1 965 ⁴	2 010 ⁵
1000 kr /MW	19 612	19 825	19 872

Investeringsomkostningerne for de tre projekt-scenarier er tæt på uændret fra Finscreening 2020, hvis man vægter i forhold til den samlede installerede effekt for hvert projektscenarie. Fundamentsomkostningerne er de omkostninger der afviger mest fra Finscreening 2020, da disse er placeret på dybere havbundsni-veau.

4.8 Økonomisk rangordning

Baseret på den endelige energiproduktion samt de samlede investerings-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er levetidsomkostningerne per kWh præsenteret i Tabel 4-5. Beregningerne er baseret på en levetid på 30 år og en diskonteringsrate på 8 %.

² Dette er et meget groft overslag baseret på generelle erfaringer, der ikke er relateret til specifikke projektrelaterede detaljer.

³ 3x67 15 MW møller

⁴ 131 x 15 MW møller ved Bornholm I

⁵ 134 x 15 MW møller ved Bornholm I og II

Tabel 4-5 Rangordning af havmølleparker ud fra levetidsomkostningerne for de 5 havmølleparker.

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	0,46	459	61,6
Bornholm I – 2 GW	0,48	480	64,4
Bornholm I+II - 2 GW	0,49	490	65,8

De 3 x 1 GW layouts i Nordsøen II+III+Vest er, ligesom for Finscreening 2020, billigere end de to scenarier ved Bornholm. De øgede omkostninger koblet til fundamentterne for Bornholm I+II er så minimale, at det ikke giver udslag i de afrundede værdier for LCoE.

5 Havbundsforhold

Som udgangspunkt er der ikke i dette studie foretaget yderligere undersøgelser af havbundsforhold, og der henvises til 2020 Finscreening (Ref. /3/). Der er dog foretaget en grovscreening af udvidelsesområderne ved Bornholm for at sikre, at havbundsforhold og funderingsmæssige forhold er sammenlignelige med de oprindelige screeningsområder for Bornholm I og II.

5.1 Metode

Screeningen af de geologiske- og funderingsmæssige forhold i relation til etablering af nye havvindmølleparker og energiøer/hubs er baseret på offentligt tilgængelige data og resultater. Der er foretaget en GIS-baseret vurdering af de geologiske- og funderingsmæssige forhold i relation til egnethed i forhold til etablering af havvindmøller.

5.2 Overordnet konklusion

Regionalgeologisk findes i området en meget varieret geologi og forventet stor strukturel kompleksitet inden for funderingsdybden med glaciale lag, kalkformationer og ældre jurassisk silt, sand og lersten.

Bornholm I – udvidelser 1 og 2

De geologiske forhold i udvidelsesområderne 1 og 2 svarer til figur 6 i Ref. /3/, SV-NØ-profil gennem Bornholm I-området, nærmere bestemt den nordøstlige del (Rønne Graven).

Både udvidelse 1 og 2 befinder sig i Rønne Graven, som den nordlige del af Bornholm I-området. Havbundsforhold og vanddybder vurderes at være tilsvarende Bornholm I-området.

Bornholm II – udvidelse 1

De geologiske forhold i udvidelsesområde 1 svarer til figur 7 i Ref. /3/, NV-SØ-profil gennem Bornholm II-området, nærmere bestemt den sydøstlige del (Risebæk Graven).

Bornholm II udvidelse 1 krydser en NS-gående hovedforkastning og strækker sig ind i Darlowo Blokken. Denne forkastning forventes i funderingsdybden ikke at have betydning for de geologiske forhold – derfor vurderes de geologiske forhold at være tilsvarende forholdene i Risebæk Graven i Bornholm II-området.

Vanddybden i Bornholm II udvidelse 1-området varierer fra 40 til 60 m.

Bornholm II – udvidelse 2

De geologiske forhold i udvidelsesområde 2 svarer til figur 7 i Ref. /3/, NV-SØ profil gennem Bornholm II-området, nærmere bestemt den sydøstlige del (Risebæk Graven).

Som den nordøstlige del af Bornholm II-området, befinder udvidelse 2 sig i Risebæk Graven. Havbundsforholdene vurderes at være tilsvarende Bornholm II.

Vanddybden i Bornholm II udvidelse 2-området varierer fra 30 til 60 m.

Bornholm II – udvidelse 3

De geologiske forhold i udvidelsesområde 3 svarer til figur 7 i Ref. /3/, NV-SØ profil gennem Bornholm II-området, nærmere bestemt den sydøstlige del (Risebæk Graven).

Som i udvidelse 1, krydser udvidelsesområde 3 en NS-gående hovedforkastning og strækker sig ind i Darlowo Blokken. Denne forkastning forventes i funderingsdybden ikke at have betydning for de geologiske forhold – derfor vurderes de geologiske forhold at være tilsvarende forholdene i Risebæk Graven i Bornholm II-området.

Vanddybden i Bornholm II udvidelse 3-området varierer fra 40-55 m.

5.3 Gennemsnitlige vanddybder

De nye placeringer for vindmølleparkerne fører til nye værdier for den gennemsnitlige vanddybde for hver enkelt vindmøllepark. Dette er vist i Tabel 5-1.

Tabel 5-1 Gennemsnitlig vanddybde for vindmølleparkerne.

	Gennemsnitlige vanddybde (m)
Nordsøen II+III+Vest - L1	39,5
Nordsøen II+III+Vest - L2	38,2
Nordsøen II+III+Vest - L3	39,3
Bornholm I - L1	40,0
Bornholm I - L2	40,5
Bornholm II - L3	46,4

Den gennemsnitlige vanddybde er steget for de fleste vindmølleparker sammenlignet med Finscreening 2020. Dog er Bornholm I+II L3 den vindmøllepark der afgiver mest.

6 Miljø

Miljøundersøgelse for denne screening antager, at alle analyser og fund fra Ref. /2/ stadig er gyldige og der er derfor ikke foretaget yderligere miljøundersøgelser i nærværende rapport. På grund af den mere kystnære placering i udviklingsområderne anbefaler COWI, at der bliver lavet yderligere undersøgelser af de visuelle påvirkninger og andre forhold knyttet til den kystnære placering af vindmølleparkerne i Østersøen.

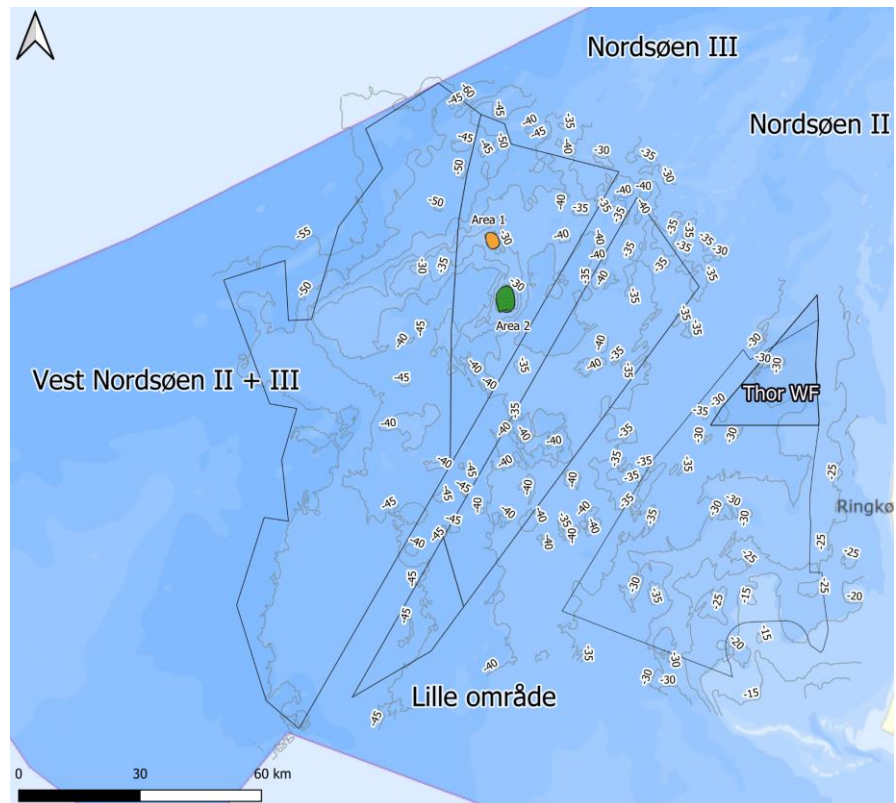
7 Vindressource, layouts og energiproduktion

Antagelserne præsenteret i rapporten for 2020 Finscreening (Ref. /4/) hvor vindressource, layout og energiproduktion er undersøgt danner grundlag for undersøgelsen i nærværende afsnit. Screeningen er gentaget med de nye modifikationer for Nordsøen og Bornholm som anmodet af Energistyrelsen.

