

Januar 2022  
ENERGISTYRELSEN

COWI

# OPDATERING AF DELE AF FINSCREENINGEN FRA 2020 SAMT FINSCREENING AF NYT HAVAREAL TIL ETABLERING AF HAVVINDMØLLEPARKER

ADRESSE COWI A/S  
Parallelvej 2  
2800 Kongens Lyngby

TLF +45 56 40 00 00

FAX +45 56 40 99 99

WWW cowi.dk

1-4 ELEKTRISKE SYSTEMER TIL NORDSØEN 1, HESSELØ, KATTEGAT 2 OG KRIEGERES  
FLAK 2



COWI

Januar 2022  
ENERGISTYRELSEN

# OPDATERING AF DELE AF FINSCREENINGEN FRA 2020 SAMT FINSCREENING AF NYT HAVAREAL TIL ETABLERING AF HAVVINDMØLLEPARKER

1-4 Elektriske systemer til Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2

PROJEKTNR.	DOKUMENTNR.				
A235631	A235631-1-4				
VERSION	UDGIVELSESDATO	BESKRIVELSE	UDARBEJDET	KONTROLLERET	GODKENDT
4.0	14-01-2022	Delrapport	PBBA/LVHA	LVHA/KELA	MUAI

# INDHOLDSFORTEGNELSE

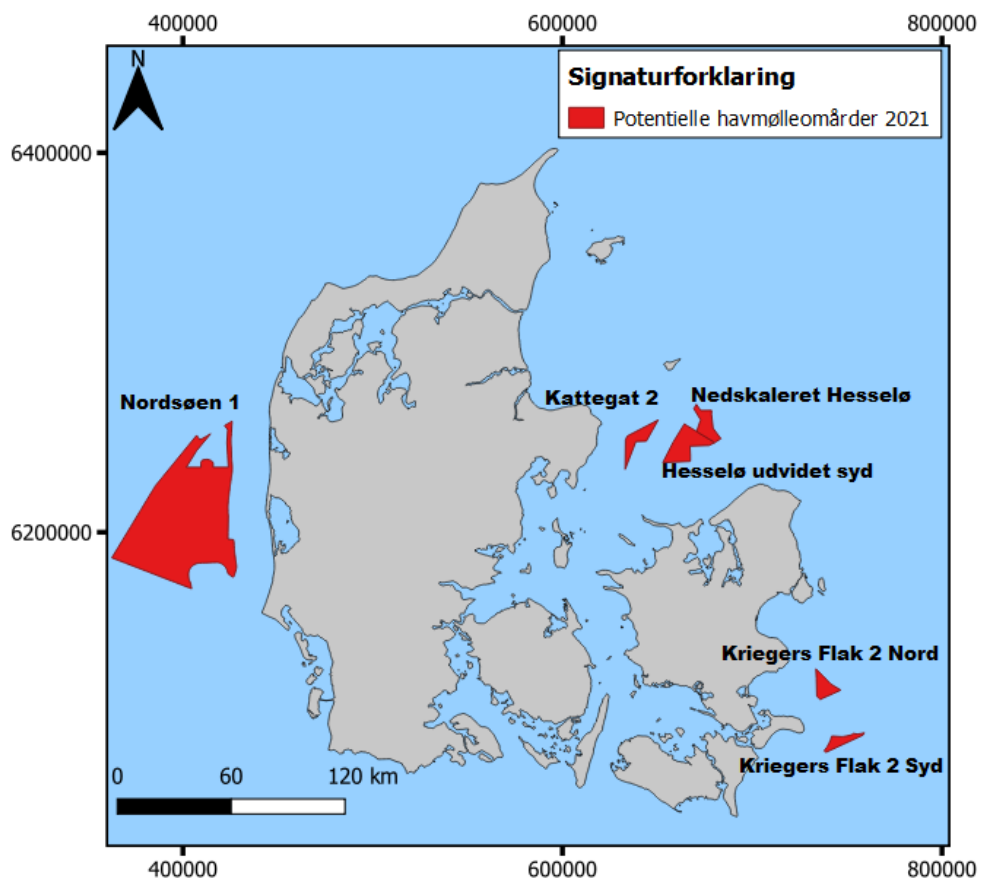
1	Introduktion	2
1.1	Delrapportens indhold	3
2	Forkortelser og terminologi	4
3	Metode og antagelser	5
4	Nettilslutning - topologi	6
4.1	Generelle forudsætninger	6
4.2	Information fra Energinet	7
4.3	Arraykablernes størrelse	9
4.4	CAPEX-estimer	9
4.5	Årlige energitab	12
5	Projektkoncepter for scenarier	13
5.1	Område A, Scenarie 1 – Layout HUS1	13
5.2	Område A, Scenarie 2 – Layout HN1	16
5.3	Område B, Scenarie 3 - Layout HN1+KG2	18
5.4	Område C, Scenarie 4 – Layout HN1+KF2N	23
5.5	Område D, Scenarie 5 – Layout KF2N+KF2S	27
5.6	Område E, Nordsøen 1, Scenarie 6, 7 og 8	31

# 1 Introduktion

Energistyrelsen har gennemført den såkaldte 10GW-screening som opfølgning på energiaftalen fra 2018 (Energistyrelsen, 2019). På den baggrund har Energistyrelsen udvalgt seks områder, der i denne undersøgelse finscreenes som fem forskellige projektområder (projektområde A-E) (Figur 1-1). De fem projektområder med direkte forbindelse til land er:

- > Projektområde A: 'Nedskaleret Hesselø' + 'Hesselø udvidet syd' (373 km<sup>2</sup>)
- > Projektområde B: 'Nedskaleret Hesselø' + 'Kattegat 2' (248 km<sup>2</sup>)
- > Projektområde C: 'Nedskaleret Hesselø' + 'Kriegers Flak 2 Nord' (224 km<sup>2</sup>)
- > Projektområde D: 'Kriegers Flak 2 Nord' + 'Kriegers Flak 2 Syd' (174 km<sup>2</sup>)
- > Projektområde E: 'Nordsøen 1' (2901 km<sup>2</sup>).

Formålet med screeningen er dels at bekræfte, at det er praktisk muligt at etablere havvindmølleparker i de angivne områder, dels at levere økonomiske beregninger og rang ordne vindmølleparkerne herefter. Beregningerne belyser økonomien i forbindelse med etableringen af vindmølleparker på de identificerede 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 område for undersøgelsen, med projektområderne A-E, beskrevet i teksten ovenfor.

Screeningsopgaven består i at opdatere de områder, som var omfattet af finscreeningerne i 2018 og 2020, samt at finscreene to nye områder, Kattegat 2 og Hesselø udvidet syd. Området, der er reserveret til den kommende vindmøllepark Thor, er ikke medtaget i opdateringen, da vindmølleparken er under projektering.

Opdatering er dels baseret på ny viden om interesserne i områderne, dels på ændringer i forudsætningerne for de økonomiske beregninger.

## 1.1 Delrapportens indhold

Denne rapport beskriver opdateringen af finscreeningen af projektområderne A-E med hensyn til de elektriske opsamlingsystemer.

Delrapporten skal sammenholdes med konklusioner og anbefalinger fra de andre delrapporter.

Denne delrapport beskriver den opdaterede vurdering af selve det elektriske opsamlingsanlæg fra vindmølleturnerne og de havbaserede transformersplatforme og den elektriske infrastruktur frem til tilslutningspunktet til Energinets transmissions system.

Fastlæggelse og specifikation af det overordnede (sammenfattende) eksportsystem bestående af havbaserede transformersplatforme, eksportkabelsystemer og landbaserede transformersstationer er blevet varetaget af Energinet. Delrapporten er som angivet i opgavebeskrivelsen baseret på kravene fra Energistyrelsen samt på resultater og konklusioner fra de andre delrapporter fra serien som angivet i tabellen nedenfor.

*Tabel 1-1: Oversigt over hele finscreeningens rapporter og delrapporter*

<b>Hovedrapport</b>
1-0 Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land.
<b>Delrapporter</b>
1-1 Havbundsscreening for Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2
1-2 Miljø -og planmæssige forhold for Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2
1-3 Vindressource, layouts og energiproduktion for Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2
1-4 Elektriske systemer for Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2
1-5 Økonomisk ranking af Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2

## 2 Forkortelser og terminologi

Følgende forkortelser og termer, men ikke nødvendigvis alle, er anvendt i denne rapport:

CAPEX	Capital expenditure - anlægsomkostning
GIS	Gas insulated switchgear
HDD	Horizontal directional drilling, styret underboring
HF	Harmonisk filter (udligner elektrisk støjbidrag fra vindmølleanlægget til transmissionsnet)
Hsp.	Højspænding 220 kV, 230 kV, 275 kV eller 400 kV
INTC	Interconnector cable
KP	Kilometer punkt
kV	Kilovolt (1.000 V)
LCoE	Levelized cost of energy
MVar	MegaVAr (reaktiv effekt)
MW	Megawatt (aktiv effekt)
OFAC	Offshore array cable (havkabel fra vindmølle til transformer)
OFEC	Offshore export cable – eksportkabel til søs – kabel fra transformer til tilsutningspunkt
ONEC	Onshore export cable – eksportkabel på land
OSS	Offshore substation (havbaseret transformerplatform, havtransformerstation)
POC	Point of connection (Energis tilslutningspunkt)
RCS	Reactive compensation station (reaktiv kompenseringsstation)
STATCOM	Static Synchronous Compensator - Synchronous VAr kompensator
TJB	Transition joint bay (overgang fra søkabel til landkabel)
TSO	Transmissionssystemoperatør
UXO	Unexploded Ordnance (ikke-eksploderede ammunition)
VE	Vedvarende energi, energikilder
WTG	Wind turbine generator (hele vindmøllen med fundament)

Arraykabler – kabler, der forbinder en række havvindmøller til havtransformerstationen

### 3 Metode og antagelser

Rapporten er af elektroteknisk karakter og præsenterer mulige principper for udformning af den elektriske infrastruktur for de udvalgte vindmølleparker. Der henvises til *Tabel 4-1*. Som det fremgår i tabellen, undersøges der i alt 8 forskellige layouts. Den elektriske infrastruktur omfatter det komplette system fra de enkelte vindmøller til tilslutningspunktet til transmissionsnettet (POC).

Rapportens udkast til den elektriske infrastruktur danner baggrunden for skønnet af omkostninger og årlige energitab. Rapporten er baseret på anvendelse af 15MW-vindmøller med et antal på 67-68 per park svarende til en samlet installeret effekt på 1.005-1.020 MW per vindmøllepark.

Rapporten er baseret på information fra Energinet om CAPEX (anlægsomkostning) og energitab i eksportsystemet samt på COWIs data om projektering af arraykabelsystemer.

Omkostningsestimatet indbefatter en vurdering af effekttab og de kapitaliserede energitab i den elektriske infrastruktur over anlæggets levetid. Omkostningsestimatet er udarbejdet med sigte på at udgøre et af flere kriterier for rangordningen af de forskellige parker. Estimatet er provisorisk og er ikke retvisende for den investeringsomkostning, en investor skal planlægge efter.

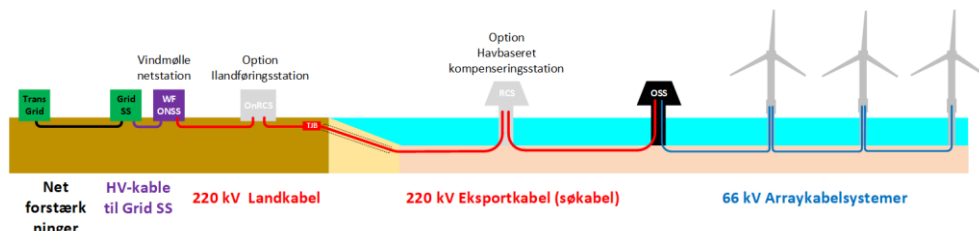
Der foretages ikke i denne rapport en vurdering af transmissionsnettets kapacitet til at modtage den generede energi. Eventuelle forstærkninger af det bagvedliggende højspændingssystem er således ikke medtaget i den overordnede prioritering af de potentielle områder, men skønnede udgifter til netforstærkninger ved de enkelte tilslutningspunkter er medtaget i *Tabel 4-2*.

Der pågår i disse år i Danmark en massiv udbygning af VE-produktionsanlæg og forbrugsanlæg, som indgår i den "grønne omstilling". Vindmøller og solceller udgør i denne sammenhæng hovedparten af elproduktionen mens forbruget ikke kun øges i forbindelse med den private omstilling, men også ved at fjernvarmeproducerende anlæg ombygges fra termiske kraftværker til el-opvarmede systemer (elkedler og varmepumper). Hertil kommer den fremtidige etablering af PtX anlæg. Denne omstilling stiller store krav, ikke kun til distributions- og transmissionsnettet men også til sammenkoblingen af elsystemet med vores nabolandes. Det er Energinet, der som hovedansvarlig for det danske transmissionsnet varetager denne krævende planlægningsopgave.

Dette studie belyser forskellige optioner for havvind, men uafhængigt af hinanden og ligeledes uafhængigt af anlæg, som allerede er i udbud eller hvor planlægningsprocessen er igangsat.

