

DECEMBER 2021
ENERGISTYRELSEN

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

1-5 ØKONOMISK RANKING AF NORDSØEN 1, HESSELØ, KATTEGAT 2 OG KRIEGER
FLAK 2



COWI

DECEMBER 2021
ENERGISTYRELSEN

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

1-5 ØKONOMISK RANKING AF NORDSØEN 1, HESSELØ, KATTEGAT 2 OG KRIEGERS
FLAK 2

PROJEKTNR.

A235631

DOKUMENTNR.

A235631-1-5

VERSION

2.0

UDGIVELSESDATO

15-12-2021

BESKRIVELSE

Del-rapport

UDARBEJDET

APHE/MHO

KONTROLLERET

MHO

GODKENDT

MUAI

Indhold

1	Forkortelser	6
2	Indledning	7
2.1	Delrapportens indhold	8
3	Endelig energiproduktion	10
4	Omkostninger	11
4.1	Investeringsomkostninger	11
4.1.1	Vindmøller	11
4.1.2	Fundamenter	12
4.1.3	Arraykabler	14
4.1.4	Eksportsystem	14
4.1.5	Udviklingsomkostninger	15
4.1.6	Samlede investeringsomkostninger	16
4.2	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	16
5	Økonomisk rangordning	18

1 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

AEP	Annual energy production
LCoE	Levetidsomkostninger, Levelized Cost of Energy
MW	Mega Watt (Aktive effekt)
V-	Mindre velegnet
V	Velegnet
WTG	Wind Turbine Generator (hele vindmøllen eksklusive fundament)

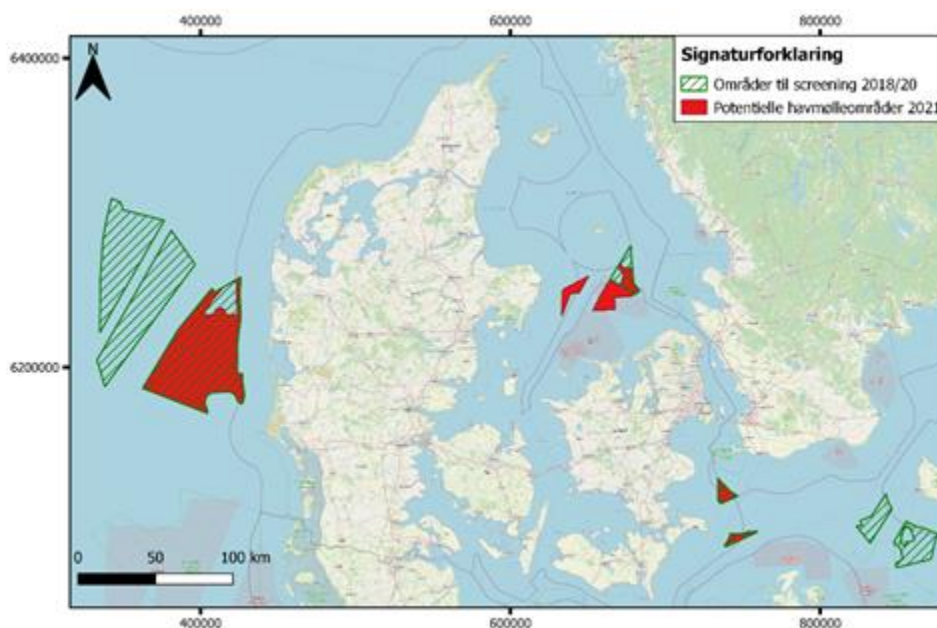
2 Indledning

Energistyrelsen har i 2019 gennemført den såkaldte 10 GW screening som opfølgning på energiaftalen fra 2018. På den baggrund har Energistyrelsen udvalgt seks potentielle områder til opstilling af havvind, som i denne undersøgelse finscreenses som fem forskellige projektområder (projektområde A-E) (Figur 2-1). Alle områder undtagen Hesselø udvidet syd er indmeldt til havplanen til VE.