Der er ingen vindmølleparker i drift i nærheden af de vurderede områder. Derfor er de fremlagte beregninger kun relateret til de nye vindmølleparker, der skal installeres.

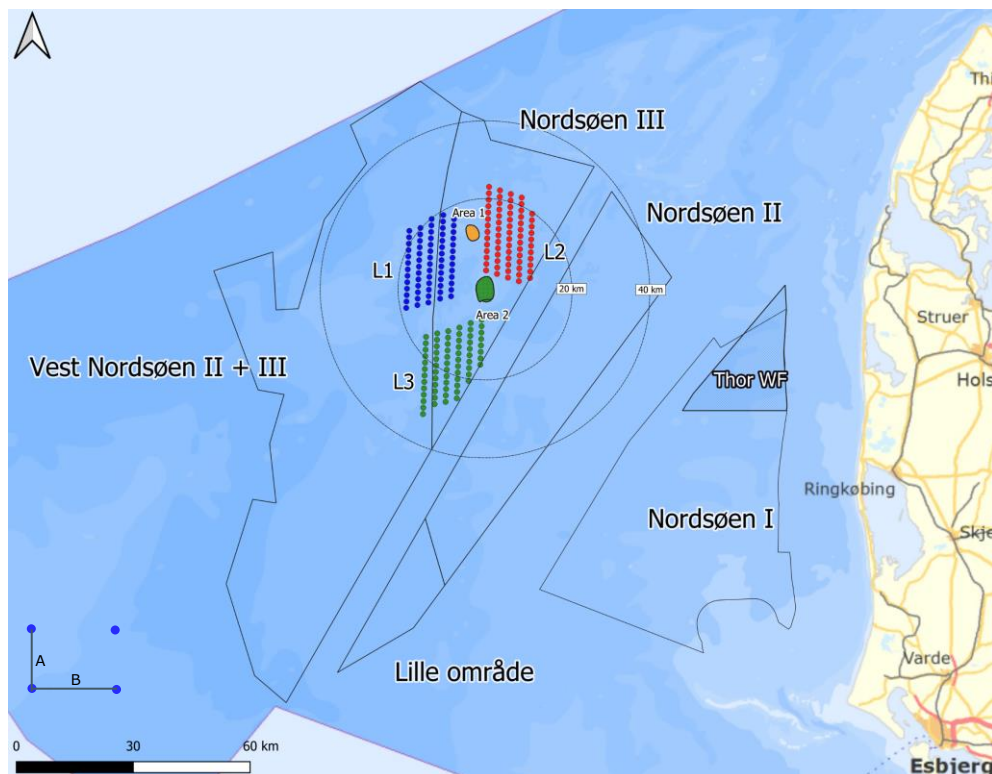
7.1 Nordsøen

For Nordsø-området danner muligheden for placering af energiø på vanddybde på 26-27 m to områder, ved navn område 1 og område 2, på henholdsvis ca. 10,6 km² og 23,5 km², udgangspunkt for placering af energiø og vindmølleparke. Figur 7-1 viser vanddybderne i Nordsø-området, inklusiv område 1 og område 2.



Figur 7-1 Vanddybde ved Nordsøen-området, inklusive nye områder med lavt vand (orange og grøn).

De 3 GW havvind i Nordsøen II+III+Vest er placeret mest fordelagtig i forhold til den opdaterede placering af energiøen. Figur 7-2 viser således, hvordan det er muligt at reservere plads til tre havvindmølleparker inden for en radius på cirka 40 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 7-2 Resulterende 3GW layout for Nordsøen II+III+Vest.

I Layout 1 (L1) dækker møllerne et område på 233,4 km² som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,31 MW/km²). I Layout 2 (L2) dækker møllerne et område på 234,3 km², som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,29 MW/km²). I Layout 3 (L3) dækker møllerne et område på 240,2 km², som svarer til en mølletæthed på 0,24 km²/MW (4,18 MW/km²). Se koordinater for alle vindmølleplaceringer for Nordsøen i Bilag A.1.

Bemærk at den totale installerede kapacitet kan øges yderligere eftersom flere vindmøller kan tilføjes hvert layout, da bruttoområdet er 30% større end parkområderne (se Tabel 7-1).

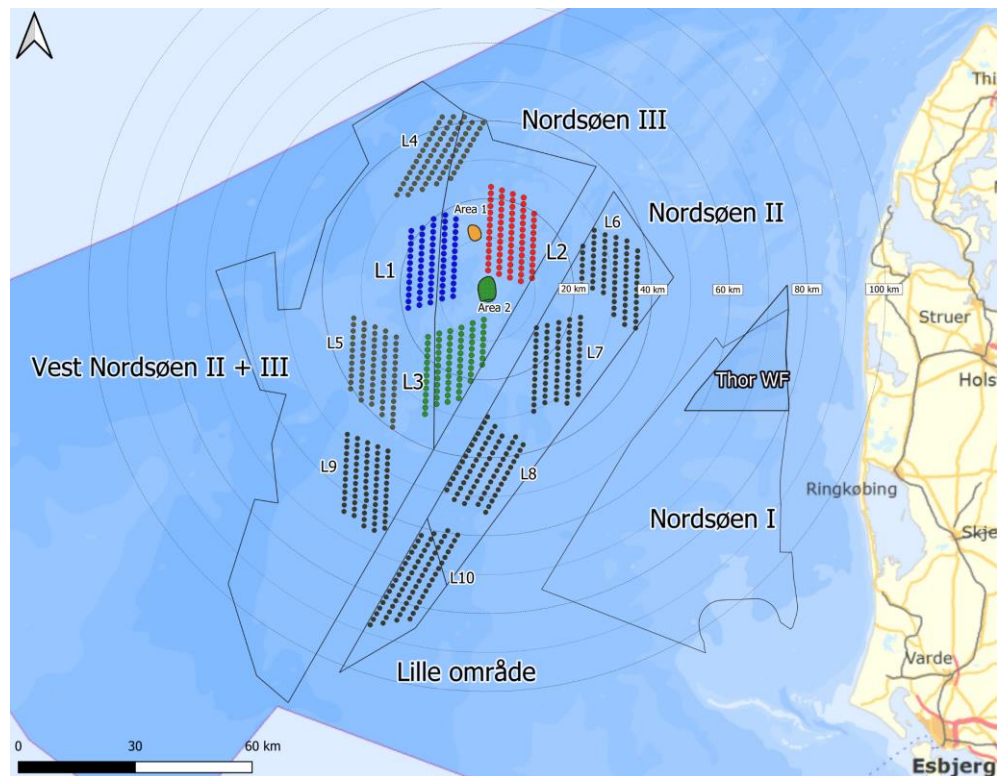
Afstanden mellem møllerne (A og B på Figur 7-2) er:

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2832 m / 12 RD

I lighed med de optimerede 3 GW udføres placeringen af de 7 GW vindmølleparkslynger under hensyntagen til miljø, havbundsforhold samt afstanden til Energiø. Dette gøres, da Energiø skal etableres som knudepunkt for hele 10 GW havvindmølleudvikling. Det er vigtigt at fremhæve, at det er muligt at øge den installerede kapacitet yderligere på de tilgængelige områder (dvs. Nordsøen II + III + Vest og Lille område), specielt mod syd og vest.

De resterende 7 GW er placeret inden for 87 km radius fra energiøen med en minimumsafstand mellem vindmølleparkerne på 8 km. Placeringen af de 7 GW er baseret på et studie, hvor den laveste LCoE opnås i hele området.

Der er begrænset variation i flere af de undersøgte parametre, hvorfor vanddybden, i intervallet 20-55 m, er afgørende for placering af vindmølleparkerne. Figur 7-3 viser layouts af potentielle vindmølleparker og placeringen af energiø inklusiv afstandslinjer fra 10 til 100 km af energiø.