## 4 Nettilslutning - topologi

Den elektriske infrastruktur omfatter elektriske anlæg fra vindmøllerne til nettilslutningspunktet skitseret i nedenstående Figur 4-1.



Figur 4-1 Typisk elektrisk infrastruktur til Havvindmøllepark

Behovet for en transformerstation tæt ved kysten vil afhænge af eksportkabelanlæggets længde samt spændingsvariationerne som kan garanteres i tilslutningspunktet i Energinets hovedstation.

Det bemærkes, at Energinet, i forudsætningerne for Energiaftalen 2018 (EA-18) har givet en maksimal samlet kapacitet for udbygning af havvind på 5,3 GW fordelt med hhv. 3,3 GW tilsluttet DK1 og 2 GW tilsluttet DK2. Skal der foretages yderligere udvikling udover de 5,3 GW tilsluttet det danske transmissionsnet, vil det medføre signifikante omkostninger i forbindelse med udbygning og forstærkning af transmissionsnettet samt udvidelse af eksisterende handelskapacitet.

### 4.1 Generelle forudsætninger

Koncepterne for de enkelte parkers nettilslutning er baseret på grundlæggende forudsætninger udfærdiget af Energinet (TSO) og generelle principper, som skal tilgodeses ved planlægning, projektering, installation og drift af de elektriske fordelingsanlæg i Danmark.

Vindmølleparklayouts (Scenarie 1-8) forudsættes at have en installeret effekt på ca. 1 GW hver, og hver parks eksportsystem antages efter retningslinjer modtaget fra Energinet at bestå af en eller to havbaserede transformerplatforme, to parallelle eksportkabelsystemer<sup>1</sup>, ilandføring, en landbaseret vindmølletransformerstation samt forbindelse til Energinets tilslutningspunkt (POC).

Den nærværende analyse belyser de elektriske tab i elsystemerne, og det noteres, at den leverede effekt i tilslutningspunktet (POC) vil være vindmølleparkens installerede kapacitet fratrukket tabene i elsystemet. Den omfatter følgende vindmølleparkkonfigurationer, alle udført for 1 GW og hver med en eller to havbaserede transformerplatforme.

<sup>1</sup> Der forudsættes at der anvendes 220 kV kabler med en kapacitet på 0,5 GW hver.



Tabel 4-1 - Vindmølleparklayouts

Område	Scenarie	Layout	Effekt [MW]	PoC
A	1	Hesselø, Udvidet Syd (HUS1)	1.005	Hovegård
	2	Hesselø, Nedskaleret (HN1)	1.005	Hovegård
B	3	Hesselø, Nedskaleret + Kattegat 2 (HN1+KG2)	510 495	Hovegård
C	4	Hesselø, Nedskaleret + Krigers Flak 2 Nord (HN1+KF2N)	510 510	Hovegård Solhøjgård
D	5	Krigers Flak 2 Nord + Krigers Flak 2 Syd (KF2N+KF2S)	540 465	Solhøjgård
E	6	Nordsøen1 – NS1	1.005	Idomlund
	7	Nordsøen1 – NS2	1.005	Endrup
	8	Nordsøen1 – NS3	1.005	Stovstrup

## 4.2 Information fra Energinet

Energinet har leveret følgende information om eksportsystemet. Oplysningerne er anvendt til fastlæggelse af samlede energitab og estimeret CAPEX for eksportsystemet tillagt 0.55 mia DKK til netforstærkning. (Tabel 4-2).

Tabel 4-2 Eksportsystemer - Omkostninger og energitab.

Layout	Scenarie	CAPEX Anlæg <sup>2</sup> (DKK mia.)	Samlede elektriske tab [GWh/år]
Hesselø, Udvidet Syd (HUS1)	1	4,14	66,6
Hesselø, Nedskaleret (HN1)	2	4,24	76,4
Hesselø, Nedskaleret + Kattegat 2 (HN1 + KG2)	3	5,52	85,3
Hesselø, Nedskaleret + Krigers Flak 2 Nord (HN1+KF2N)	4	4,21	66,7
Krigers Flak 2 Nord + Syd (KF2N+KF2S)	5	5,04	104,8
Nordsøen 1 – NS1	6	4,49	88,9
Nordsøen 1 – NS2	7	5,06	100,5
Nordsøen 1 – NS3	8	4,32	74

Energinet har leveret information om skønnede omkostninger til nødvendige forstærkninger af transmissionssystemet, for at det kan håndtere den øgede produktionskapacitet.

### 4.2.1 Koncept for elektrisk transmissionsanlæg

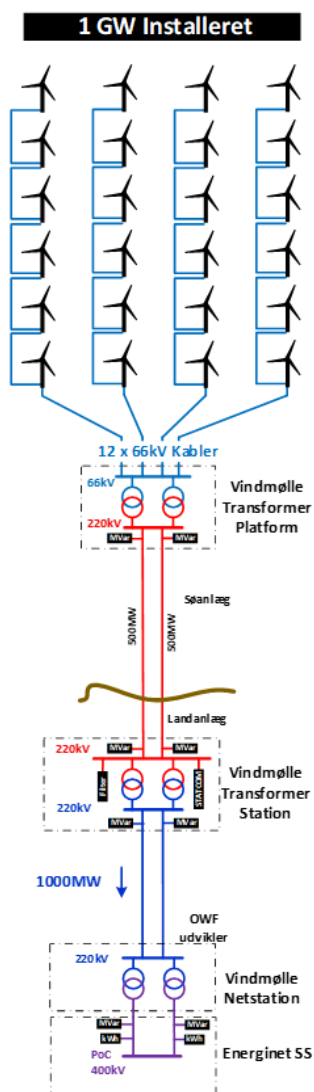
Denne rapportes koncept for tilslutningen af en 1GW-vindmøllepark til transmissionsnettet består af en eller to havbaserede transformerplatforme

<sup>2</sup> Netforstærkningsomkostninger indbefattet

placeret centralt i forhold til vindmøllerne samt to parallelle eksportkabelsystemer, som forbinder hver af de havbaserede transformerplatforme med transmissionsnettet på land.

Denne rapport er baseret på, at eksportsystemet etableres på 220kV-niveau<sup>3</sup>. Eksportsystemets overføringsevne på 220kV-niveau (245kV udstyr) er af Energinet oplyst til højst 400-500 MW pr. kabel. En vindmøllepark med en kapacitet på 1 GW vil derfor kræve et eksportsystem bestående af to eksportkabler, hvert med en overføringsevne på 500 MW. Afhængigt af afstanden mellem den havbaserede kompenseringsstation (RCS) være nødvendig for at imødekomme den høje overførselskapacitet i eksportkablerne og længder af eksportkablerne. Der er dog ikke i denne rapport medtaget omkostninger til havbaseret kompenseringsstation, da det vurderes muligt at foretage kompenseringsstation på ved hjælp af reaktorer installeret på den havbaserede transformerplatform samt ved ilandføringspunktet (Landbaseret vindmølletransformerstation). Dette er sket med den forudsætning at udstrækningen af længderne af eksportkablerne begrænses til 40-50 km.

Det generiske elektriske fordelingsanlæg vil bestå af følgende hovedkomponenter Figur 4-2.



Figur 4-2 Generisk 1 GW elektrisk system.

- > 66 kV søkabler (arraykabler) som forbinder de enkelte møller radialt til den centrale havbaserede transformerplatform. Der etableres der 12 stk. radialer pr. vindmøllepark (1 GW)
- > Havbaseret transformerplatform (OSS) indeholdende:
  - o 66 kV GIS koblingsanlæg
  - o 66/220kV transformere
  - o 220 kV shuntreaktorer (permanent kompenserings)
  - o 220 kV GIS koblingsudstyr
  - o Elektrisk & mekanisk hjælpeudstyr
  - o SCADA, kommunikation og advarselsystemer
- > 220 kV eksportsøkabelsystem fra transformerplatformen til ilandføringspunktet
- > 220 kV landbaseret eksportkabelsystem fra ilandføringspunktet til den kystnære transformerstation
- > Landbaseret kystnær transformerstation:
  - o 220 kV koblingsanlæg
  - o 220 kV reaktorkompenserings (permanent & variabel "STATCOM")
  - o Harmoniske filtre
  - o 220/220 kV transformere

<sup>3</sup> 275 kV driftsspænding er også en mulighed for søkablerne frem til den eventuelle vindmølletransformerstation såfremt 220 kV ikke giver den fornødne overføringsevne. Dette skal dog koordineres med Energinet da standard 220 kV-driftsspændingen i DK2 er sat til 232 kV driftsspænding hvis er ikke indføres transformering i vindmølletransformerstationen.

- > 220 kV interconnectorkabel mellem vindmølletransformerstation og vindmøllenetstation
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station (PoC)
- > Udvidelse af Energinets stationer<sup>4</sup>:
  - 220 kV kabelfelter
  - 400 kV felter (friluftstation) med energimålere
  - Udvidelse af eksisterende 400 kV samleskinne.

Dette grundlæggende princip er valgt for de områderne, hvor der etableres 1 GW.

For de udvalgte scenarier 3 og 4 med en installeret kapacitet på ca. 500 MW per vindmøllepark, tilpasses den havbaserede transformerplatform og kabelsystem med 2 kabler hertil på hver 250 MW for kabellængderne.

### 4.3 Arraykablernes størrelse

Der er i denne analyse valgt arraykabler baseret på en simplificeret vurdering af kablernes overføringsevne, som resulterer i anvendelse af en kombination af to kabeldimensioner. Denne tilgang kan kun anvendes til bestemmelse af overordnet CAPEX og LCoE.

Følgende standardkabeldimensioner anvendes i studiet:

- 3x240 mm<sup>2</sup> Al kabler for op til tre vindmøller på rad
- 3x1000 mm<sup>2</sup> Al kabler for op til seks vindmøller på rad

De ovenstående kabeltyper forudsætter normale havbundsforhold i forhold til søbundens termiske resistivitet og en nedgravningsdybde på 2,5 m. Der er ikke taget højde for de forskelle af havbundsforhold langs eksportkablerne, som er gjort opmærksom på i delrapport 1-1. CAPEX er baseret på, at kabler udlægges på havbunden og derefter spules ned til endelig installationsdybde.

### 4.4 CAPEX-estimer

Omkostningerne (CAPEX) til etablering af den elektriske infrastruktur omfatter levering og installering af:

- > 66 kV array søkabler
- > Eksportsystemet bestående af<sup>5</sup>:
  - > Offshore transformerplatform
  - > HV søkabelanlæg (inklusive ilandføring med styret underboring af kabelrør)
  - > 220kV landkabelanlæg (inklusive overgangsmuffer, samlemuffer, kabelgrav, styret underboring)

---

<sup>4</sup> Etablering af korte luftledninger og friluftstationer vil være attraktivt i forhold til omkostningerne. Alternativerne hertil er jordlagte kabelanlæg hhv. indendørs GIS anlæg, som vil optage mindre plads og have en mindre påvirkning af omgivelserne. Det er p.t. uklart om indendørs 400 kV GIS anlæg kan tillades ud fra et miljømæssigt synspunkt.

<sup>5</sup> Prissat af Energinet.

- > Landbaseret transformerstation <sup>6</sup>
- > 220 kV interconnector mellem eventuel vindmølletransformerstation (kystnær) og vindemøllenetstationen ved Energinets tilslutningspunkt
- > Omkostninger til afledte netforstærkninger.

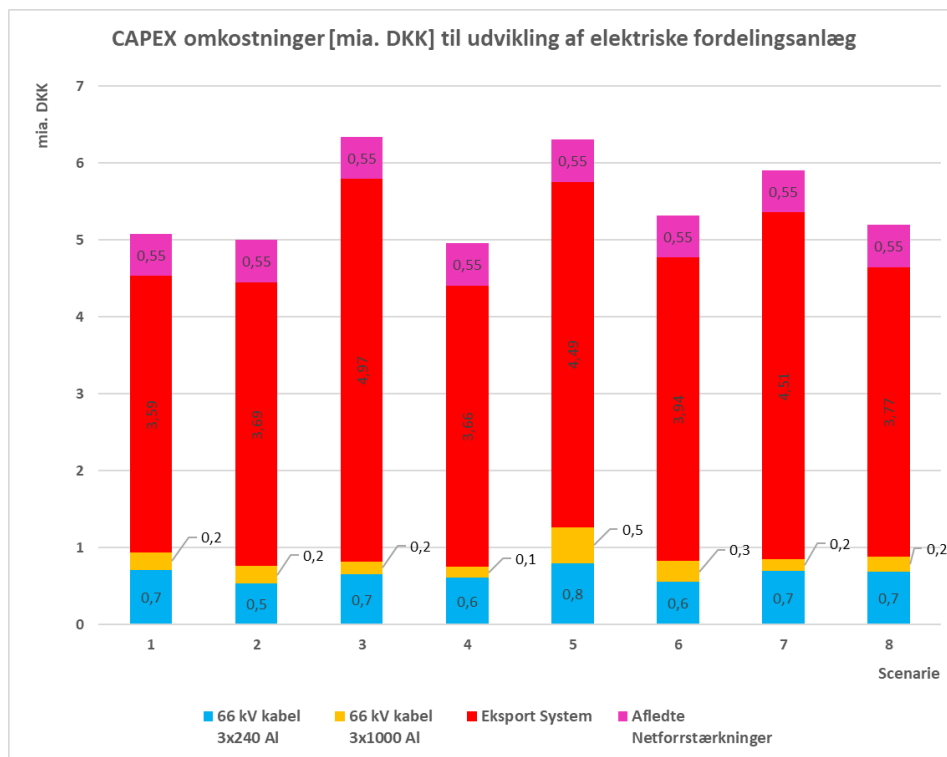
Der foretages ikke i denne rapport en vurdering af transmissionsnettets kapacitet til at modtage den generede energi. Energinet har foretaget en vurdering af det bagvedliggende transmissionsnet kapacitet i forhold til de valgte placeringer og angivet et behov for udgifter til fremtidige netforstærkninger. Skønnede udgifter til netforstærkninger er således medtaget i form af afledte netforstærkninger.