De fem projektområder med direkte forbindelse til land inkluderer:

- > Projektområde A: 'Nedskaleret Hesselø' + 'Hesselø udvidet syd' (373 km²)
- > Projektområde B: 'Nedskaleret Hesselø' + 'Kattegat 2' (248 km²)
- > Projektområde C: 'Nedskaleret Hesselø' + 'Kriegers Flak 2 Nord' (224 km²)
- > Projektområde D: 'Kriegers Flak 2 Nord' + 'Kriegers Flak 2 Syd' (174 km²)
- > Projektområde E: 'Nordsøen 1' (2901 km²).

Formålet med screeningen er dels at bekræfte, at det er praktisk muligt at etablere havvindmølleparker med specifik placering i de angivne områder og dels at levere økonomiske beregninger og rangordne vindparkerne herefter. Beregningerne belyser økonomien i at opstille parker på de specifikke, identificerede placeringer ved at tage højde for miljø- og planmæssige forhold, havbundsforhold, vindressource, layouts og energiproduktion samt elektriske systemer.



Figur 2-1: Overblik over det samlede 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 med henblik på at inddrage eventuel ny data og viden og ændrede økonomiske forudsætninger samt at finscreene to nye områder, Kattegat 2 og Hesselø udvidet syd.

Både finscreeningen i 2018 og 2020 er gennemført af COWI på bestilling af Energistyrelsen og er et væsentligt element i beslutningen om placering af ny havvind.

Finscreeningen i 2020 bidrog til, at det i 2020 kunne beslutte at park 2 fra Energifaftalen 2018 skulle placeres i området ved Hesselø. Foreløbige forundersøgelser af havbunden viser imidlertid, at især den nordlige og vestlige del af sitet kan være mindre velegnet til opstilling af havvind, da der er fundet blød lerbund i særligt de øverste 20-30 meter under havbunden. Parallelt med at konsekvenserne af havbunden undersøges, afsøges alternative placeringer for etablering af Park 2 som kan bringes i spil, hvis Hesselø ikke kan etableres som forudsat.

2.1 Delrapportens indhold

Denne delrapport omfatter dels opgørelse af etablerings- og driftsomkostninger samt endelig energiproduktion inklusiv elektriske tab for projektområderne A-E og dels resultaterne af den økonomiske rangordning af de potentielle layouts baseret på levetidsomkostninger (LCOE). *Tabel 2-1* er en oversigt over hovedrapporten og delrapporterne. Delrapporten skal sammenholdes med konklusioner og anbefalinger fra de andre delrapporter.

Tabel 2-1: Oversigt over hele finscreeningens hovedrapport og delrapporter

Hovedrapport
1-0 Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land.
Delrapporter
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

I denne delrapport gøres kort rede for den endelige energiproduktion, som er en sammenstilling af energiproduktionen samt tab beskrevet i delrapport 1-3 og elektriske tab beskrevet i delrapport 1-4. Dernæst bliver omkostninger til udvikling, vindmøllen (WTG), fundamenter, array kabler og eksportsystem kort beskrevet. Fokus i beskrivelserne er på forskelle i forhold til Finscreening 2020. Til sidst bliver LCOE beregnet for alle layouts og de bliver rangordnet fra billigst til dyrest.

De potentielle layouts er baseret på kriterierne fra Energistyrelsen, jf. nedenfor, som angivet i opgavebeskrivelsen og beskrevet i delrapporterne som angivet i Tabel 2-2 og viser en oversigt over alle områder og alle layouts omfattet af denne delrapport. Finscreeningen er foretaget med udgangspunkt i følgende kriterier:

- > et maksimalt arealoptag på 0,22 km²/MW svarende til en MW tæthed på 4,5 MW/km², eller hvilken større MW tæthed der kan begrundes hensigtsmæssigt for det enkelte parklayout for at balancere skyggeeffekter og kabellængder for store vindmøller opstillet i perioden 2027-2030

- > en fremtidig mølle med en effekt på 15 MW
- > en parkstørrelse på 1 GW som tilsluttes transmissionsnettet i land
- > et bruttoområde til opstiller, som for hver park er 30 % større end nødvendigt for at give opstiller fleksibilitet i den endelige optimeringsproces.