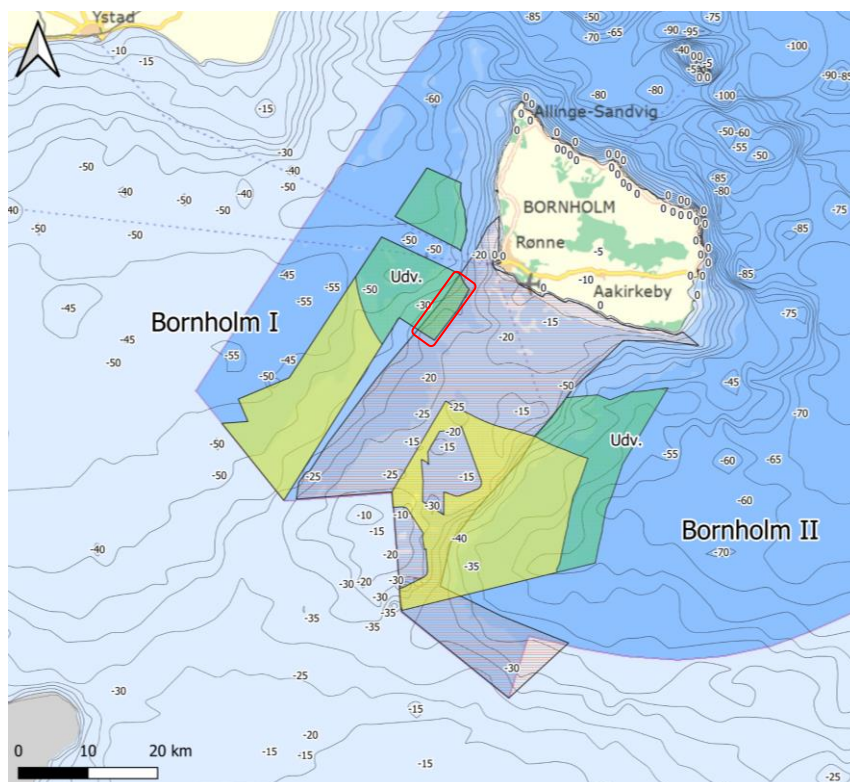
Figur 7-3 Resulterende 10 GW layout for Nordsøen II+III+Vest.

7.2 Bornholm I + II

For Bornholm-området er de undersøgte områder blevet udvidet mod Bornholm ø. Energistyrelsens anmodning drejer sig om undersøgelsen af to scenarier: 2 GW installeret effekt i område Bornholm I og 1 GW installeret effekt i henholdsvis Bornholm I og II.

Det udpegede område og vanddybderne i Østersøen er vist i Figur 7-4. Det nye udvidede område (udvidelsen af det disponible område er mod Bornholm ø) giver i alt 494 km² for Bornholm I og 663 km² for Bornholm II. Vindressourcen er lidt bedre for Bornholm I sammenlignet med Bornholm II. Energistyrelsen informerede om, at den østligste del af Bornholm I (i overlap med IBA) er godkendt til brug i finscreening for placering af havvindmøller. Derfor placeres der i Layout 1 havvindmøller i dette område, vist på Figur 7-7 som det røde rektangel.

Det skal bemærkes, at grundet afstanden mellem områderne og landføringen nord for Hasle, er designet baseret på installation af transformerplatforme til hvert område.

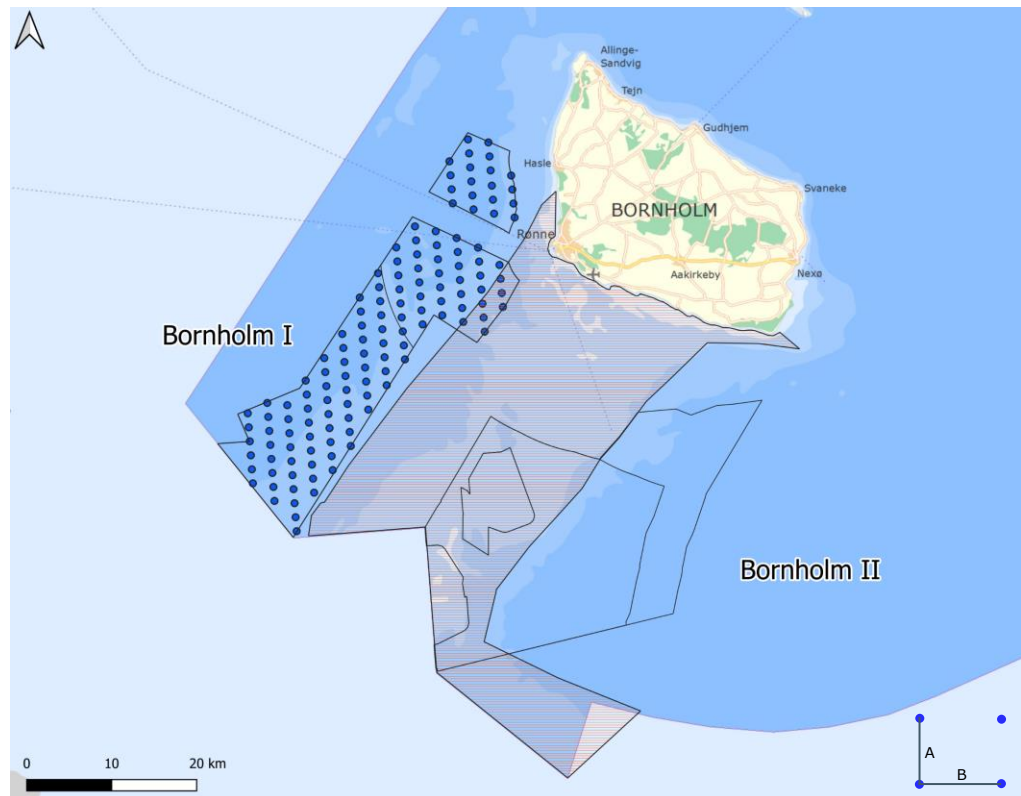


Figur 7-5 Område ved Bornholm (gul) inklusive udvidet område (grøn) og IBA-begrænsningsområdet (orange). Område inden for IBA godkendt af Energi styrelsen (rødt rektangel).

7.2.1 2 GW Bornholm I - Layout 1

På Figur 7-6 ses området og forslag til layout. Hovedfokus er at få placeret vindmøller svarende til 2 GW installeret kapacitet.

For at placere vindmøllerne inden for Bornholm I og opnå en installeret kapacitet på 2 GW er det nødvendigt at installere ca. 134 vindmøller. Hvis de 134 vindmøller bliver indstalleret på dette område vil afstanden mellem møller og rækker være mindre end hvad der normalvis tilstræbes. Det vil føre til et relativt stort skyggetab pga. de mange vindmøllerækker og mindre afstand mellem vindmøllerne. For at undgå dette er der dermed i dette layout 131 vindmøller på Bornholm I svarende til 1,965 GW installeret kapacitet. Med dette layout og antal vindmøller installeret er der derfor ikke muligt at opretholde minimumsafstanden på 20 km til Bornholms kyst for alle vindmøller.



Figur 7-6 Område ved Bornholm og forslag til placering af møllerne i Layout 1.

I Layout 1 (L1) dækker 131 møller et område på 440,3 km² som svarer til en mølletæthed på 0,22 km²/MW (4,46 MW/km²). Se koordinater for alle vindmølleplaceringer for Bornholm Layout 1 i Bilag A.2

Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 7-6) er:

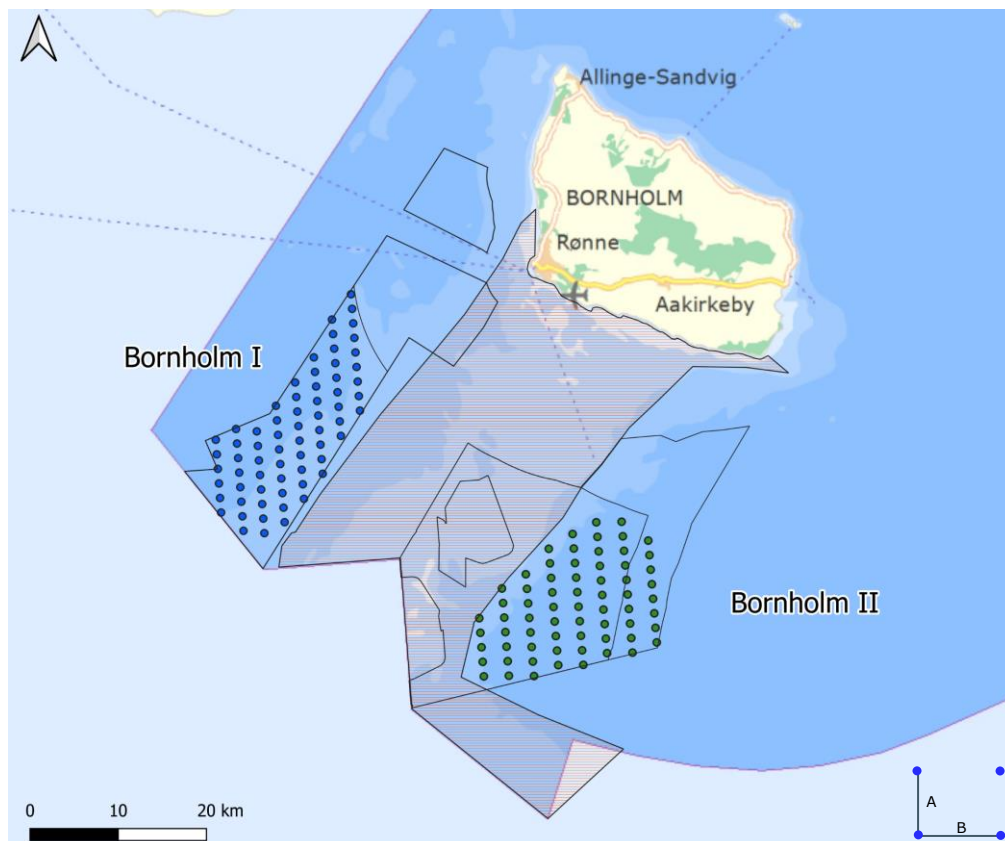
- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2360 m / 10 RD