Det fremhæves, at de estimerede CAPEX tjener som input til en overordnet rangordning af de forskellige scenarier. Der gøres opmærksom på, at dette er et overslag. Energinets CAPEX er sammenfattet i Tabel 4-3 samt grafisk fremstillet i Figur 4-3 nedenfor. CAPEX indbefatter ikke transformering i de eventuelle kystnære vindmølletransformer stationer. CAPEX afviger fra tidligere rapporter på grund af ændringer i design, layout og afstand til kysten. I Nordsøen er der udarbejdet tre forskellige layouts, som hver har et forskelligt PoC.

Tabel 4-3 Estimeret CAPEX for scenarier 1-8

Område	Sites	Scenarie	Elektriske CAPEX Omkostninger [mia. DKK]										Afledte Netforstærkninger (mia. DKK)	Totalt (mia. DKK)
			Array kabler (OFAC) (km)		Eksport System til Havvindmøllerparker									
			Type 1 Arraykabel (mia. DKK)	Type 2 Arraykabel (mia. DKK)	Transformator Platform	Sø-kabel	Reactive Kompenserings Station	Land kabler	Land Stationer	Etablering HDDs	Interconnector kabler	Energinet Station (POC)		
"Område A"	Hesselø Udvidet Syd	1	0,71	0,23	3,59								0,55	5,08
	Nedskaleret Hesselø	2	0,54	0,23	3,69								0,55	5,00
"Område B"	Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	3	0,66	0,17	4,97								0,55	6,34
"Område C"	Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	4	0,61	0,14	3,66								0,55	4,96
"Område D"	Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	5	0,80	0,47	4,49								0,55	6,31
"Område E"	Nord søen Layout 1	6	0,55	0,28	3,94								0,55	5,32
	Nord søen Layout 2	7	0,69	0,15	4,51								0,55	5,91
	Nord søen Layout 3	8	0,69	0,19	3,77								0,55	5,20

<sup>6</sup> 220/220 kV eller 275/220 kV transformering i en kystnære station er en option, som p.t. ikke er prissat i CAPEX beregningerne.



Figur 4-3 CAPEX-estimater for scenarie 1-8

For hvert layout er arraykablerne blevet modelleret ved en layoutspecifik trace og bestemmelse af længderne hvorfra CAPEX-omkostningerne er estimeret. CAPEX-estimater for arraykabler er i gennemsnit ca. 50% højere end i Finscreening 2020. Det skyldes de stigende råvarer og fabrikationspriser til kabler samt generelt stigende installationspriser som omfatter for eks. skibe, brændstof, forsikringer som et resultat af et mættet marked. Der er også vurderet, at entreprenørerne sætter mere fokus på risici afdækning og dermed forøger. En mere detaljeret vurdering af omkostninger er præsenteret i delrapport 1-5 og hovedrapport 1-0.

I forhold til net forstærkninger er der regnet med at der skal ske en udvidelse af stationer og net i umiddelbar nærhed til i landføringspunktet, men der er ikke regnet med større net forstærkninger som følge af tilslutningen af VE i forhold til den tidligere finscreening.

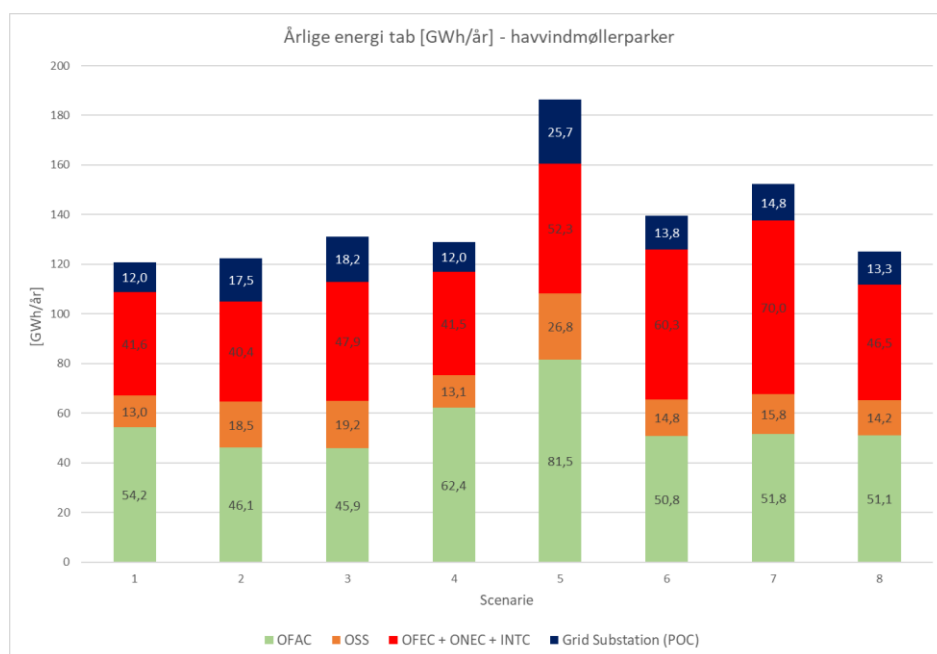
## 4.5 Årlige energitab

De årlige energitab i forskellige hovedkomponenter<sup>7</sup> fremgår af Tabel 4-4 og Figur 4-4.

Tabel 4-4 Årlige energitab for scenarier 1-8

Område	Sites	Layout	Kapacitet [MW]	Scenarie	Netto AEP	Elektriske tab					
					[GWh/år]	[GWh/år]	[GWh/år]	[GWh/år]	[GWh/år]	[GWh/år]	[GWh/år]
						OFAC	OSS	OFEC + ONEC + INTC	ONSS	Substation (POC)	Total tab
Område A	Hesselø Udvidet Syd	HUS1	1005	1	4771,8	54,2	13,0	41,6	0	12,0	121
	Nedskaleret Hesselø	HN1	1005	2	4637,5	46,1	18,5	40,4	0	17,5	123
Område B	Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	HN1 + KG2	510 + 495	3	4832,5	45,9	19,2	47,9	0	18,2	131
Område C	Nedskaleret Hesselø + Krigers Flak 2 Nord	HN1 + KF2N	510 + 510	4	4874,3	62,4	13,1	41,5	0	12,0	129
Område D	Krigers Flak 2 Nord + Krigers Flak 2 Syd	KF2N + KF2S	540 + 465	5	4883,4	81,5	26,8	52,3	0	25,7	186
Område E	Nord søen Layout 1	NS1	1005	6	4977,4	50,8	14,8	60,3	0	13,8	140
	Nord søen Layout 2	NS2	1005	7	4979,0	51,8	15,8	70,0	0	14,8	152
	Nord søen Layout 3	NS3	1005	8	5001,7	51,1	14,2	46,5	0	13,3	125

Der skal noteres, at dette studie ikke antager transformere i ONSS og derved kun inkluderer Reaktiv Kompenseringsanlæg (RCS). Tabene er derfor ansat til nul. Figur 4-4 viser grafisk de estimerede årlige energitab præsenteret i Tabel 4-4.



Figur 4-4 Årlige energitab for scenarie 1-8

<sup>7</sup> OFAC: Offshore arraykabel, OSS: Offshore Substation (Transformer platform), OFEC: Offshore Eksportkabel, ONEC: Onshore eksportkabel, INTC: Interconnector mellem Vindmøller transformerstation og Energinet Station, ONSS: Onshore Substation (Landbaseret)

## 5 Projektkoncepter for scenarier

Som beskrevet i afsnit 4.2.1 antages forskellige principper for det elektriske system fra møllerne til Energinets tilslutningspunkt (PoC) for scenarierne. Hvert scenarier konceptuelle opbygning er beskrevet i det følgende. De viste kabeltracéer er foreløbige; andre, bedre tracéer kan muligvis bestemmes senere. Tracéerne fremkommer af en foreløbig GIS analyse baseret på tilgængelig information omkring reservationer, beskyttelse zoner osv. Disse kan kun betragtes som vejledende. De endelige kabeltracéer vil blive fastlagt som en del af myndighedsbehandlingen ifm. VVM for det specifikke projekt.

### 5.1 Område A, Scenarie 1 – Layout HUS1

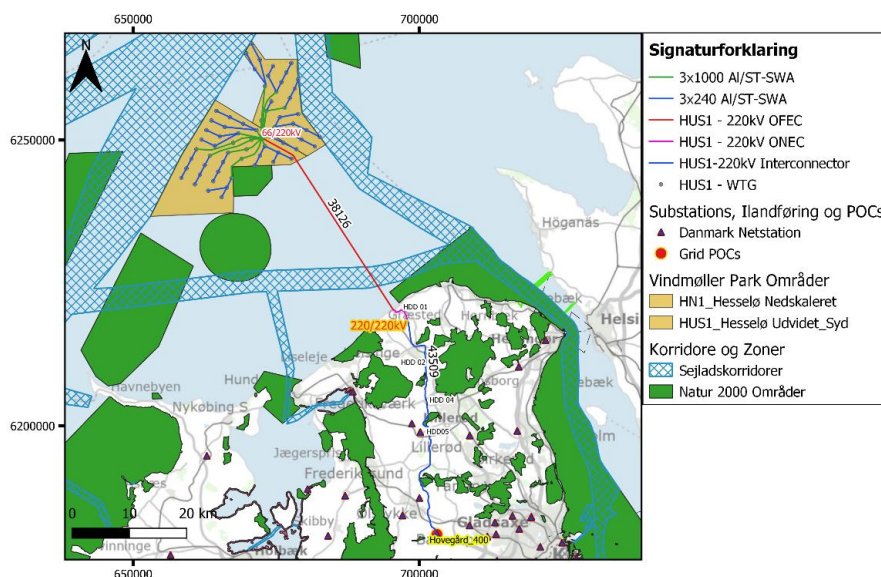
#### 5.1.1 Generel opbygning

Hesselø Udvidet Syd (Layout HUS1) er udlagt med en installeret kapacitet på 1 GW (1005 MW) fordelt på 67 stk. 15MW-turbiner.

Vindmølleparken er udlagt delvis i det større sydlige område (som er klassificeret militærområde) samt i dele af det oprindelige Hesselø. Vindmølleparken tilsluttes Energinets hovedstation, Hovegård (PoC).

#### 5.1.2 Det elektriske systems topologi

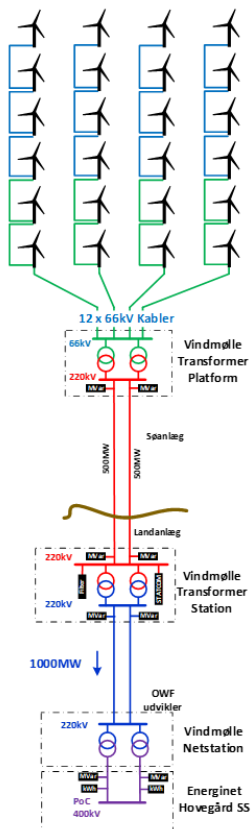
Det elektriske opsamlings- og transmissionssystem er baseret på en central 66/220 kV havbaseret transformerplatform (OSS). De enkelte møller er i arrays (rækker) sluttet til den havbaserede transformerplatform via 66 kV arraykabler. Transformerstationen øger spændingen til 220 kV, og den producerede effekt føres til land via to kabelanlæg. Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret vindmølletransformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene samt at sikre det rette spændingsniveau for søkablerne og den rette kvalitet til transmissionsnettet. Den overordnede anlægstopologi for scenarie 1 fremgår af Figur 5-1 nedenfor.



Figur 5-1 Scenarie 1 - Hesselø Udvidet Syd (Layout HUS1).

Et foreløbigt ilandføringspunkt vest for Gilleleje og en meget overordnet trace for 220 kV landkablerne til vindmøllenetstationen ved Energinets Hovegård Station er ligeledes skitseret.

Område A, Scenarie 1 - 1000 MW



Figur 5-2 Scenarie 1 - Overordnet elektrisk system

På grund af relativ tæt bebyggelse i området omkring ilandføringen antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke inde i landet, således at den er til mindst mulig gene og ikke er i konflikt med eventuelle kystbeskyttelsesbestemmelser. Traceet vil afhænge af myndighedsbehandlingen i forhold til det aktuelle projekt og vil blive afklaret som en del projektet.

Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som i dette studie er udpeget til at være Energinets hovedstation Hovegård.