Sammenhængen mellem projektområderne og de potentielle layouts, der indgår i screeningen, er vist i Tabel 2-2.

Tabel 2-2: Oversigt over områder og layouts¹

Projektområder (rød farve i Figur 2-1)	Site navn	Layout	Kapacitet [MW]	Mølletype [MW]	Antal møller
Område A	Hesselø udvidet syd + nedskaleret Hesselø	HUS1	1005	15	67
		HN1	1005	15	67
Område B	Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	HN1 + KG2	510 + 495	15	67
Område C	Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	HN1 + KF2N	510 + 510 (1020)	15	68 ²
Område D	Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	KF2N + KF2S	540 + 465	15	67
Område E	Nordsøen 1 - L1	NS1	1005	15	67
	Nordsøen 1 - L2	NS2	1005	15	67
	Nordsøen 1 - L3	NS3	1005	15	67

¹ Der arbejdes med en parkstørrelse på ca. 1 GW og kapaciteten er beregnet efter den optimale placering af vindmøller i området.

² For at optimere arbejdsindsatsen er KF2N layoutet fra Område D genbrugt i område C, dog er den østligste række med kun 2 møller fjernet. Der er en overtallig mølle i layout C, men rationalet er at en ekstra mølle stort set ikke influerer på LCoE da den ekstra omkostning modsvares af ekstra produktion

3 Endelig energiproduktion

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

- > Skyggetab: Layout- og site afhængigt
- > Rådighedstab for vindmølleparken: 4,0%
- > Møllens eget forbrug: 1,2%
- > Effektkurvetab: 1,0%
- > Langtidskorrektion af mesoscale vindressourcedata³
- > Elektriske tab i arraykabler
- > Elektriske tab i eksportsystemet

Med undtagelse af de elektriske tab, er de andre tab indregnet i nettoenergiproduktionen beskrevet i tabel 16 i delrapport 1-3. I Tabel nedenfor medregnes elektriske tab i array- og eksportsystemet.

Tabel 3-1: Endelig energiproduktion for de 5 havmølleparker i finscreeningen

SITE/LAYOUT	Netto AEP (GWh per år)	Elektriske tab (GWh per år)	Endelig ener- giproduktion (GWh per år)
Hesselø udvidet syd (HUS1)	4.771,8	121	4.650,9
Nedskaleret Hesselø (HN1)	4.637,5	123	4.515,0
Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	4.832,5	131	4.701,3
Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	4.874,3	129	4.745,3
Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	4.883,4	186	4.697,0
Nordsøen 1 L1	4.977,4	140	4.837,7
Nordsøen 1 L2	4.979,0	152	4.826,7
Nordsøen 1 L3	5.001,7	125	4.876,6

³ Denne er site specifik og beskrives i delrapport 1-3 s. 10.

4 Omkostninger

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

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

4.1 Investeringsomkostninger

Investeringsomkostningerne består af følgende hovedposter:

- > Vindmøller
- > Fundamenter
- > Arraykabler
- > Eksportsystem⁴
- > Udviklingsomkostninger

Investeringsomkostningerne er sammenholdt med bl.a. Energistyrelsens Teknologikatalog⁵, International Energy Agency (IEA) Energy Outlook 2021⁶ og BVG Associates Wind farm costs⁷.

4.1.1 Vindmøller

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

Der sker meget med prisudviklingen på vindmøllerne, og der findes en række forskellige estimater for, hvad investeringsomkostningerne for vindmøllerne er. I finscreeningen i 2020 anvendtes en investeringsomkostning på 8.700 DKK/kW, hvilket resulterer i en investering på 130 mio. DKK for en 15 MW vindturbine. For at sikre, at finscreeningen fra 2020 kan sammenlignes med denne finscreening

⁴ Investeringen til onshore substation er inkluderet i investeringsomkostningerne til substationen.