7.2.2 1 GW Bornholm I (Layout 2) og 1 GW Bornholm II (Layout 3)

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

For at overholde minimumsafstanden fra kysten på 20 km, vil både layout for Bornholm I og II være placeret sydvestligt i de givne område.

Mølleafstanden er mindre for Bornholm I sammenlignet med Bornholm II. Som en konsekvens heraf er skyggetabet størst for Bornholm I. For Bornholm I er de 67 vindmøller placeret i det samme område som for Finscreening 2020, mens for Bornholm II er nogle af de 67 vindmøller placeret i udvidelsesområdet. Bornholm II har dermed en højere gennemsnitsvanddybde for vindmøllerne sammenlignet med Finscreening 2020, hvilket fører til højere omkostninger for fundaments installation.



Figur 7-7 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 203,9 km², som svarer til en mølletæthed på 0,20 km²/MW (4,92 MW/km²), mens i Layout 3 dækker 67 møller et område på 248,9 km², som svarer til en mølletæthed på 0,25 km²/MW (4,04 MW/km²). Se koordinater for alle vindmølleplaceringer for Bornholm Layout 2 og 3 i Bilag A.2

Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 7-7) er:

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (i hovedvindretningen – Bornholm I): 2360 m / 10 RD
- > Afstand B (i hovedvindretningen – Bornholm II): 2832 m / 12 RD

7.3 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.

I Tabel 7-1 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmølleparklayouts samt bruttoområdet. Koordinaterne for bruttoområderne kan findes i Bilag B.

Tabel 7-1 Bruttoområde, størrelser.

Park	Park areal (km ²)	Bruttoområde areal (km ²)
Nordsøen II+III+Vest - L1	233,4	375,2
Nordsøen II+III+Vest - L2	234,3	394,8
Nordsøen II+III+Vest - L3	240,2	353,9
Bornholm I+II - L1	440,3	494,3 ⁶
Bornholm I - L2	203,9	270,2 ⁷
Bornholm II - L3	248,9	338,8 ⁸

7.4 Tab og produktionsestimater

I Tabel 7-2 ses et resume af input til beregningen af layout-energi og i Tabel 7-3 ses bruttoproduktion, skyggetab, parkproduktion (efter skyggetab er fratrukket), tab og korrektioner samt nettoproduktionen for hvert af de foreslåede møllelayouts i de to områder.

Tabel 7-2 Beregningsinputoversigt for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

Park	Turbineafstand [RD ⁹]	Layout [km ²]	Effektæthed [MW/km ²]	Mølletæthed [km ² /MW]	Bruttoområde [km ² /MW]
Nordsøen II+III+Vest - L1	7 x 12 RD	233,4	4,31	0,23	375,2
Nordsøen II+III+Vest - L2	7 x 12 RD	234,3	4,29	0,23	394,8
Nordsøen II+III+Vest - L3	7 x 12 RD	240,2	4,18	0,24	353,9
Bornholm I - L1 ¹⁰	7 x 10 RD	440,3	4,46	0,22	494,3
Bornholm I - L2	7 x 10 RD	203,9	4,93	0,20	270,2
Bornholm II - L3	7 x 12 RD	248,9	4,04	0,25	338,8

⁶ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

⁷ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal bortset fra områdets udvidelse.

⁸ Brutto område med 30 % udvidelse tager hensyn til afstand til kyst på 20 km.

⁹ Rotordiameter = 236 m

¹⁰ 1,965 GW i Bornholm I

Den resulterende bruttoenergiproduktion, skyggetab og nettoenergi er vist i Tabel 7-3.

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. 6,6 % sammenlignet med parklayouts ved Bornholm.

Vindklyngerne i Nordsøen på tilsammen 3 GW har med optimerede layouts sammenlignende karakteristika, især med hensyn til vindmølleafstanden. Som et resultat er skyggetabet stort set det samme. Da vindressourcerne er noget bedre på Layout 1- og Layout 2-placeringen er både brutto- og nettoenergien her højere sammenlignet med Layout 3. For Bornholm-området er skyggetabet størst ved Layout 2 grundet den relativt korte afstand mellem møllerne og et øget antal vindmøller. Layout 2 og 3 har lignende brutto, skyggetab og nettoenergi.

Som forventet giver 2 GW layoutet (Layout 1) med den største mølletæthed også det største skyggetab.

For alle layouts i denne undersøgelse er en optimeret placering af vindmøllerne blevet indført. Vindmøllesøjlerne i layoutet er placeret forskudt, så afstanden mellem vindmøllerne i hovedvindretning er større end i Finscreening 2020. Dette resulterer i en øget energiproduktion for vindmølleparkerne.

Tabel 7-3 Produktionsestimater for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

Park	Brutto- produktion [GWh/y]	Skygge- tab ¹¹ [%]	Park- produktion ¹² [GWh/y]	Tab & LT- korrektio ¹³ [%]	Netto- produktion [GWh/y]
Nordsøen II+III+Vest - L1	5480,2	4,7	5221,0	7,8	4815,2
Nordsøen II+III+Vest - L2	5483,9	4,8	5219,8	7,8	4814,1
Nordsøen II+III+Vest - L3	5459,7	4,7	5201,7	7,8	4797,5
Bornholm I - L1 ¹⁴	10360,9	5,8	9763,7	6,1	9169,9
Bornholm I - L2	5162,0	5,5	4875,9	6,1	4579,4
Bornholm II - L3	5164,2	5,5	4882,7	6,1	4585,7

¹¹ Internt skyggetab i vindparken

¹² Inklusive skyggetab

¹³ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 7.6

¹⁴ Ca. 2 GW i Bornholm I

7.5 Produktionsestimater ved 7 GW vindklynge

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

Tabel 7-4 Produktionsestimater for ekstra 7 GW 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 – L4	5500,1	5,4	5205,5	7,8	4800,9
Nordsøen II+III+Vest – L5	5464,2	4,8	5204,3	7,8	4799,9
Nordsøen II+III+Vest – L6	5480,6	4,8	5219,8	7,8	4814,2
Nordsøen II+III+Vest – L7	5445,2	4,8	5180,4	7,8	4777,8
Nordsøen II+III+Vest – L8	5424,4	5,1	5146,1	7,8	4746,2
Nordsøen II+III+Vest – L9	5427,2	5,1	5148,3	7,8	4748,1
Nordsøen II+III+Vest – L10	5409,2	5,0	5137,0	7,8	4737,7

¹⁵ Internt skyggetab i vindparken

¹⁶ Inklusive skygge tab

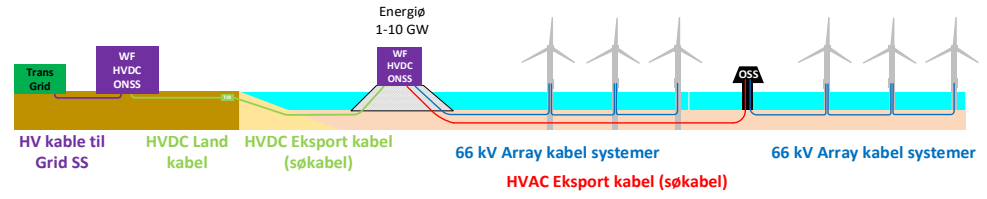
¹⁷ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 7.6

8 Elektriske transmissionsanlæg

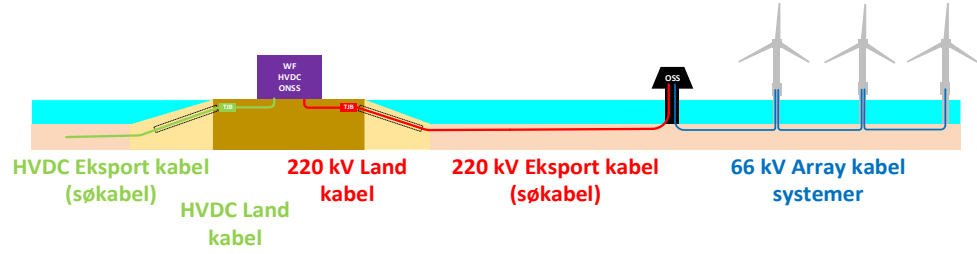
Den elektriske infrastruktur udviklet og anvendt i 2020 Finscreeningen (Ref. /5/) danner grundlag for beregning af CAPEX, elektriske energitab samt fastlæggelse af LCoE i denne rapport. Der er tale om tilnærmede data, der vurderes at danne et acceptabelt grundlag for de ændrede layouts, som anvendes i denne rapport.