Det overordnede elektriske system består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation med en kapacitet på 1 GW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg
- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg tilsluttet den landbaserede vindmølletransformerstation
- > Vindmølletransformerstation Landbaseret transformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere<sup>8</sup> samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > 2 stk. kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstation
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station Hovegård (PoC)

Der er ikke foretaget nærmere vurdering af alternative kabeltracéer på land.

### 5.1.3 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-1. De samlede årlige energitab fremgår af Tabel 5-3.

Tabel 5-1 Scenarie 1 - Effekttab i arraykabelsystemet

Effektbalance for layout HUS1	[MW]
Installeret effekt	1005
Samlet (arraykabler + WTG Trafo) tab	10,4
Effekt leveret ved OSS <sup>9</sup>	994,6

<sup>8</sup> 220/220 kV eller 275/220 kV transformering er en option

<sup>9</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform. For leveret effekt i PoC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.



### 5.1.4 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimensioner bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er summeret i *Tabel 5-2*.

*Tabel 5-2 Scenarie 1 - Estimerede kabellængder*

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
3x240 mm <sup>2</sup> Al	130
3x1000 mm <sup>2</sup> Al	78
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>10</sup></b>	<b>[km]</b>
OSS -Vindmølletransformerstation	76
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>11</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute fra ilandføring til Hovedgård	95

### 5.1.5 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er summen af tabene i arraykabelsystemerne, transformerne og eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved hovedstation Hovegård (PoC). De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Hesselø. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark. De samlede årlige energitab i el-systemet fremgår af *Tabel 5-3*.

*Tabel 5-3 Scenarie 1 - Samlede årlige energitab i el-systemet.*

<b>Samlede årlige energitab for layout HUS1</b>	<b>[GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Transformer	54,2
Eksportsystem	67
Sum	121,2

### 5.1.6 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingssystem fremgår af *Tabel 5-4*. Det inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Station Hovegård.

*Tabel 5-4 Scenarie 1 - CAPEX for det elektriske opsamlingssystem.*

<b>Layout</b>	<b>Arraykabler [Mia. DKK]</b>	<b>Eksportsystem [Mia. DKK]</b>	<b>Sum [Mia. DKK]</b>
HUS1	0,94	4,14	5,08

<sup>10</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

<sup>11</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

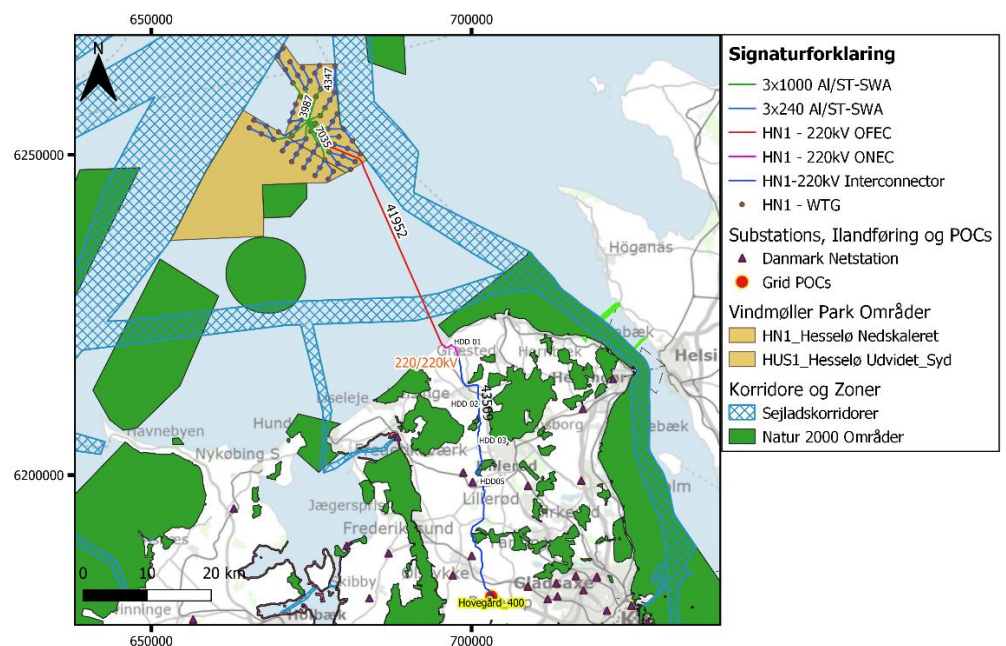
## 5.2 Område A, Scenarie 2 – Layout HN1

### 5.2.1 Generel opbygning

Hesselø Nedskaleret (Layout HN1) er udlagt med en installeret kapacitet på 1 GW (1005 MW) fra 67 stk. 15MW-turbiner. Det elektriske opsamlingsanlægs konfiguration er identiske med HUS1, men med højere mølletæthed. Vindmølleparken tilsluttes Energinets Station Hovegård.

### 5.2.2 Det elektriske systems topologi

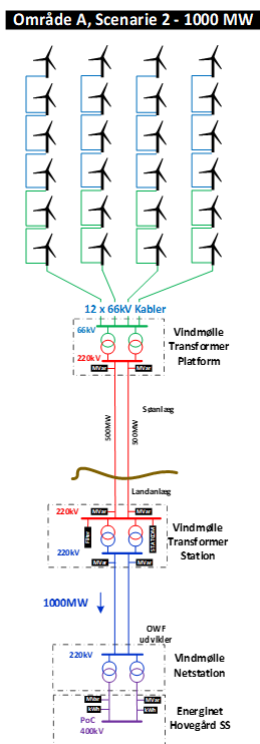
Det elektriske opsamlings- og transmissionssystem system er baseret på en central 66/220 kV havbaseret transformerplatform (OSS). De enkelte møller er i rækker (arrays) sluttet til transformerstationen via 66 kV arraykabler. På transformerstationen øges spændingen til 220 kV. Den producerede effekt føres herfra til land via to kabelanlæg. Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret Vindmølletransformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene samt eventuelt at sikre det rette spændingsniveau for søkablerne og den rette spændingskvalitet til transmissionsnettet. Den overordnede anlægstopologi for scenarie 2 fremgår af Figur 5-3.



Figur 5-3 Scenarie 2 - Hesselø Nedskaleret (Layout HN1)

Et foreløbigt ilandføringspunkt vest for Gilleleje og en meget overordnet tracee for 220 kV landkablerne til vindmøllenetstationen ved Energinets Hovegård Station er ligeledes skitseret.

På grund af en relativ tæt bebyggelse i området for ilandføringen antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke inde i landet, således at den er til mindst mulig gene og ikke er i konflikt med eventuelle kystbeskyttelsesbestemmelser. Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som er udpeget til at være Energinets Station Hovegård.



Figur 5-4 Scenarie 2 - Overordnet elektrisk system.

Det overordnede elektriske opsamlingsystem består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation med en kapacitet på 1 GW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg
- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg tilsluttet landbaseret vindmølletransformerstation
- > Transformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > 2 stk. kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstationen ved Energinets station
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station (PoC)

Der er ikke foretaget en nærmere vurdering af landbaserede kabeltracéer.

### 5.2.3 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning for fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-5. De samlede årlige elektriske tab fremgår af Tabel 5-7.

Tabel 5-5 Scenarie 2 - Effekttab i arraykabelsystemet.

Effektbalance for layout HN1	[MW]
Installeret effekt	1005
Samlet (arraykabler + WTG Trafo) tab	8,9
Effekt leveret ved OSS <sup>12</sup>	996,1

### 5.2.4 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er summeret i Tabel 5-6. Tættere placeringer af møllerne, hvor det militære område er mindst udnyttet, giver dette scenarie kortere kabler.

<sup>12</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformersplatform. For leveret effekt i PoC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.

Tabel 5-6 Scenarie 2 - Estimerede kabellængder

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
3x240 mm <sup>2</sup> Al	96
3x1000 mm <sup>2</sup> Al	57
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>13</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute HN1 - Vindmølletransformerstation	84
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>14</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute fra ilandføring til Hovedgård	95

### 5.2.5 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne, i transformere og i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Station Hovedgård (PoC). De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Hesselø. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark. De samlede årlige energitab i el-systemet fremgår af Tabel 5-7.

Tabel 5-7 Scenarie 2 - Samlede årlige energitab i el-systemet.

<b>Samlede årlige energitab for layout HN1</b>	<b>[GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Trafo	46
Eksportsystem	76,4
Sum	122,4

### 5.2.6 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingsystem fremgår af Tabel 5-8. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Station Hovedgård.

Tabel 5-8 Scenarie 2 - CAPEX for det elektriske opsamlingsystem

<b>Layout</b>	<b>Arraykabler [Mia. DKK]</b>	<b>Eksport system [Mia. DKK]</b>	<b>Sum [Mia. DKK]</b>
HN1	0,76	4,24	5,00

## 5.3 Område B, Scenarie 3 - Layout HN1+KG2

### 5.3.1 Generel opbygning

Hesselø Nedskaleret og Kattegat 2 er udlagt med en samlet kapacitet på 1 GW (1005 MW) fra 34 stk. 15MW-turbiner (510 MW) placeret i området Hesselø Nedskaleret (HN1) og 33 stk. 15MW-turbiner (495 MW) i området Kattegat 2 (KG2). Parkerne tilsluttes Energinets Station Hovedgård. Der henvises til Figur 5-6.

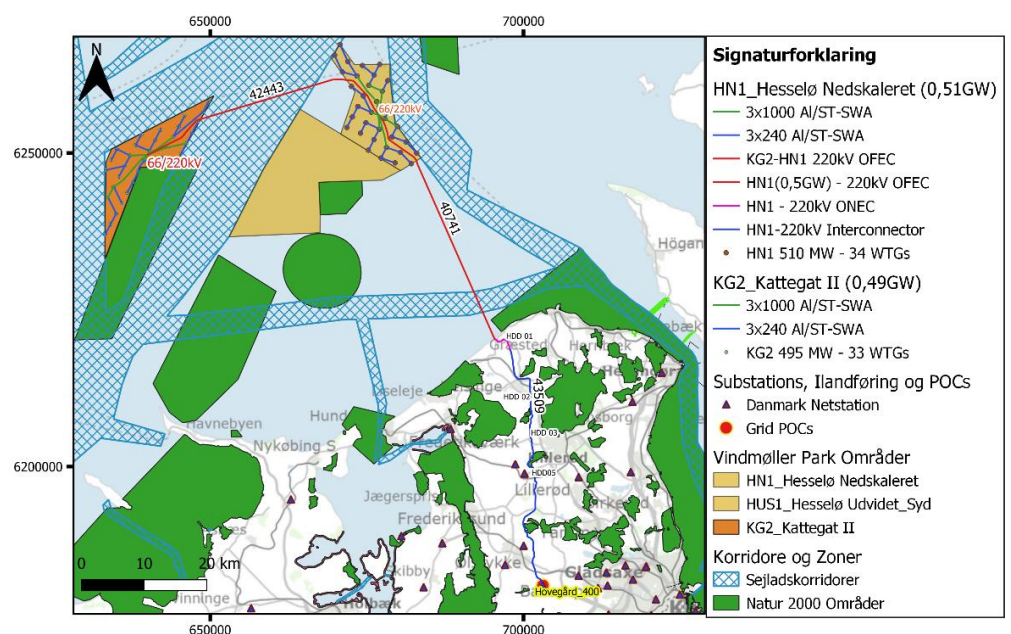
<sup>13</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

<sup>14</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

### 5.3.2 Det elektriske systems topologi

Det elektriske opsamlings- og transmissionssystem system er baseret på en central 66/220 kV havbaseret transformerplatform (OSS) i hvert af de to områder. De enkelte møller er i rækker (arrays) sluttet til den havbaserede transformerplatform via 66 kV arraykabler. Transformerplatformen øger spændingen til 220 kV, og den producerede effekt føres herfra til land via to kabelanlæg. Specielt for Scenarie 3 føres energien fra KG2 til havtransformerplatformen i HN1, og de to bliver derved elektrisk sammenkoblet til et eksportkabel anlæg, hvorved omfanget af reaktive kompenseringssystemer på transformerplatformene og på land samlet set kan reduceres. Umiddelbart antages det, at etableringsomkostningerne ved denne topologi (med to relativ korte 250 MW søkabler mellem havtransformerplatformene og to 500 MW søkabler til land) er attraktive. Den samlede længde af sø-eksportkabel vil være betydeligt kortere. Det vurderes også, at der kan opnås besparelser ved etableringen af den kystnære vindmølletransformerstation, da der kan udelades nogle 220 kV linefelter og shunt reaktorer da kun to og ikke fire søkabler skal tilsluttes <sup>15</sup>. Eksportkabelsystemet i HN1 er udlagt således, at antallet af krydsninger med arraykablerne minimeres ved Hesselø.

Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret vindmølle transformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene og at sikre det rette spændingsniveau og den rette kvalitet til transmissionsnettet. Den overordnede anlægstopologi for scenarie 3 fremgår af Figur 5-5.