Transformerne er dog ikke inkluderet. Derfor er dette et groft estimat. Fremtidige systemanalyser vil afgøre, hvorvidt der er et behov for transformere i substationen.

⁵ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-pro-duktion-af-el-og>

⁶ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/888004cf-1a38-4716-9e0c-3b0e3fdbf609/WorldEnergyOutlook2021.pdf>

⁷ [Wind farm costs – Guide to an offshore wind farm](#)

benyttes samme investeringsomkostning for vindmøllerne som i den tidligere finansscreening.

Denne investeringsomkostning ligger dog lidt i den høje ende ved sammenligning med investeringsomkostninger på møller fra IEA Energy Outlook 2021⁸ eller BVG Associates⁹, hvor investeringsomkostningerne for en vindturbin kan beregnes til at være hhv. 7.413 DKK per kW og 6.650 DKK per kW. Det er en relativ stor prisudvikling, som også skal ses i lyset af et marked, der er i stor udvikling.

Den omkostning der anvendes for vindturbinerne, er derfor i den høje ende, men for at sikre sammenlignelighed med den tidligere finansscreening, anvendes dette estimat. Primært anvendes denne finansscreening til at sammenligne sites. Ved en sammenligning af sites har prisniveauet af turbinerne ikke nogen betydning, da der på alle sites anvendes samme turbine størrelse og type.

Installationsomkostningen er baseret på installation af vindturbiner på den konventionelle måde, hvor der benyttes jack-up skibe, som stabiliserer sig vha. ben nedsænket på havbunden. Derfor er der ikke foretaget yderligere analyser ift. havbund og vægtens effekt på stabilitet eller mangel på bæreevne. Dette kræver en specifik vurdering og der opfordres til at undersøge dette nærmere på projektområdet A, B og C (Nedskaleret Hesselø). Såfremt fremtidige vurderinger konkluderer at installationen af vindturbiner ikke er muligt med jack-up skibe, skal der benyttes avancerede skibe med kapacitet for flydende installation. Disse typer skibe vil være betydelig dyrere end konventionelle skibe.

Det ovenstående skal også sammenholdes med konklusioner og anbefalinger fra delrapporten *1-1 Havbundsscreening for Nordsøen 1, Hesselø, Kattegat 2 og Kriegers Flak 2*. Denne beskrivelse gør sig også gældende i næste afsnit for fundamenter og installationen af monopæle.

4.1.2 Fundamenter

Priserne for fundamenterne er baseret på monopæl fundering. Monopælen vurderes at være den mest pris effektive fundering på baggrund af det nuværende vidensgrundlag.

For at kunne estimere omkostninger til fundamenter i de forskellige områder, blev de forskellige informationer fra havbundsanalyserne samlet i en oversigtstabel (jf. tabellen nedenfor). Områderne er rangordnet fra meget velegnet (V+) over velegnet (V) til mindre velegnet (V-) ift. monopæl fundering.

Siden sidste finansscreening er det blevet vurderet, at nedskaleret Hesselø og Kriegers flak områderne har mere udfordrende havbund end først antaget. For disse sites er der tillagt ekstra arbejdstid og stål i beregningerne af fundamenternes CAPEX. For Nedskaleret Hesselø er der i gennemsnit antaget 25 meter længere monopæle, end ved 2020 screeningen, da der er 20-30 meters blødbund. For

⁸ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/888004cf-1a38-4716-9e0c-3b0e3fdbf609/WorldEnergyOutlook2021.pdf>

⁹ <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>

Kriegers Flak Syd er der en større vanddybde og mere savbundssediment. Derfor antages det, at der skal bruges 20 m. længere monopæle. For disse to sites er der derfor også tilføjet én ekstra dags arbejde. For Kriegers Flak Nord er der tilføjet to ekstra dages arbejde, da der er risiko for at ramme sten og hård havbund. Yderligere er havdybden blevet opdateret siden sidste screening for de forskellige sites, hvilket har betydning for omkostningerne for fundamentene. Ved at tage højde for svære havbundsforhold på de ovenstående sites, stiger omkostningerne til fundamentene 12-22 % for alle andre sites end Nordsøen.