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. en maksimal mulig afstand (30-40 km) mellem møllerne og ø'en, at anvende en HVAC-løsning mellem en klynge af møller og selve energiøen. Se Figur 8-1.
- > For Bornholm bliver energiøen placeret på Bornholm nord for Hasle. På grund af afstanden mellem Hasle og hhv. område Bornholm I og II, som overstiger de ovenfor nævnte 30-40 km, etableres vindmølleparkerne i klynger af 500 MW med et tilhørende 220 kV AC-eksportsystem, som føres til land. Se Figur 8-2.



Figur 8-1 Elektrisk infrastruktur, Nordsøen II+III+Vest.

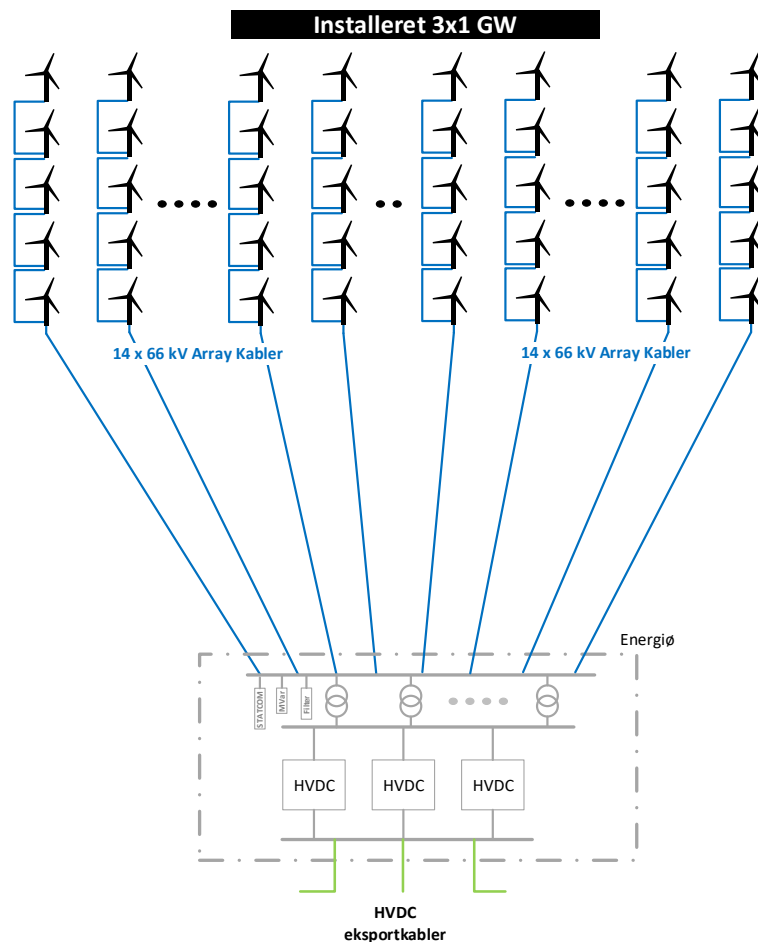


Figur 8-2 Elektrisk infrastruktur, Bornholm.

8.1 Nordsøen

8.1.1 Nordsøen – Elektrisk konfiguration

Den overordnede topologi af det elektriske transmissionssystem 3 GW vindmølleudbygningen Nordsøen II+III+Vest, antages at bestå af en energiø, hvortil vindmøller placeret inden for en radius på op til 30-40 km tilsluttes energiøen direkte på 66 kV niveau. Det antages, at 66 kV opsamlingsnettet mellem vindmøllerne og energiøen udføres i en radial konfiguration med op til 5 møller (75 MW) pr. streng¹⁸. På energiøen transformeres spændingen op og konverteres til HVDC for eksport til land. Figur 8-3 illustrerer et muligt arrangement.



Figur 8-3 Transmissionsanlæg for Nordsøen II+III+Vest.

¹⁸ 6 vindmøller per radial kan også være en mulighed, hvis der anvendes større kabeltværsnit. Dette kan justeres i en detaljeret teknisk/økonomisk optimering på projektniveau.

8.1.2 CAPEX – Elektrisk transmissionsanlæg

CAPEX for de elektriske transmissionsanlæg er fastlagt på basis af anlægsestimater relateret til arraykabler samt øvrige transmissionssystemer og fremgår af Tabel 8-1.

Tabel 8-1 Nordsøen 3 GW – CAPEX-estimat.

Asset	CAPEX [Mio. DKK]	Kommentar
Arraykabler	4052	
HVDC-transmissionssystem	17 100	2 GW til DK1 1 GW til Emshafen - Holland
Total	21 152	

Omkostningerne relateret til transmissionssystemet omfatter HVDC-konverterstationer og HVDC-kabler.

8.1.3 Elektriske tab

De elektriske fuldlasttab i det elektriske opsamlingsystem fastlagt i forbindelse med 2020 Finscreening (Ref. /1/) genanvendes i dette studie, da de ændrede konfigurationer vurderes til at have minimal indvirkning på de tidligere estimater.

Det maksimale effekttab i arraykabelsystemet fremgår af Tabel 8-5

Tabel 8-2 Nordsøen – Maksimale effekttab i arraykabelsystemet.

Effekt tab	Nordsøen II + III + Vest
Installeret effekt [MW]	3015
Samlet fuldlast arraykabeltab [MW]	25
Effekt leveret [MW] ¹⁹	2990

8.1.4 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. Det samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Nordsøen som varierer lidt for de enkelte områder. Det samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. Det samlede årlige effekttab i el-systemet for Nordsøen (3 GW) fremgår af Tabel 8-3.

¹⁹ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne på energiø.

Tabel 8-3 Nordsøen (3 GW) – Samlede årlige effekttab i el-systemet.

Samlede årlige energitab	Parklayout - 3 GW
Arraykabler [GWh/år]	40,4+36,6+39,7=116,7
Eksportsystem [GWh/år]	640
Sum [GWh/år]	757

8.2 Bornholm 2 GW

For Bornholm er det besluttet, at selve øen skal ivaretage opsamling og eksport af energi produceret af vindmølleparkerne. 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.