Figur 5-5 Scenarie 3 - Nedskaleret Hesselø og Kattegat 2 (Layout HN1+KG2)

Et foreløbigt ilandføringspunkt vest for Gilleleje og en meget overordnet tracee for 220 kV landkablerne til vindmøllenetstationen ved Energinets Hovegård Station er ligeledes skitseret. På grund af en relativ tæt bebyggelse i området for

<sup>15</sup> Installationen af højspændingstransformerne i den kystnære station vil til dels afhænge af søkablernes driftsspænding og af muligheden for at sikre den fornødne maksimale tilladelige driftsspænding på OSS'en med shuntreaktorer udelukkende i landstationen.

ilandføringen antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke inde i landet, således at den er til mindst mulig gene og ikke er i konflikt med eventuelle kystbeskyttelsesbestemmelser.

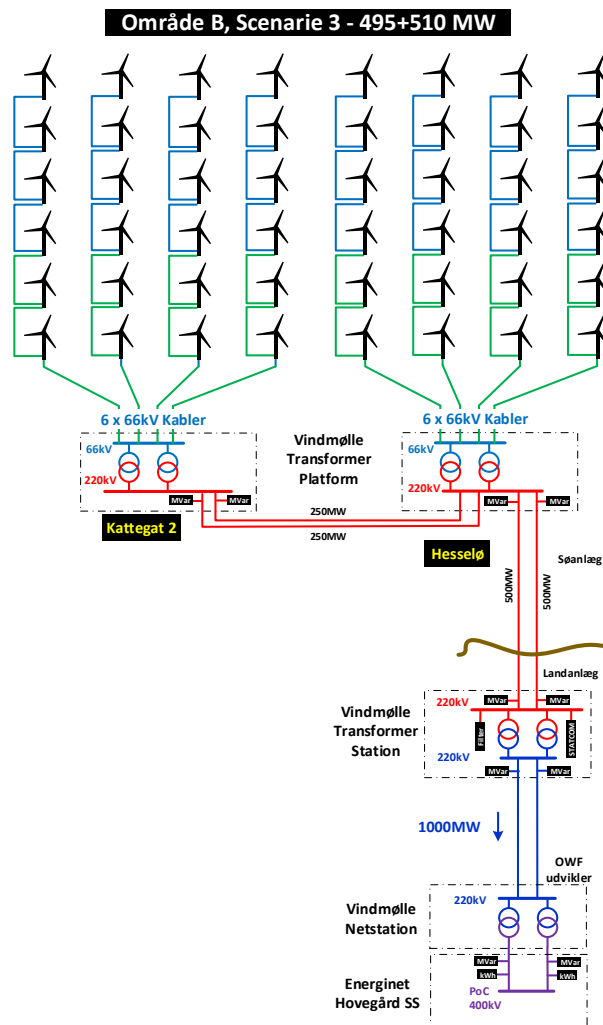
Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som i dette studie er udpeget til at være Energinets Station Hovegård.

Det overordnede elektriske opsamlingsystem illustreret i Figur 5-6 består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler med skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation placeret i området KG2 med en kapacitet på 495 MW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret transformerstation placeret i området HN1 med en kapacitet på 510 (1005 MW)<sup>16</sup> indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV (250 MW) kabelanlæg mellem KG2 og HN1
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV (500 MW) kabelanlæg mellem HN1 og ilandføringspunktet
- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg tilsluttet landbaseret vindmølletransformerstation
- > Landbaseret vindmølletransformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > 2 stk. landbaseret kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstationen
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til station Hovegård (PoC)

---

<sup>16</sup> Transformerplatformen modtager 510 MW fra HN1 på 66kV-spændingsniveau og fungerer samtidig som 220kV-transit for 495 MW vindmølleeffekt leveret fra KG2.



Figur 5-6 Scenarie 3 - Overordnet elektriske system

Der er ikke foretaget en nærmere vurdering af kabeltracéer på land.

### 5.3.3 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-9. De samlede årlige elektriske tab fremgår af Tabel 5-11.

Tabel 5-9 Scenarie 3 - Effekttab i arraykabelsystemet

Effektbalance	HN1 [MW]	KG2 [MW]
Installeret effekt	510	495
Samlet (arraykabler+WTG Trafo) tab	4,3	4,5
Effekt leveret ved OSS <sup>17</sup>	505,7	490,5

<sup>17</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform. For leveret effekt i POC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.

### 5.3.4 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er summeret i Tabel 5-10. (CAPEX mellem KG2 og HN1 er beregnet med et enkelt 500 MW kabel).

Tabel 5-10 Scenarie 3 - Estimerede kabellængder

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
HN1 - 3x240 mm <sup>2</sup> Al	59
HN1 - 3x1000 mm <sup>2</sup> Al	27
KG2 - 3x240 mm <sup>2</sup> Al	60
KG2 - 3x1000 mm <sup>2</sup> Al	27
<b>Eksport søkabler (220 kV)</b>	<b>[km]</b>
Kabelrute KG2 til HN1 <sup>18</sup>	85
Kabelrute HN1 - Vindmølletransformerstation <sup>19</sup>	82
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>20</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute fra ilandføring til Hovegård	95

### 5.3.5 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne, transformerne og eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Hovegård (PoC). De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilerne for hhv. Hesselø og Kattegat 2. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark. De samlede årlige energitab i el-systemet fremgår af Tabel 5-11.

Tabel 5-11 Scenarie 3 - Samlede årlige energitab i el-systemet

<b>Samlede årlige energitab</b>	<b>HN1 [GWh/år]</b>	<b>KG2 [GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Trafo	22,5	23,5
Samlede Eksportsystem	85,3	
Sum [GWh/år]	131,3	

### 5.3.6 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingssystem fremgår af Tabel 5-12. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Hovegård (PoC).

<sup>18</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer a 250 MW kapacitet

<sup>19</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer a 500 MW kapacitet

<sup>20</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.



Tabel 5-12 Scenarie 3 - CAPEX for det elektriske opsamlingsystem

Layout	Arraykabler [Mia. DKK]	Eksportsystem [Mia. DKK]	Sum [Mia. DKK]
HN1 + KG2	0,82	5,52	6,34

Det skal bemærkes at der er en usikkerhed for denne topologi som vedrører tidshorizonten for etablering af landkablerne og søkablerne. Da der arbejdes i to forskellige områder, kan det vise sig at der vil opstå en flaskehals for disse entreprenører arbejder pga. lodsforhandlinger og etableringsarbejder da området som arbejdet skal udføres i er større end de andre scenarier. Derfor kan der være en risiko for at arbejdet ikke kan være fuldført til 2030 eller at det bliver dyrere end det her er forudsat.

## 5.4 Område C, Scenarie 4 – Layout HN1+KF2N

### 5.4.1 Generel opbygning

Hesselø Nedskaleret og Kriegers Flak 2 Nord (Layout HN1 + KF2N) er udlagt med en samlet kapacitet på 1 GW (1020 MW) fra 34 stk. 15MW-turbiner (510 MW) i Hesselø Nedskaleret (HN1) og 34 stk. 15MW-turbiner (510 MW) i Kriegers Flak Nord (KF2N).

Hesselø Nedskaleret tilsluttes Energinets Station Hovegård, mens Kriegers Flak 2 Nord tilsluttes Station Solhøjgård, som er planlagt ved afgangslinjen på 400 kV mellem Bjæverskov, Ishøj og Hovegård.

### 5.4.2 Det elektriske systems topologi

De to parkers elektriske opsamlings- og transmissionssystem system behandles pga. parkernes beliggenhed som to uafhængige anlæg uden direkte elektrisk sammenkobling.<sup>21</sup>

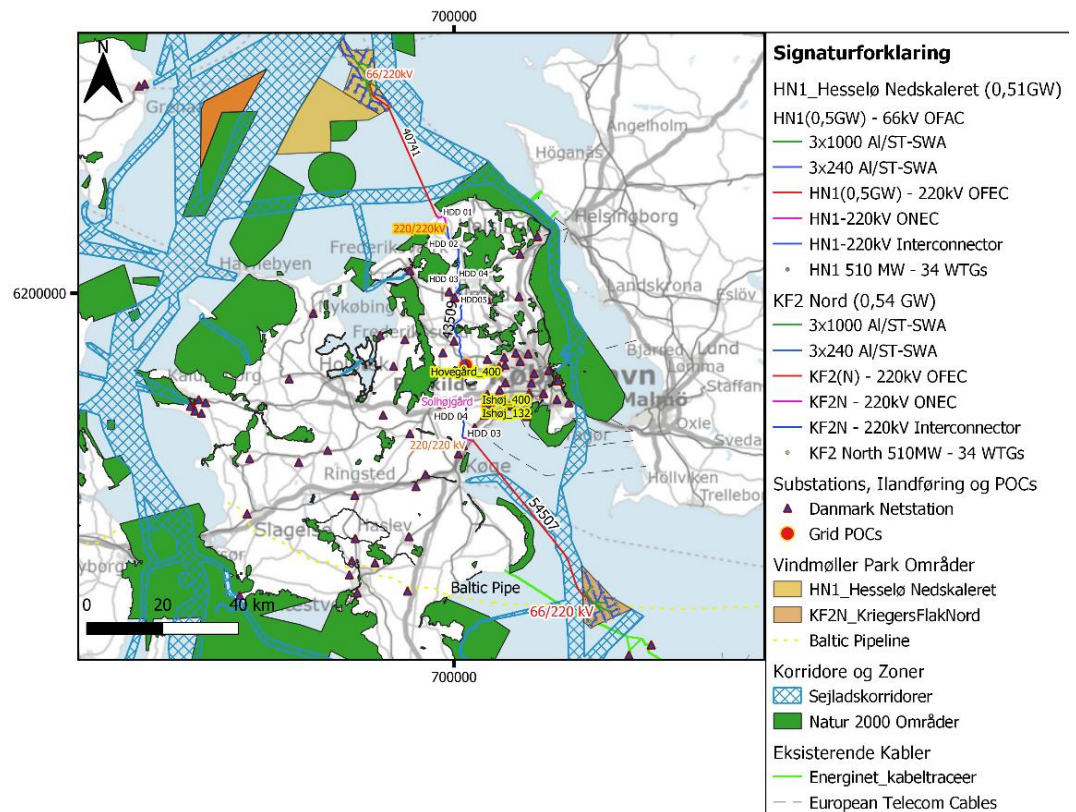
Opbygningen af HN1 er som beskrevet i afsnit 5.3.2 med den forskel, at den installerede kapacitet er 510 MW (eksportkabelanlæggene vil dog være udført for 2x250 MW og ikke 2x500 MW).

KF2N er baseret på en central 66/220 kV havbaseret transformerplatform (OSS). De enkelte møller er i arrays (rækker) sluttet til den havbaserede transformerplatform via 66 kV arraykabler. På transformerplatformen øges spændingen til 220 kV, og den producerede energi føres herfra til land via to kabelanlæg. Eksportsystemerne til HN1 og KF2N kan udføres enten med to parallelle 250 MW kabelsystemer eller et 500 MW kabelsystem. Dette kan efterfølgende optimeres af vindmølleprojektet. CAPEX-beregningen antager et 500 MW eksport kabel til hvert område.

<sup>21</sup> Her er reelt tale om to indbyrdes uafhængige vindmølleparker.

Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret vindmølletransformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene og eventuelt sikre det rette spændingsniveau for søkablerne og den rette kvalitet til transmissionsnettet.<sup>22</sup> Den overordnede anlægstopologi for Scenarie 4 fremgår af Figur 5-7.

Eksportanlægget for HN1 vil følge samme kabeltrace som scenarie 2.



Figur 5-7 Scenarie 4 - Nedskaleret Hesselø og Kriegers Flak 2 Nord (Layout HN1+KF2N).

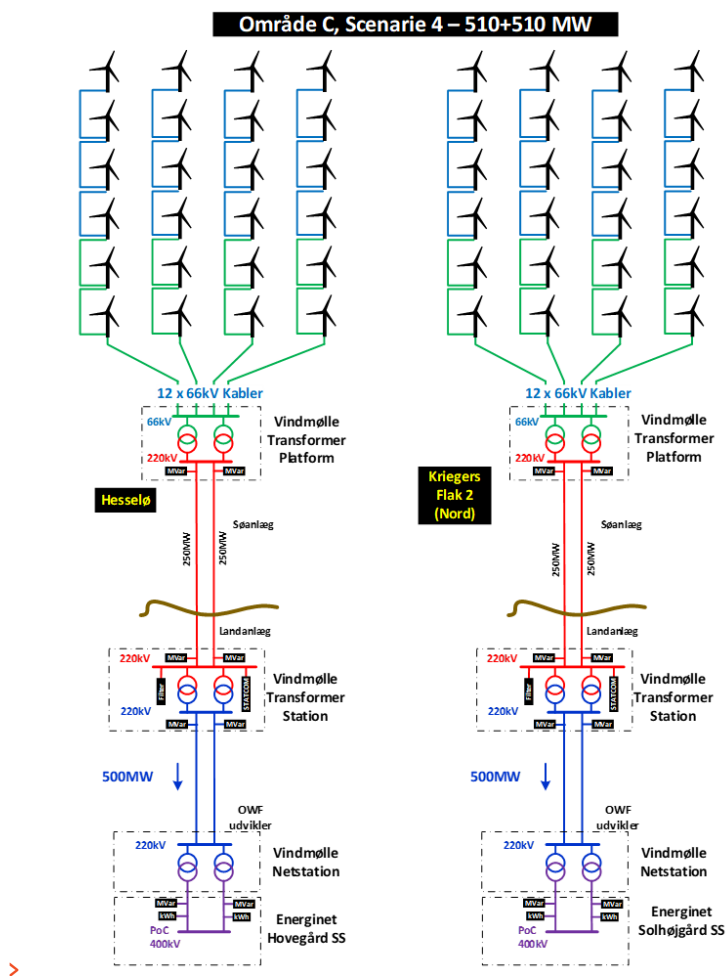
Punktet for ilandføring for KF2N er valgt i området ved Karlstrup Strand. På grund af en relativ tæt bebyggelse i området for ilandføringen antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke inde i landet fra ilandføringen, således at den er til mindst mulig gene. Denne placering afhænger af myndighedsbehandlingen. Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til vindmøllenetstationen ved tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som er Energinets fremtidige Station Solhøjgård.