Fundamentene i områderne i Nordsøen skal dog i højere grad installeres med scour-beskyttelse, der forhindrer erosion af havbunden rundt om fundamentene. Scour-beskyttelse vil i Hesselø og Kriegers Flak områderne kun være nødvendigt i begrænset omfang.

Baseret på ovenstående oplysninger, nedenstående tabel og specifik viden om priser i markedet har COWIs specialister på havmøllefundamenter etableret prisoverslag for fundamentene til hvert af de potentielle layouts. Prisoverslagene er som følger for 67 fundamenter¹⁰ inklusiv installation:

Tabel 4-1: Priser på fundering af møllerne i hver havmøllepark

SITE/LAYOUT	Kategori	Fundamenter	Totalomkostning (x1000 Kr.)
Hesselø udvidet syd (HUS1)	(V)/(-V)	67	2.692.430
Nedskaleret Hesselø (HN1)	(V-)/(V)	67	2.961.375
Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	(V-)/(V)	67	2.777.360
Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	(V-)/(V-)	68	2.963.610
Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	(V-)/(V)	67	2.803.435
Nordsøen 1 L1	(V)	67	2.845.155
Nordsøen 1 L2	(V)	67	2.795.240
Nordsøen 1 L3	(V)	67	2.895.070

I de scenarier, hvor der er flere layouts inkluderet (f.eks. Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2), tages højde for hvor mange fundamenter, der er placeret på hvert layout.

¹⁰ For Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord er der regnet på 68 fundamenter, da denne som den eneste har 68 vindturbiner.

4.1.3 Arraykabler

For hvert område er arraykablerne blevet modelleret af COWIs eksperter og omkostningerne er beregnet. Fremgangsmåden er dokumenteret i delrapport 1-4. Omkostningerne til arraykabler inklusive installation er vist i Tabel :

Tabel 4-2: Investeringsomkostninger til array kabler

SITE/LAYOUT	Omkostninger (x1000 kr.)
Hesselø udvidet syd (HUS1)	941.000
Nedskaleret Hesselø (HN1)	761.000
Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	822.000
Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	750.000
Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	1.268.000
Nordsøen 1 L1	831.000
Nordsøen 1 L2	847.000
Nordsøen 1 L3	878.000

Disse estimater er i gennemsnit ca. 50% højere end i Finscreening 2020. For Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd er estimatet dog 100 % højere. Disse stigninger skyldes en mere detaljeret modellering af arraykablerne og opdaterede pris estimater. De opdaterede priser bygger på stigende markedspriser både som følge af stigende kobber og aluminiums priser. Yderligere er installationsomkostningerne også stigende, som følge af et mere trængt marked, hvor der er en stigende efterspørgsel.

Arraykablerne for Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd er betydeligt længere i denne finscreening, da den havbaserede transformerplatform er placeret mellem de to områder.¹¹

4.1.4 Eksportsystem

Energinet har leveret oplysningerne om det samlede energitab samt CAPEX-estimer for eksportsystemet. Oplysningerne fremgår af Tabel 4-3. Det estimerede eksportsystem er ligesom for arraykablerne beskrevet i delrapport 1-4 og indeholder platform til havs og kabler mellem platformen og frem til stationen for

¹¹ Den centrale placering af transformerplatformen er valgt af to årsager. Den maksimale tekniske/økonomiske længde af arraykablerne vil kræve to transformerplatforme såfremt denne ikke placeres centralt og uden for siteområderne. Energinet anser tillige at en fremtidig sammenkobling mellem KF1 og KF2 på 220 kV niveau hvorved der etableres et formasket transmissionssystem kan være fordelagtigt.