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

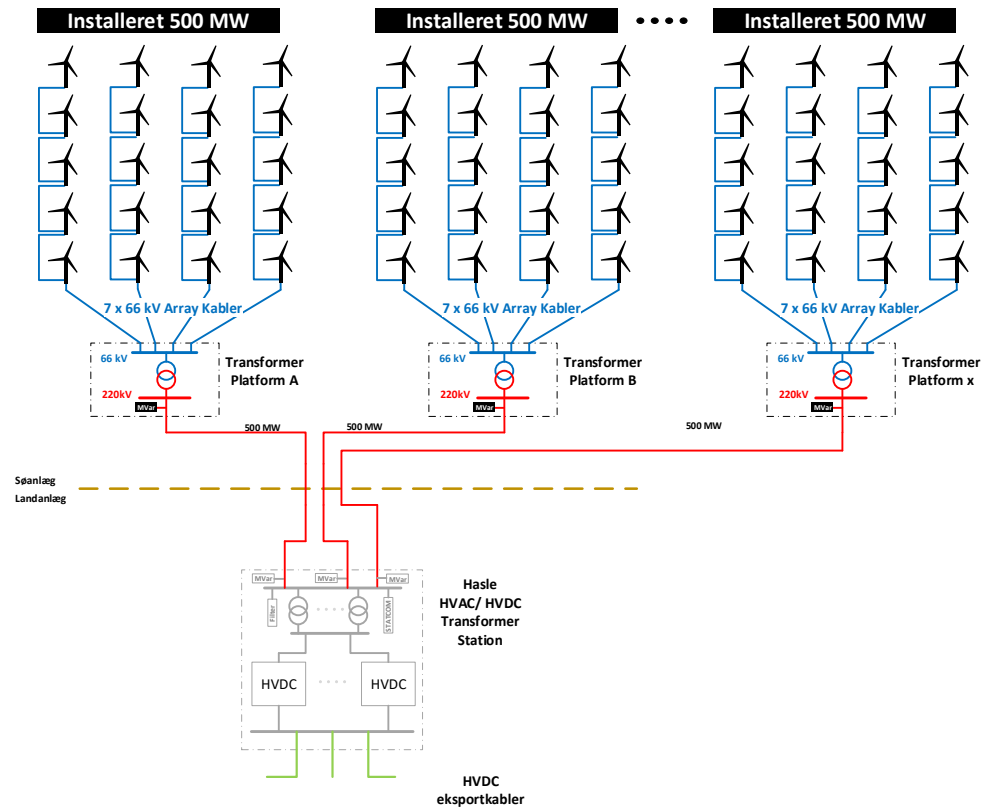
8.2.1 Bornholm I inkl. udvidelsesområder

Den fulde udnyttelse af Bornholm I inklusive udvidelsesområderne 1 og 2 giver mulighed for en samlet installeret kapacitet på 2 GW.

Energien produceret i området Bornholm I inkl. udvidelsesområderne 1 og 2 opsamles via havbaserede transformestationer, hver med en kapacitet på 500 MW, se Figur 8-4. Det vil medføre, at området bestykses med i alt 4 stationer som forbinder vindmølleparkerne til "Ny Hovedstation Hasle".

Det noteres, at udvidelsesområderne 1 og 2 ligger inden for en afstand af 20-25 km fra "Ny Hovedstation Hasle". Dette gør alternative metoder til transport af energien på lavere spændingsniveauer mulige, hvorved en reduktion i antallet af havbaserede transformestationer kan realiseres.²⁰

²⁰ En teknisk-økonomisk optimering omfattende længere 66kV kabler ført til land vs. brug af en 66/132 (245kV) transformert platform anbefales.



Figur 8-4 Transmissionsanlæg for Bornholm.

8.2.2 Bornholm I & II inkl. udvidelsesområder

Med installeret effekt på 1 GW i hhv. Bornholm I og II opnås en samlet installeret kapacitet på 2 GW.

Energien produceret i område Bornholm I & II opsamles via havbaserede transformerstationer, hver med en kapacitet på 500 MW, se Figur 8-4. Dette vil medføre, at 4 styk 500 MW platforme, som forbinder vindmølleparkerne til "Ny Hovedstation Hasle", antages etableret for en 2 GW udbygning. Platformene kan enten være 4 styk i Bornholm I eller fordelt 2 styk i henholdsvis Bornholm I+II.

8.2.3 CAPEX – Elektrisk transmissionsanlæg

CAPEX for de elektriske transmissionsanlæg er fastlagt på basis af anlægsestimater relateret til arraykabler samt øvrige transmissionssystemer og fremgår af Tabel 8-4.

Tabel 8-4 Bornholm 2 GW – CAPEX-estimat [mio DKK].

Asset	Bornholm I 2 GW	Bornholm I+II 2 GW	Kommentar
Arraykabler	1157	1158	
HVAC-/HVDC-transmissionssystem	15 900	15 900	1GW til DK2 1 GW til Dukonow – Polen
Total	17 057	17 058	

Omkostningerne relateret til transmissionssystemet omfatter transformerplatforme stationer, AC-kabler og HVDC-konverterstationer og -kabler.

Ovenstående CAPEX er baseret på et generisk layout og i dette studie er det valgt at anvende stort set samme CAPEX-tal for en 2 GW løsning uanfægtet placeringen af vindmøller i hhv. Bornholm I og II-områderne. Den variable parameter er afstanden mellem Ny Hasle Hovedstation og de respektive havbaserede transformerstationer. Variationen anses for ubetydelig i denne analyse.

8.2.4 Elektriske tab

De elektriske fuldlasttab i det elektriske opsamlingsystem fastlagt i forbindelse med 2020 Finscreening (Ref. /1/) genanvendes i dette studie, da de ændrede konfigurationer vurderes til at have minimal indvirkning på de tidligere estimater. Det maksimale effekttab i arraykabelsystemet fremgår af Tabel 8-5.

Tabel 8-5 Bornholm – Maksimale effekttab i arraykabelsystemet.

Effekt tab	Parklayout 2 GW	Parklayout 2 GW	
	I	I	I+II
Installeret effekt [MW]	1965	1005	1005
Samlet arraykabeltab [MW]	16	8	8
Effekt leveret [MW] ²¹	1949	997	997
		1994	

²¹ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform.

8.2.5 Samlede årlige elektriske energitab

De samlede årlige elektriske energitab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. Det samlede årlige energitab i arraykabelsystemerne er beregnet på baggrund af produktionsprofilen henholdsvis for Bornholm I & II hvor den aktuelle vindfordeling give en mindre forskydning.

Det samlede årlige energitab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. Det samlede årlige energitab i el-systemet for de to scenarier undersøgt for Bornholm (2 GW) fremgår af Tabel 8-6 og Tabel 8-7.

Tabel 8-6 *Bornholm I inkl. udvidelsesområder (2 GW) – Samlede årlige effekttab i el-systemet.*

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

Tabel 8-7 *Bornholm I+II (2 GW) – Samlede årlige effekttab i el-systemet.*

Samlede årlige energitab	Parklayout - 2 GW
Arraykabler [GWh/år]	(34,5+34,3) 68,8
Eksportsystem [GWh/år]	557
Sum [GWh/år]	626

Det samlede årlige energitab er ens for de to undersøgte scenarier.

9 Endelig energiproduktion

Med de nye beregninger af tab samt antagelser fra Finscreening 2020, vises det medregnede elektriske tab i array- og eksportsystemet i Tabel 9-1.

Tabel 9-1 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	14 426 747	757 000	13 669 747
Bornholm I – 2 GW	9 169 927	625 780	8 544 147
Bornholm I+II – 2 GW	9 165 120	625 780	8 539 340

10 Omkostninger

Den økonomiske rangordning er gentaget for de givne ændringer med udgangspunkt i de samme antagelser som i Finscreening 2020 (Ref. /1/).

10.1.1 Fundamenter

For at kunne estimere omkostninger til fundamenter i de forskellige områder, er de forskellige informationer fra havbundsanalyserne samlet i en oversigtsstabel Tabel 5-1. 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 priseffektive fundering på baggrund af det nuværende datagrundlag. Prisoverslagene er som følger:

Tabel 10-1 Priser på fundering af møllerne i hver havmøllepark.

SITE/LAYOUT	Kategori	Fundamenter	Total omkostning (x1000 Kr.)
Nordsøen II+III+Vest, L1	(V)	67	3 494 050
Nordsøen II+III+Vest, L2	(V)	67	3 444 135
Nordsøen II+III+Vest, L3	(V)	67	3 444 135
Bornholm I – 2 GW	(V-)	131	6 246 080
Bornholm I+II – 2 GW	(V-)	134	6 888 270

Det ses af Tabel 10-1, at prisen på funderingen per vindmølle 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 per fundament bliver sammenlignelig. I Bornholm I er store dele af området på lavere vand, hvorfor denne park generelt er billigere at fundere.

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.

10.1.2 Arraykabler

Bemærk at 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 10-2. Det fremhæves, at omkostningsestimatet tjener som input til en overordnet rangordning af vindmølleparkerne.

Tabel 10-2 Investeringsomkostninger til array kabler.

SITE/LAYOUT	Omkostning (x1000 kr.)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	4 052 000
Bornholm I - 2 GW	1 157 000
Bornholm I+II - 2 GW	1 158 000

10.1.3 Eksportsystem

Energinet har leveret følgende information om CAPEX for eksportsystemet.

Tabel 10-3 Eksportsystemer - Omkostninger.

Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (DKK tusinde)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	17 100 000
Bornholm I - ca. 2 GW	15 900 000
Bornholm I+II - 2 GW	15 900 000

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

10.1.4 Samlede investeringsomkostninger

Tabel 10-4 opsummerer alle investeringsomkostningerne beskrevet ovenfor med undtagelse af udviklingsomkostningerne som er hentet fra Finscreening 2020.