Det overordnede elektriske opsamlingsystem for Layout HN1+KF2N er illustreret i Figur 5-8 og består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation med en kapacitet på 510 MW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg

<sup>22</sup> 220/220 kV eller 275/220 kV transformering i den kystnære station er ikke antaget i CAPEX beregningerne.

- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg tilsluttet landbaseret transformerstation
- > Landbaseret vindmølletransformerstation indeholdende shuntreaktorer, eventuelle transformere<sup>23</sup> samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > 2 stk. kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstation
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station (PoC)



Figur 5-8 Scenarie 4 - Overordnet elektrisk system.

Der er ikke foretaget nærmere vurdering af landbaserede kabeltracéer i Nordsjælland eller ved Køge bugt.

### 5.4.3 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-13. De samlede årlige elektriske tab fremgår af Tabel 5-15.

<sup>23</sup> 220/220 kV eller 275/220 kV transformering i den kystnære vindmølletransformerstation er ikke antaget i CAPEX beregningen.

Tabel 5-13 Scenarie 4 - Effekttab i arraykabelsystemet.

<b>Effektbalance</b>	<b>HN1 [MW]</b>	<b>KF2N [MW]</b>
Installeret effekt	510	510
Samlet (arraykabler+WTG Trafo) tab	3,9	4,3
Effekt leveret ved OSS <sup>24</sup>	506,1	505,7

#### 5.4.4 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er opsummeret i Tabel 5-14. (CAPEX er beregnet med et enkelt 500 MW eksportkabel).

Tabel 5-14 Scenarie 4 - Skønnede kabellængder

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
HN1 - 3x240 mm <sup>2</sup> Al	59
HN1 - 3x1000 mm <sup>2</sup> Al	27
KF2N - 3x240 mm <sup>2</sup> Al	46
KF2N - 3x1000 mm <sup>2</sup> Al	19
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>25</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute HN1 - Vindmølletransformerstation	82
Kabelrute KF2N - Vindmølletransformerstation	108
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>26</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute fra ilandføring til Hovegård	95
Kabelrute fra ilandføring til Solhøjgård	26

#### 5.4.5 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne, transformerne og eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Stationer Hovegård og Solhøjgård (PoC). De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for hhv. Hesselø og Kriegers Flak 2. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark.

Tabel 5-15 Scenarie 4 - Samlede årlige effekttab i elsystemet.

<b>Samlede årlige effekttab</b>	<b>HN1 [GWh/år]</b>	<b>KF2N [GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Trafo	30,5	32
Eksportsystem	66,7	
Sum	129	

De samlede årlige effekttab i el-systemet fremgår af ovenstående tabel.

<sup>24</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform. For leveret effekt i PoC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.

<sup>25</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer a 250 MW kapacitet.

<sup>26</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer a 250 MW kapacitet.

## 5.4.6 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingssystem fremgår af Tabel 5-16. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet, som vurderes nødvendige for tilslutning af et 500 MW produktionsanlæg til hhv. Station Hovegård og Station Solhøjgård.

Tabel 5-16 Scenarie 4 - CAPEX for det elektriske opsamlingssystem

Layout	Arraykabler [Mia. DKK]	Eksportsystem [Mia. DKK]	Sum [Mia. DKK]
HN 1 + KF2N	0,75	4,21	4,96

## 5.5 Område D, Scenarie 5 – Layout KF2N+KF2S

### 5.5.1 Generel opbygning

Kriegers Flak 2 Nord og Krigers Flak 2 Syd (Layout KF2S+KF2N) er udlagt med en samlet kapacitet på 1 GW (1005 MW) fra 36 stk. 15MW-turbiner (540 MW) i området KF2N og 31 stk. 15MW-turbiner (465 MW) i området KF2S.

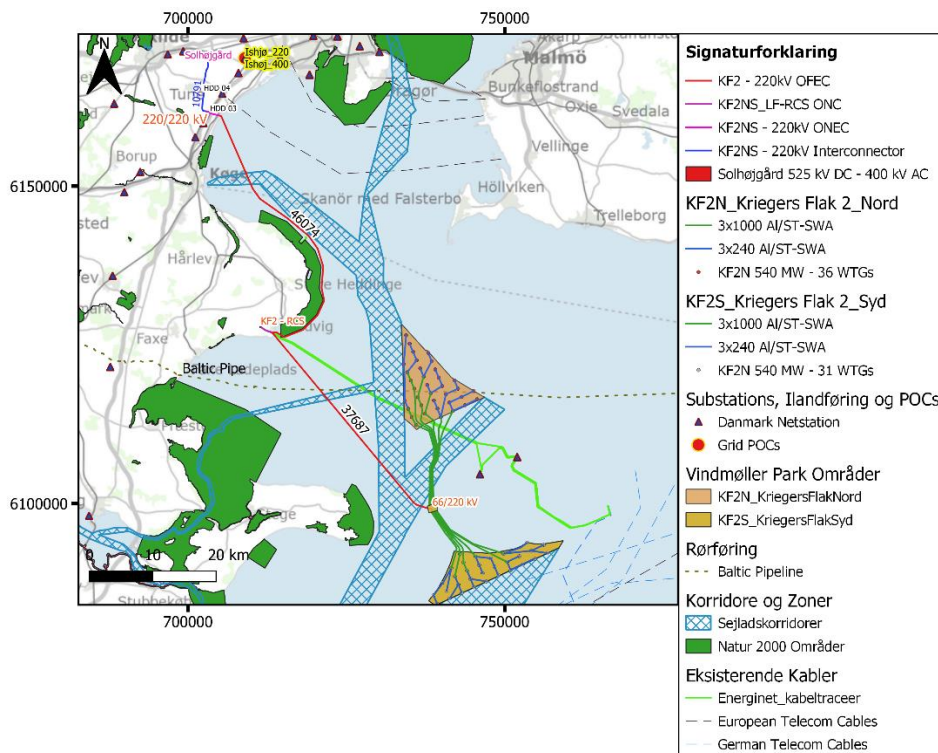
Energien fra de to områder opsamles i en fælles havbaseret transformerplatform med en kapacitet på 1 GW (1005 MW), hvorfra energien føres til Energinets Station Solhøjgård. Dette anlæg kan sammenkobles med anlægget ved Kriegers Flak 1, hvorved der opnås fordele såsom forbedret forsyningsikkerhed og åbner op for fremtidige tilslutningsmuligheder.

### 5.5.2 Det elektriske systems topologi

Layout KF2N+KF2S er baseret på en enkelt, central 66/220 kV havbaseret transformerplatform (OSS). De enkelte møller er i rækker (arrays) sluttet til den havbaserede transformerplatform via 66 kV arraykabler. På transformerplatformen øges spændingen til 220 kV, og den producerede effekt føres til land via to kabelanlæg. Eksportsystemet for layout KF2N+KF2S regnes udført med 2 parallelle kabelsystemer, hvert med en kapacitet på 500 MW.

Ved ilandføringen, valgt samme sted som for Kriegers Flak 1, tilsluttes anlægget en kompenseringsstation for reaktiv effekt (RCS), som har til formål at levere reaktiv kompenserings til eksportkabelanlæggene og at sikre det rette spændingsniveau og den rette kvalitet til transmissionsnettet. Placeringen af reaktorstationen er valgt lige ved siden af ilandføringen af KF1 så en sammenkobling kan være mulig her. I dette scenarie er det valgt at føre eksportkabelsystemet fra kompenseringsstationen tilbage i havet og via et havtracé til ilandføringspunktet ved Karlstrup, hvor kablerne overgår fra søkabler til landkabler frem til Solhøjgård. Denne løsning er foreslået af Energinet, for at undgå et omfattende kabelanlæg med en relativ kompleks tracé på land fra Stevns til Solhøjgård.

Den overordnede anlægstopologi for Scenarie 5 fremgår af Figur 5-9.



Figur 5-9 Scenarie 5 – Kriegers Flak 2 Nord og Kriegers Flak 2 Syd (Layout KF2N+KF2S)

Ilandføringspunktet er valgt i området ved Karlstrup Strand. På grund af en relativ tæt bebyggelse i området for ilandføringen antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke fra ilandføringen, således at den er til mindst mulig gene. Denne placering afhænger af myndighedsbehandlingen.

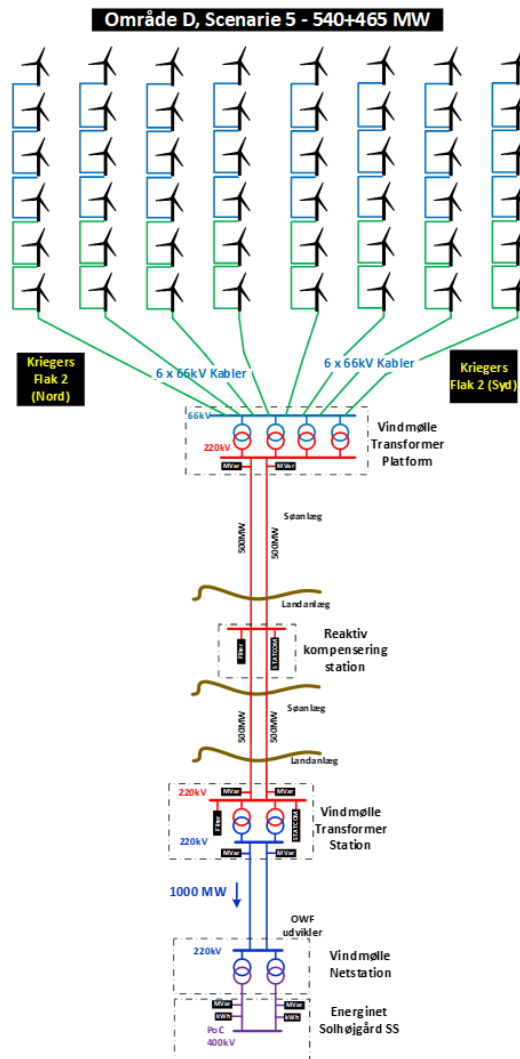
Eksportkablerne fra den landbaserede reaktorstation på Stevns føres tilbage i havet og frem til ilandføringspunktet ved Karlstrup strand.

Der er ikke foretaget en nærmere vurdering af de landbaserede kabeltracéer.

Det overordnede elektriske opsamlingsystem illustreret i Figur 5-10 består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation med kapacitet på 1 GW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg i mellem KF2 og kompenseringsstation og videre fra kompenseringsstation til det endelige ilandføringspunkt ved Karlstrup
- > 220 kV landbaseret kompenseringsstation med koblingsanlæg og shuntreaktorer.
- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg tilsluttet landbaseret vindmølletransformerstation.
- > Landbaseret vindmølletransformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg imellem landbaseret vindmølletransformerstation og ilandføringspunkt ved Karlstrup strand

- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg til vindmøllenetstationen
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station (PoC)



Figur 5-10 Scenarie 5 - Overordnet elektrisk system

### 5.5.3 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-17. De samlede årlige elektriske tab fremgår af Tabel 5-19.

Tabel 5-17 Scenarie 5 - Effekttab i arraykabelsystemet

Effektbalance for layout KF2N+KF2S	[MW]
Installeret effekt	1005
Samlet (arraykabler+WTG Trafo) tab	14,8
Effekt leveret ved OSS <sup>27</sup>	990,2

<sup>27</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformertplatform. For leveret effekt i PoC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.

### 5.5.4 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er opsummeret i Tabel 5-18.

Tabel 5-18 Scenarie 5 - Skønnede kabellængder

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
3x240 mm <sup>2</sup> Al	105
3x1000 mm <sup>2</sup> Al	191
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>28</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute KF2NS OSS – Kompenseringsstation (RCS)	76
Kabelrute KF2NS RCS – Vindmølletransformerstation	92
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>29</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute fra ilandføring til Solhøjgård	26

### 5.5.5 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne, transformeren og eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Solhøjgård (PoC). De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Kriegers Flak 2. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark.

Tabel 5-19 Scenarie 5 - Samlede årlige energitab i el-systemet.

<b>Samlede årlige energitab for layout KF2N +KF2S</b>	<b>[GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Trafo	81,5
Eksportsystem	104,8
Sum	186,3

### 5.5.6 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingsystem fremgår af Tabel 5-20. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet, som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Station Solhøjgård.

Tabel 5-20 Scenarie 5 - CAPEX relateret til det elektriske opsamlingsystem.

<b>Layout</b>	<b>Arraykabler [Mia. DKK]</b>	<b>Eksportsystem [Mia. DKK]</b>	<b>Sum [Mia. DKK]</b>
KF2N+KF2S	1,27	5,04	6,31

CAPEX for eksportsystemet er der opsat en anden topologi end den, som blev anvendt i den sidste finscreening. Primært var ønsket, at omkostningerne til offshore anlæg skulle nedbringes hvorfor der i den aktuelle topologi er regnet med en billigere og større transformerplatform til tilslutning af arraykablerne og til

<sup>28</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer

<sup>29</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer



etablering af transformerne og reaktiv kompensering. Det er vurderet, at denne løsning vil være billigere end 2 transformerplatforme adskilt for eksportsystemet. Beregningerne bekræfter dette og gør eksportsystemet  $\approx 2$  % billigere end den oprindelige finscreening.

Ulempen ved placeringen er, at det medfører et behov for et større arraykabel net, men dette opvejes af de sparede udgifter til transformerplatformen.

Placeringen har også en række potentielle muligheder til andre projekter i området. Specielt nærheden til Kriegers Flak 1 giver mulighed for i højere grad at sammentænke de to projekter og dermed forstærke nettet mellem det kombinerede Kriegers Flak området og Hovegård, Ishøj og Solhøjgård ved København og til Tyskland. Specielt kan projektet sammentænkes med aktuelle projekter på 220 kV fra Vordingborg til Hovegård og dermed etablere et stærkt 220 kV-net parallelt med de eksisterende transmissionsnet. I denne sammenhæng kan disse projekter være med til at mindske behovet for netforstærkninger i Køge-Roskilde snittet, men dette skal bekræftes af mere dybdegående studier.

Dette giver en række perspektiver i forhold til nye projekter som kan udnytte denne struktur. Specielt vil etablering af ny udlandsforbindelse med B2B i Bentwitsch og udvidelse med 1 GW til Tyskland give bedre mulighed for at balancere VE-projekter ud over de vedtagne 2 GW i DK2.

Sammenlignet med en traditionel ilandføring som de andre projekter i denne finscreening vil etableringen af en central platform mellem Kriegers Flak 2 Nord og Syd give bedre muligheder for andre projekter med radial ilandføring.

## 5.6 Område E, Nordsøen 1, Scenarie 6, 7 og 8

### 5.6.1 Generel opbygning

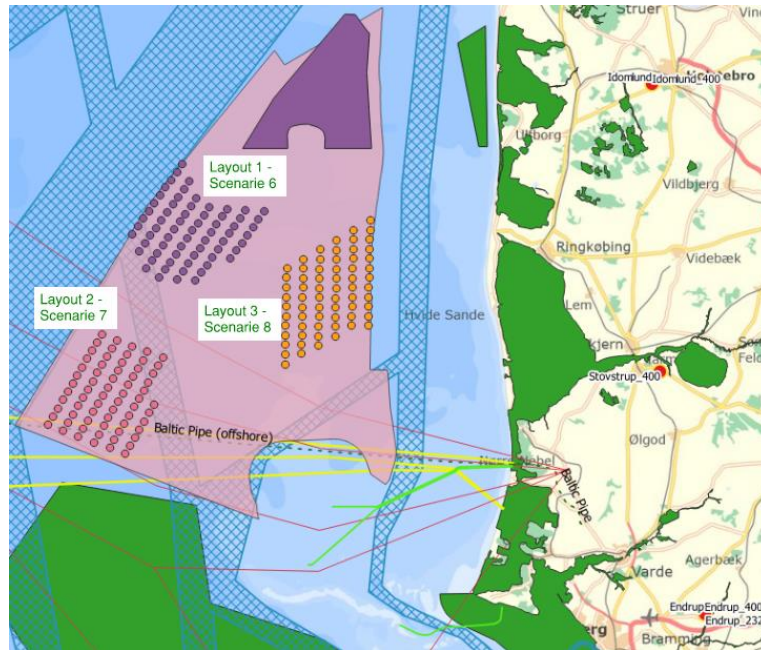
Grundet det store areal Nordsøen 1 udgør, er det muligt at lægge i alt tre parker (layouts) á 1 GW. Disse layouts benævnes som henholdsvis Layout NS1, NS2 og NS3. Hvert layout består enkeltvis af 67 stk. 15MW-turbiner (i alt 1005 MW kapacitet).

De tre layouts udlægges uafhængigt af hinanden, og det forventes at eksportkabeltracéerne lægges således, at de ikke blokerer for de tilstødende layouts.

De tre layouts antages tilsluttet transmissionsnettet ved følgende Energinet hovedstationer:

- > Nordsøen 1, Layout NS1: Station Idomlund
- > Nordsøen 1, Layout NS2: Station Endrup
- > Nordsøen 1, Layout NS3: Station Stovstrup.

Områderne kan derfor betragtes som individuelle områder i denne screening og kan realiseres uafhængigt af hinanden.

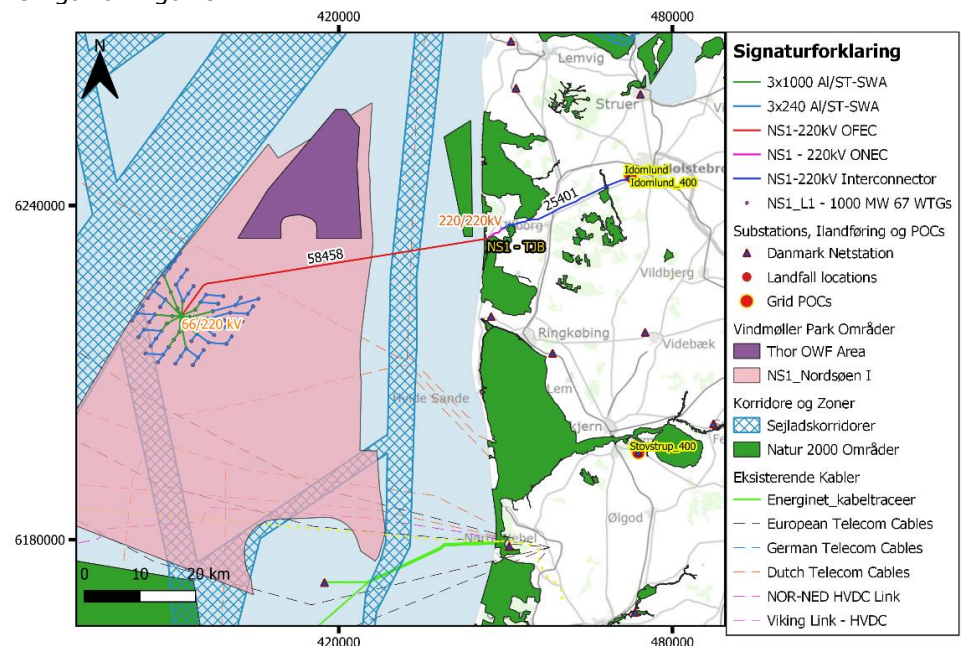


Figur 5-11 Scenarie 6, 7 og 8 - Overordnet parklayout for NS1, NS2 og NS3.

## 5.6.2 Område E, Scenarie 6 - Layout NS1

### 5.6.2.1 Det elektriske systems topologi for NS1

Det elektriske opsamlings- og transmissionssystemer baseret på en central 66/220 kV havtransformerplatform (OSS). De enkelte møller er i rækker (arrays) sluttet til havtransformerplatformen via 66 kV arraykabler. Transformeren øger spændingen til 220 kV, og den producerede effekt føres herfra til land via to kabelanlæg. Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret vindmølletransformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene og at sikre det rette spændingsniveau og den rette kvalitet til transmissionsnettet. Den overordnede anlægstopologi for scenarie 6 fremgår af Figur 5-12.



Figur 5-12 Scenarie 6 - Layout NS1

Ilandføringspunktet er valgt i området ved Øby.

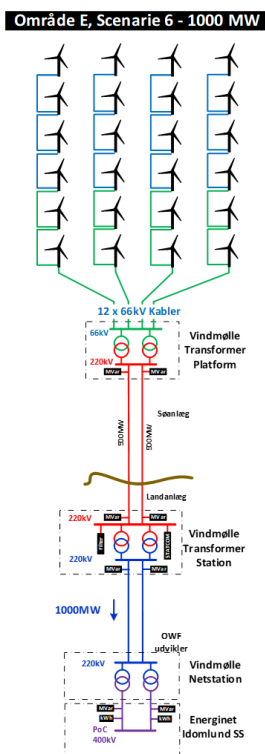
Kyststrækningen er en del af flere Natura 2000-områder. Det er i dette studie antaget, at krydsningen af Natura 2000-området foretages som underboringer i forbindelse med kabellandanlæg, da dette påvirker Natura 2000-områderne mindst muligt. Natura-2000-restriktionerne antages ikke at være til hinder for installationer udført under jorden.

På grund af Natura-2000-restriktioner antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke fra ilandføringen, således at den er til mindst mulig gene i det kystnære miljø. Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som i dette studie er udpeget til at være Energinets Station Idomlund.

Der er ikke foretaget en nærmere vurdering af landbaserede kabeltracéer.

Det overordnede elektriske opsamlingsystem består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i estimeret tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation med en kapacitet på 1 GW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg
- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV landbaserede kabelanlæg tilsluttet den landbaserede vindmølletransformerstation
- > Landbaseret vindmølletransformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > 2 stk. kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstation
- > Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station (PoC)



Figur 5-13 Scenarie 6 - Overordnet elektrisk system

### 5.6.2.2 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-21. De samlede årlige elektriske tab fremgår af Tabel 5-23.

Tabel 5-21 Scenarie 6 - Effekttab i arraykabelsystemet.

Effekttab for layout NS1	[MW]
Installeret effekt	1005
Samlet (arraykabler + WTG Trafo) tab	9,2
Effekt leveret ved OSS <sup>30</sup>	996,8

### 5.6.2.3 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er opsummeret i Tabel 5-22.

<sup>30</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform. For leveret effekt i PoC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.

Tabel 5-22 Scenarie 6 - Skønnede kabellængder

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
3x240 mm <sup>2</sup> Al	113
3x1000 mm <sup>2</sup> Al	62
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>31</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute NS1 - Vindmølletransformerstation	117
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>32</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabeltracé fra ilandføring til Idomlund	58

#### 5.6.2.4 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne, transformerne og eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Idomlund (PoC). De samlede årlige tab i arraykabel-systemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Nordsøen 1. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark. De samlede årlige energitab i el-systemet fremgår af *Tabel 5-23*.

Tabel 5-23 Scenarie 6 - Samlede årlige effekttab i el-systemet.

<b>Samlede årlige energitab for layout NS1</b>	<b>[GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Trafo	50
Eksportsystem	89
Sum	139

#### 5.6.2.5 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingssystem fremgår af *Tabel 5-24*. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Station Idomlund.

Tabel 5-24 Scenarie 6 - CAPEX for det elektriske opsamlingssystem

<b>Layout</b>	<b>Arraykabler [Mia. DKK]</b>	<b>Eksportsystem [Mia. DKK]</b>	<b>Sum [Mia. DKK]</b>
NS1	0,83	4,49	5,32

### 5.6.3 Område E, Scenarie 7 - Layout NS2

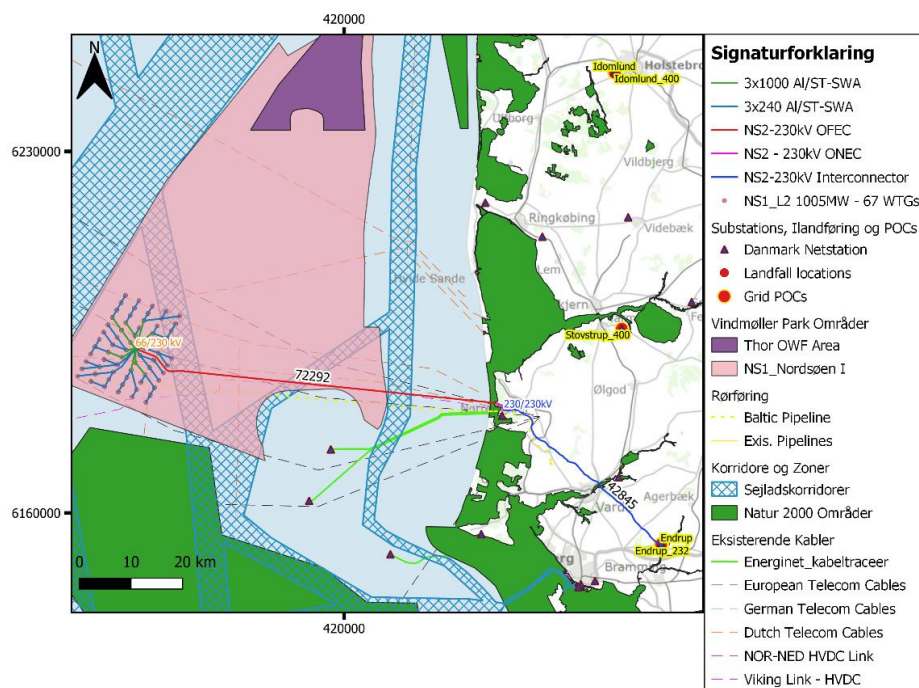
#### 5.6.3.1 Det elektriske systems topologi

Det elektriske opsamlings- og transmissionssystem system er baseret på en central 66/230 kV havtransformerplatform (OSS). De enkelte møller er i rækker (arrays) sluttet til havtransformerplatformen via 66 kV arraykabler. Transformerens øger spændingen til 230 kV, og den producerede effekt føres herfra til land via to kabelanlæg. Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret vindmølletransformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene og sikre det rette spændingsniveau til søkablerne samt

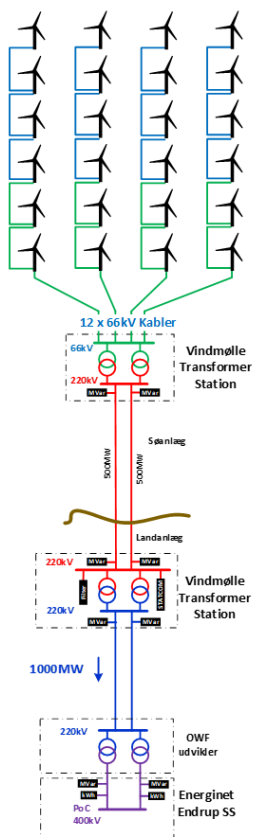
<sup>31</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

<sup>32</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

den rette kvalitet til transmissionsnettet. Den overordnede anlægstopologi for scenarie 7 fremgår af Figur 5-14.