Tabel 10-4 Samlede investeringsomkostninger per layout (1.000 kroner).

Site/Layout	Nordsøen II+III+Vest 3 GW	Bornholm I 2 GW	Bornholm I+II 2 GW
WTG	23 058 419	15 028 124	15 372 279
Fundamenter	10 382 320	6 246 080	6 888 270
Arraykabler	4 052 000	1 157 000	1 158 000
Eksportsystem	17 100 000	15 900 000	15 900 000
Energiø ²²	3 600 000	0	0
Udvikling	937 500	625 000	625 000
Total	59 130 239	38 956 204	39 943 549
Installeret effekt (MW)	3015 ²³	1965 ²⁴	2010 ²⁵
1000 kr/MW	19 612	19 825	19 872

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.²⁶.

10.2 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er udregnet med samme antagelser som i Finscreening 2020. De totale driftsomkostninger per år for hvert layout er vist i Tabel 10-5.

²² Dette er et meget groft overslag baseret på generelle erfaringer, der ikke er relateret til specifikke projektrelaterede detaljer.

²³ 3x67 x 15 MW møller

²⁴ 131 x 15 MW møller ved Bornholm I

²⁵ 134 x 15 MW møller ved hhv. Bornholm I og II

²⁶ Dette er et meget groft overslag baseret på generelle erfaring, der ikke er relateret til specifikke projektrelaterede detaljer.

Tabel 10-5 Driftsomkostninger per år.

SITE/LAYOUT	Omkostninger (1000 kr. per år)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	1 025 231
Bornholm I - ca. 2 GW	640 811
Bornholm I+II - 2 GW	640 451

11 Økonomisk rangordning

Den økonomiske rangordning er lavet ud fra LCoE-beregningen, hvor de samme antagelser for Finscreening 2020 er gældende.

Baseret på den endelige energiproduktion samt de samlede investerings-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er levetidsomkostningerne per kWh præsenteret i Tabel 11-1.

Tabel 11-1 Rangordning af havmøllerparker ud fra levetidsomkostningerne.

SITE/LAYOUT	(DKK/kWh)	(DKK/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen II+III+Vest - 3 GW	0,46	459	61,6
Bornholm I – ca. 2 GW	0,48	480	64,4
Bornholm I+II - 2 GW	0,49	490	65,8

De 3 x 1 GW layouts i Nordsøen II+III+Vest er billigere end de 2 scenarier undersøgt ved Bornholm. Dette skyldes en kombination af dårligere vindressourcer ved Bornholm og dyrere eksportforbindelser med øget tab ved Bornholm. De to scenarier ved Bornholm er stort set ens i forhold til levetidsomkostninger. Omkostningerne til eksportsystemet stiger stort set proportionalt til parkens størrelse.

Tabel 11-2 viser omkostningsforskellen mellem nærværende undersøgelse og den tidligere finscreening 2020.

Tabel 11-2 *Oversigt over levetidsomkostningerne fundet i finscreening 2020 og i nærværende tillæg til finscreening 2020.*

SITE/LAYOUT	LCoE finscreening 2020 (DKK/MWh)	LCoE tillæg (DKK/MWh)	Difference (%)
Nordsøen II+III+Vest 3 GW	461	459	-0,4
Bornholm I 2 GW ²⁷	-	480	-
Bornholm I+II 2 GW	492	490	-0,4

I forhold til Finscreening 2020 er Nordsøen marginalt billigere da tabet i array kablerne er estimeret til at være lavere. Forskellen er dog så minimal, at de afrundede tal med enheden DKK/kWh stadig er de samme som LCoE-beregningerne præsenteret i finscreening 2020.

I forhold til Finscreening 2020 er Bornholm I+II scenariet noget dyrere da vindmøllerne i dette scenarie funderes på dybere vand. Forskellen er dog så minimal, at de afrundede tal med enheden DKK/kWh stadig er de samme som LCoE-beregningerne præsenteret i finscreening 2020.

²⁷ I finscreening 2020 er der ikke undersøgt et scenarie med 2 GW installeret kapacitet i område Bornholm I

Bilag A Vindmøllepark layouts

A.1 Nordsøen II+III+Vest Layouts

Tabel 11-3: Nordsøen II+III+Vest - Layout 1 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	329,152	6,278,510	51	337,235	6,266,047
2	329,085	6,276,859	52	337,171	6,264,396
3	329,018	6,275,209	53	337,108	6,262,745
4	328,951	6,273,558	54	337,044	6,261,094
5	328,884	6,271,907	55	340,613	6,281,510
6	328,817	6,270,257	56	340,550	6,279,860
7	328,750	6,268,606	57	340,488	6,278,209
8	328,683	6,266,955	58	340,425	6,276,558
9	328,616	6,265,305	59	340,363	6,274,907
10	328,549	6,263,654	60	340,300	6,273,256
11	328,483	6,262,004	61	340,237	6,271,606
12	328,416	6,260,353	62	340,175	6,269,955
13	328,349	6,258,702	63	340112	6268304
14	332,008	6,279,237	64	340050	6266653
15	331,942	6,277,586	65	339987	6265002
16	331,876	6,275,936	66	339925	6263352
17	331,810	6,274,285	67	339862	6261701
18	331,744	6,272,634			
19	331,678	6,270,983			
20	331,612	6,269,333			
21	331,547	6,267,682			
22	331,481	6,266,031			
23	331,415	6,264,381			
24	331,349	6,262,730			
25	331,283	6,261,079			
26	331,217	6,259,429			
27	334,882	6,281,542			
28	334,817	6,279,892			
29	334,752	6,278,241			
30	334,687	6,276,590			
31	334,623	6,274,940			
32	334,558	6,273,289			
33	334,493	6,271,638			
34	334,428	6,269,987			
35	334,363	6,268,337			
36	334,299	6,266,686			
37	334,234	6,265,035			
38	334,169	6,263,384			
39	334,104	6,261,734			
40	334,040	6,260,083			
41	337,871	6,282,554			
42	337,808	6,280,904			
43	337,744	6,279,253			
44	337,680	6,277,602			
45	337,617	6,275,951			
46	337,553	6,274,300			
47	337,489	6,272,650			
48	337,426	6,270,999			
49	337,362	6,269,348			
50	337,299	6,267,697			

Tabel 11-4: Nordsøen II+III+Vest - Layout 2 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	349634	6289799	51	357545	6273828
2	349574	6288148	52	357490	6272177
3	349515	6286497	53	357434	6270526
4	349456	6284846	54	357378	6268875
5	349397	6283195	55	357322	6267224
6	349337	6281544	56	357266	6265573
7	349278	6279893	57	360674	6282900
8	349219	6278242	58	360619	6281248
9	349160	6276591	59	360565	6279597
10	349101	6274940	60	360510	6277946
11	349042	6273290	61	360455	6276295
12	348983	6271639	62	360400	6274644
13	348923	6269988	63	360346	6272993
14	348864	6268337	64	360291	6271342
15	352420	6288900	65	360236	6269691
16	352361	6287249	66	360181	6268040
17	352303	6285598	67	360127	6266389
18	352245	6283947			
19	352187	6282296			
20	352129	6280645			
21	352071	6278994			
22	352013	6277343			
23	351955	6275692			
24	351897	6274041			
25	351839	6272390			
26	351781	6270739			
27	351723	6269088			
28	351665	6267437			
29	355205	6287950			
30	355148	6286299			
31	355091	6284648			
32	355034	6282997			
33	354977	6281346			
34	354920	6279695			
35	354863	6278044			
36	354806	6276393			
37	354749	6274742			
38	354692	6273091			
39	354635	6271440			
40	354578	6269789			
41	354521	6268138			
42	354464	6266487			
43	357992	6287037			
44	357936	6285386			
45	357881	6283735			
46	357825	6282084			
47	357769	6280433			
48	357713	6278782			
49	357657	6277131			
50	357601	6275480			

Tabel 11-5: Nordsøen II+III+Vest - Layout 3 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	333440	6251267	51	344843	6253162
2	333375	6249616	52	344782	6251511
3	333310	6247966	53	344722	6249860
4	333245	6246315	54	344662	6248209
5	333181	6244664	55	344601	6246558
6	333116	6243013	56	344541	6244907
7	333051	6241363	57	344481	6243257
8	332986	6239712	58	344420	6241606
9	332922	6238061	59	344360	6239955
10	332857	6236410	60	347776	6255682
11	332792	6234760	61	347716	6254031
12	332728	6233109	62	347657	6252380
13	332663	6231458	63	347598	6250729
14	336319	6252172	64	347538	6249078
15	336255	6250521	65	347479	6247427
16	336191	6248870	66	347420	6245776
17	336128	6247219	67	347361	6244125
18	336064	6245569			
19	336001	6243918			
20	335937	6242267			
21	335873	6240616			
22	335810	6238966			
23	335746	6237315			
24	335683	6235664			
25	335619	6234013			
26	339141	6252741			
27	339079	6251091			
28	339016	6249440			
29	338954	6247789			
30	338891	6246138			
31	338829	6244487			
32	338766	6242837			
33	338704	6241186			
34	338641	6239535			
35	338579	6237884			
36	338516	6236233			
37	338454	6234582			
38	342018	6253649			
39	341957	6251999			
40	341895	6250348			
41	341834	6248697			
42	341772	6247046			
43	341711	6245395			
44	341650	6243744			
45	341588	6242093			
46	341527	6240443			
47	341465	6238792			
48	341404	6237141			
49	341343	6235490			
50	344903	6254813			

A.2 Bornholm I+II Layout

Tabel 11-6: Bornholm I - Layout 1 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	829145	6101993	56	826971	6099118
2	829266	6100344	57	827092	6097468
3	829388	6098694	58	827212	6095818
4	829509	6097044	59	827333	6094169
5	829631	6095395	60	827454	6092519
6	829752	6093745	61	835857	6107271
7	829874	6092095	62	835981	6105621
8	829995	6090445	63	836105	6103972
9	831505	6101727	64	836229	6102322
10	831627	6100078	65	836353	6100672
11	831749	6098428	66	836478	6099023
12	831872	6096778	67	836602	6097373
13	831994	6095129	68	836726	6095724
14	832116	6093479	69	836850	6094074
15	832239	6091829	70	837979	6110115
16	832361	6090180	71	838104	6108466
17	832483	6088530	72	838229	6106816
18	832605	6086880	73	838354	6105167
19	833673	6104620	74	838479	6103517
20	833796	6102970	75	838604	6101867
21	833920	6101320	76	838729	6100218
22	834043	6099671	77	838854	6098568
23	834166	6098021	78	838979	6096919
24	834289	6096371	79	848979	6122214
25	834413	6094722	80	849108	6120564
26	834536	6093072	81	849238	6118915
27	834659	6091423	82	849368	6117266
28	840032	6114405	83	849497	6115616
29	840158	6112755	84	849627	6113967
30	840284	6111106	85	849757	6112318
31	840410	6109456	86	846536	6122790
32	840536	6107807	87	846665	6121141
33	840662	6106157	88	846794	6119492
34	840788	6104508	89	846923	6117842
35	840914	6102858	90	847052	6116193
36	841040	6101209	91	847180	6114543
37	842190	6117273	92	847309	6112894
38	842317	6115623	93	847438	6111245
39	842444	6113974	94	850592	6130454
40	842571	6112324	95	850723	6128805
41	842698	6110675	96	850853	6127156
42	842825	6109025	97	850984	6125506
43	842952	6107376	98	852779	6133037
44	843078	6105726	99	852911	6131388
45	843205	6104077	100	853042	6129739
46	844332	6120314	101	853174	6128090
47	844460	6118665	102	853305	6126440
48	844587	6117016	103	853437	6124791
49	844715	6115366	104	857864	6128779
50	844843	6113717	105	857997	6127130
51	844971	6112067	106	858131	6125480
52	845099	6110418	107	858264	6123831
53	845226	6108768	108	855178	6132682
54	845354	6107119	109	855310	6131033

55	826851	6100767	110	855443	6129383
111	855587	6127587			
112	855719	6125938			
113	855852	6124288			
114	851439	6121420			
115	851570	6119771			
116	851700	6118121			
117	851831	6116472			
118	851961	6114823			
119	852092	6113173			
120	852222	6111524			
121	853960	6120292			
122	854092	6118643			
123	854223	6116993			
124	854355	6115344			
125	854486	6113695			
126	854617	6112046			
127	854749	6110396			
128	856491	6118243			
129	856623	6116594			
130	856755	6114944			
131	856888	6113295			

Tabel 11-7: Bornholm I - Layout 2 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	829145	6101993	51	835981	6105621
2	829266	6100344	52	836105	6103972
3	829388	6098694	53	836229	6102322
4	829509	6097044	54	836353	6100672
5	829631	6095395	55	836478	6099023
6	829752	6093745	56	836602	6097373
7	829874	6092095	57	836726	6095724
8	829995	6090445	58	836850	6094074
9	831505	6101727	59	837979	6110115
10	831627	6100078	60	838104	6108466
11	831749	6098428	61	838229	6106816
12	831872	6096778	62	838354	6105167
13	831994	6095129	63	838479	6103517
14	832116	6093479	64	838604	6101867
15	832239	6091829	65	838729	6100218
16	832361	6090180	66	838854	6098568
17	833673	6104620	67	838979	6096919
18	833796	6102970			
19	833920	6101320			
20	834043	6099671			
21	834166	6098021			
22	834289	6096371			
23	834413	6094722			
24	834536	6093072			
25	834659	6091423			
26	840032	6114405			
27	840158	6112755			
28	840284	6111106			
29	840410	6109456			
30	840536	6107807			
31	840662	6106157			
32	840788	6104508			
33	840914	6102858			
34	841040	6101209			
35	842190	6117273			
36	842317	6115623			
37	842444	6113974			
38	842571	6112324			
39	842698	6110675			
40	842825	6109025			
41	842952	6107376			
42	843078	6105726			
43	843205	6104077			
44	826851	6100767			
45	826971	6099118			
46	827092	6097468			
47	827212	6095818			
48	827333	6094169			
49	827454	6092519			
50	835857	6107271			

Tabel 11-8: Bornholm II - Layout 3 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	859307	6083905	51	873707	6081579
2	859439	6082255	52	873844	6079930
3	859570	6080606	53	873981	6078281
4	859702	6078957	54	874118	6076632
5	859834	6077307	55	875901	6089336
6	859966	6075658	56	876039	6087687
7	860097	6074009	57	876177	6086038
8	862017	6085517	58	876315	6084389
9	862150	6083868	59	876453	6082740
10	862283	6082218	60	876592	6081091
11	862416	6080569	61	876730	6079441
12	862549	6078920	62	876867	6077792
13	862682	6077271	63	856734	6080533
14	862814	6075621	64	856865	6078883
15	862947	6073972	65	856995	6077234
16	864623	6088406	66	857126	6075585
17	864757	6086756	67	857257	6073935
18	864891	6085107			
19	865025	6083458			
20	865159	6081809			
21	865292	6080159			
22	865426	6078510			
23	865560	6076861			
24	865694	6075211			
25	867324	6090086			
26	867459	6088437			
27	867594	6086788			
28	867729	6085138			
29	867864	6083489			
30	867999	6081840			
31	868134	6080191			
32	868268	6078541			
33	868403	6076892			
34	868538	6075243			
35	870008	6091412			
36	870144	6089763			
37	870280	6088114			
38	870416	6086465			
39	870552	6084816			
40	870688	6083167			
41	870824	6081517			
42	870960	6079868			
43	871096	6078219			
44	871232	6076570			
45	872884	6091474			
46	873022	6089825			
47	873159	6088176			
48	873296	6086526			
49	873433	6084877			
50	873570	6083228			

Bilag B Bruttoområder

B.1 Nordsøen II+III+Vest

I Tabel 11-9 vises koordinaterne for de tre bruttoområder.

Tabel 11-9: Koordinater for bruttoområder på Nordsøen II+III+Vest – L1, L2 og L3 (UTM North ETRS89 Zone 32).

Nordsøen II+III+Vest – L1		Nordsøen II+III+Vest – L2	
X	Y	X	Y
340855	6283436	348342	6267914
340256	6261609	359021	6264437
326829	6258062	360159	6266388
322323	6262947	370748	6285413
323008	6278869	349290	6292220
Nordsøen II+III+Vest – L3			
333360	6251397		
332311	6225331		
334998	6222611		
347403	6244173		
353220	6254588		
347322	6257573		
344482	6254826		

Tabel 11-10: Koordinater for bruttoområder på Bornholm – L3 (UTM North ETRS89 Zone 32).

Bornholm II – L3	
X	Y
856252	6080173
859302	6084114
868324	6095207
880309	6089848
878490	6085254
877256	6079064
876888	6077224
857728	6072566
854790	6074020