Område E, Scenarie 7 - 1000 MW



Figur 5-14 Scenarie 7 – Layout NS2

Ilandføringspunktet er valgt i området ved Houstrup Strand. Kyststrækningen er en del af flere Natura-2000-områder. Det er i dette studie antaget, at krydsningen af Natura 2000-området foretages som underboringer, da disse påvirker Natura 2000-områderne mindst muligt. Natura-2000-restriktionerne antages ikke at være til hinder for installationer udført under jorden.

Eksportkabel landintaget og landtraceerne skal efterfølgende koordineres med planlagte Baltic pipe der også kan have indflydelse på den endelige placering af nogle vindmøller indenfor siteområdet. Den senere detaljering af eksport/array kabeltraceerne skal ligeledes tilgodese placeringen af Baltic pipe.

På grund af Natura2000-restriktioner antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke fra ilandføringen, således at den er til mindst mulig gene i det kystnære miljø.

Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som i dette studie er udpeget til at være Energinets Station Endrup.

Der er ikke foretaget en nærmere vurdering af landbaserede kabeltracéer.

Det overordnede elektriske opsamlingssystem består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
- > Havbaseret transformerstation med en kapacitet på 1 GW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 230 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg

Figur 5-15 Scenarie 7 - Overordnet elektrisk system

- > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 230 kV kabelanlæg
- > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 230 kV kabelanlæg tilsluttet landbaseret vindmølletransformerstation
- > Landbaseret vindmølletransformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere og udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
- > 2 stk. kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstation
- > Vindmøllenetstation inklusiv sammenkobling til Energinets station (PoC)

### 5.6.3.2 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i *Tabel 5-25*. De samlede årlige elektriske tab fremgår af *Tabel 5-27*.

*Tabel 5-25 Scenarie 7 - Effekttab i arraykabelsystemet.*

<b>Effekttab for layout NS2</b>	<b>[MW]</b>
Installeret effekt	1005
Samlet (arraykabler + WTG Trafo) tab	9,4
Effekt leveret ved OSS <sup>33</sup>	995,6

### 5.6.3.3 Kabelsystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kabelsystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er opsummeret i *Tabel 5-26*.

*Tabel 5-26 Scenarie 7 - Skønnede kabellængder*

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
3x240 mm <sup>2</sup> Al	138
3x1000 mm <sup>2</sup> Al	45
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>34</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute NS2 - Vindmølletransformerstation	147
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>35</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabeltracé fra ilandføring til Endrup	92

### 5.6.3.4 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne, transformerne og eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Endrup (PoC). De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Nordsøen 1. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark.

<sup>33</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform.

<sup>34</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

<sup>35</sup> Samlet kabellængde for 2 kabelsystemer.

Tabel 5-27 Scenarie 7 - Samlede årlige energitab i el-systemet

Samlede årlige energitab for layout NS2	[GWh/år]
Arraykabler + WTG Trafo	52
Eksportsystem	100,5
Sum	152,5

### 5.6.3.5 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingsystem fremgår af Tabel 5-28. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Station Endrup.

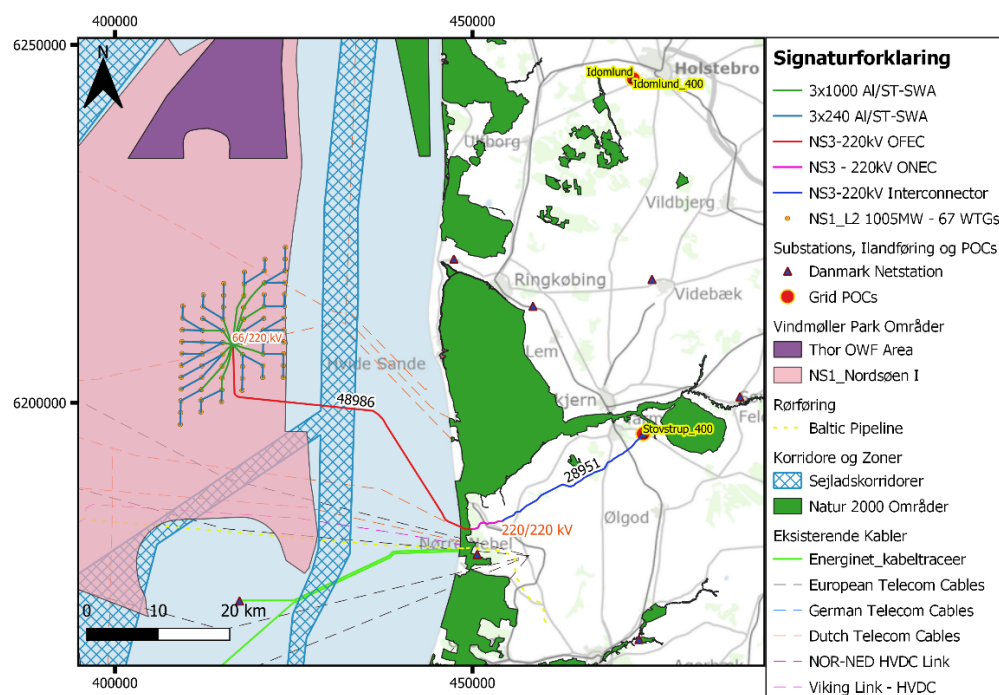
Tabel 5-28 Scenarie 7 - CAPEX for det elektriske opsamlingsystem.

Layout	Arraykabler [Mia. DKK]	Eksportsystem [Mia. DKK]	Sum [Mia. DKK]
NS2	0,85	5,06	5,91

## 5.6.4 Område E, Scenarie 8 - Nordsøen 1, Layout 3 (NS3)

### 5.6.4.1 Det elektriske systems topologi

Det elektriske opsamlings- og transmissionssystem system er baseret på en central 66/220 kV havtransformerplatform (OSS). De enkelte møller er i rækker (arrays) sluttet til havtransformerplatformen via 66 kV arraykabler. Transformerplatformen øger spændingen til 220 kV, og den producerede effekt føres herfra til land via to kabelanlæg. Ved ilandføringen tilsluttes anlægget en landbaseret vindmølletransformerstation, som har til formål at levere reaktiv kompensering til eksportkabelanlæggene og sikre det rette spændingsniveau og den rette kvalitet til transmissionsnettet. Den overordnede anlægstopologi for scenarie 8 fremgår af Figur 5-16.



Figur 5-16 Scenarie 8 – Layout NS3

Ilandføringspunktet er valgt i området ved Houstrup Strand.

Kyststrækningen er en del af flere Natura-2000-områder. Det er i dette studie antaget, at krydsningen af Natura 2000-området foretages som underboringer, da de påvirker Natura 2000-områderne mindst muligt. Natura 2000-restriktionerne antages ikke at være til hinder for installationer udført under jorden.

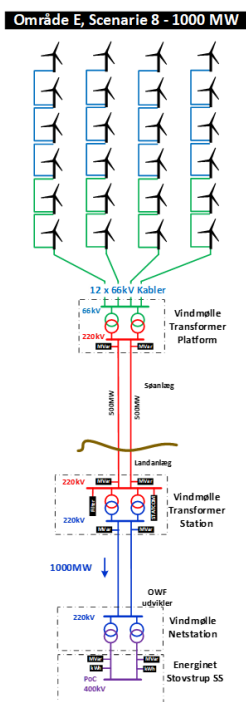
På grund af Natura-2000-restriktioner antages den landbaserede vindmølletransformerstation placeret et stykke fra ilandføringen, således at den er til mindst mulig gene i det kystnære miljø.

Energien føres fra den landbaserede vindmølletransformerstation til tilslutningsstedet til transmissionssystemet, som i dette studie er udpeget til at være Energinets Station Stovstrup.

Der er ikke foretaget nærmere en vurdering af landbaserede kabeltracéer.

Det overordnede elektriske opsamlingsystem består af følgende hovedkomponenter og anlæg:

- > Arraykabler i skønnet tværsnit på mellem 3x240 mm<sup>2</sup> og 3x1000 mm<sup>2</sup>
  - > Havbaseret transformerstation med en kapacitet på 1 GW indeholdende transformere, reaktorer, 66- og 220 kV koblingsanlæg samt alle nødvendige hjælpeanlæg
  - > Havbaseret eksportkabelsystem bestående af 2 stk. 220 kV kabelanlæg
  - > Ilandføringsanlæg samt 2 stk. 220 kV kabelanlæg tilsluttet landbaseret vindmølletransformerstation
  - > Landbaseret vindmølletransformerstation indeholdende shuntreaktorer, transformere samt udstyr til sikring af strøm- og spændingskvalitet
  - > 2 stk. kabelanlæg som forbinder vindmølletransformerstationen med vindmøllenetstation
- Vindmøllenetstation inklusive sammenkobling til Energinets station (PoC)



Figur 5-17 Scenarie 8 - Overordnet elektrisk system.

#### 5.6.4.2 Loadflow og effekttab i arraykabelsystemet

Der er foretaget en simplificeret loadflowberegning til fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne af effekttab er opsummeret i Tabel 5-29. De samlede årlige elektriske tab fremgår af Tabel 5-31.

Tabel 5-29 Scenarie 8 - Effekttab i arraykabelsystemet.

Effektbalance for layout NS3	[MW]
Installeret effekt	1005
Samlet (arraykabler+WTG Trafo) tab	9,3
Effekt leveret ved OSS <sup>36</sup>	995,7

<sup>36</sup> Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform. For leveret effekt i PoC skal fratrækkes tab i selve eksportsystemet.



### 5.6.4.3 Kablesystemer

Som basis for loadflowberegninger og CAPEX er kablesystemernes længde og dimension bestemt ud fra kablernes tracé og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m overlængde per vindmølle. De totale kabellængder er opsummeret i Tabel 5-30.

Tabel 5-30 Scenarie 8 - Skønnede kabellængder.

<b>Arraykabler (66 kV)</b>	<b>[km]</b>
3x240 mm <sup>2</sup> Al	127
3x1000 mm <sup>2</sup> Al	63
<b>Eksport søkabler (220 kV)<sup>37</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute NS3 - Vindmølletransformerstation	98
<b>Eksport Land kabler (220 kV)<sup>38</sup></b>	<b>[km]</b>
Kabelrute fra ilandføring til Stovstrup	69

### 5.6.4.4 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykablesystemerne, transformerne og i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet ved Stovstrup (PoC). De samlede årlige tab i arraykablesystemet er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Nordsøen. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for den konkrete vindmøllepark. De samlede årlige energitab i el-systemet fremgår af Tabel 5-31.

Tabel 5-31 Scenarie 8 - Samlede årlige energitab i el-systemet.

<b>Samlede årlige energitab for layout NS3</b>	<b>[GWh/år]</b>
Arraykabler + WTG Trafo	51
Eksportsystem	74
Sum	125

### 5.6.4.5 CAPEX

CAPEX for det elektriske opsamlingsystem fremgår af Tabel 5-32. CAPEX for eksportsystemet inkluderer omkostninger til forstærkninger af transmissionsnettet som vurderes nødvendige for tilslutning af et 1 GW produktionsanlæg til Stovstrup (PoC).

Tabel 5-32 Scenarie 8 - CAPEX relateret til det elektriske opsamlingsystem.

<b>Layout</b>	<b>Arraykabler [Mia. DKK]</b>	<b>Eksportsystem [Mia. DKK]</b>	<b>Sum [Mia. DKK]</b>
NS3	0,88	4,32	5,20

<sup>37</sup> Samlet kabellængde for 2 kablesystemer.

<sup>38</sup> Samlet kabellængde for 2 kablesystemer.

---

ADRESSE COWI A/S  
Parallelvej 2  
DK-2800  
Kongens Lyngby  
Danmark  
TLF 56 40 00 00  
FAX 56 40 99 99  
E-MAIL [cowi@cowi.dk](mailto:cowi@cowi.dk)  
WWW [cowi.dk](http://cowi.dk)