POC i land. Der er også medtaget udgifter til transformering, reaktiv kompenser og udvidelse af stationer på land etc. Der er også medtaget omkostninger til evt. netforstærkninger.

Tabel 4-3: Eksportsystemer - Omkostninger og energitab

Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (1000.DKK)	Elektriske tab
		Samlet tab GWh /År
Hesselø udvidet syd (HUS1)	3.590.000	66,6
Nedskaleret Hesselø (HN1)	3.690.000	76,4
Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	4.970.000	85,3
Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	3.660.000	66,7
Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	5.040.000	104,8
Nordsøen 1 L1	3.940.000	88,9
Nordsøen 1 L2	4.510.000	100,5
Nordsøen 1 L3	3.770.000	74,0

I forhold til Finscreening 2020 er der blevet større forskel på områder ift. både CAPEX og tab. Især scenarierne, der kombinerer flere geografisk adskilte layouts er op mod 30-35% dyrere end de andre scenarier.

4.1.5 Udviklingsomkostninger

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

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

Udviklingsomkostningerne til brug for finscreeningen 2020 er estimeret til et gennemsnit på ca. 312 mio. kr. For sammenlignelighedens skyld, er der anvendt samme omkostning i denne finscreening. Estimatet er forbundet med stor usikkerhed. Disse omkostninger dækker kun udgifter for den private udvikler/investor. Omkostningen er antaget at være den samme for alle potentielle layouts og udgør under 2 promille af de samlede investeringsomkostninger. Dermed får denne omkostningspost heller ikke indflydelse på den indbyrdes rangordning af layouts.

4.1.6 Samlede investeringsomkostninger

Tabel opsummerer alle investeringsomkostningerne beskrevet ovenfor.

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

	Hesselø udvidet syd	Nedskaleret Hesselø	Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	Nordsøen 1 L1	Nordsøen 1 L2	Nordsøen 1 L3
WTG	8.710.958	8.710.958	8.710.958	8.840.972	8.710.958	8.710.958	8.710.958	8.710.958
Fundamenter	2.692.430	2.961.375	2.777.360	2.963.610	2.803.435	2.845.155	2.795.240	2.895.070
Arraykabler	941.000	761.000	822.000	750.000	1.268.000	831.000	847.000	878.000
Eksportsystem	3.590.000	3.690.000	4.970.000	3.660.000	5.040.000	3.940.000	4.510.000	3.770.000
Udvikling	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500
Total	16.246.888	16.435.833	17.592.818	16.527.082	18.134.893	16.639.613	17.175.698	16.566.528
1000 kr./MW	16.166	16.354	17.505	16.203	18.045	16.557	17.090	16.484

4.2 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

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

Disse omkostninger afhænger i høj grad af den specifikke forretningsmodel, selskabsstruktur og ejerskab. En vurdering af disse omkostninger kan derfor alene ske på et meget overordnet plan. I Finscreening 2020 anvendtes 75 kr./MWh. For at sikre sammenlignelighed anvendes samme omkostning i denne screening.

Energinet DK har leveret drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på eksportanlægget, som lægges oveni. OPEX fra Energinet er baseret på opgørelser for eksisterende havmølleanlæg og ilandføringsanlæg for perioden 2018-2020 og er taget som en gennemsnit af disse anlæg. For de scenarier, hvor områderne er sammenhængende eller tæt på sammenhængende tilføjes en årlig driftsomkostning på ca. 11 mio. kr. per år per scenarie. For de sammensatte scenarier, der benytter geografisk adskilte områder, er driftsomkostningen ca. 12 mio. kr. per år per scenarie. De totale driftsomkostninger per år for hvert layout er vist i Tabel 4-5.

Tabel 4-5: Driftsomkostninger per år for de 8 havmølleparker

SITE/LAYOUT	Omkostninger (x 1000 kr. pr. år)
Hesselø udvidet syd (HUS1)	359.894
Nedskaleret Hesselø (HN1)	349.703
Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	364.377
Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	367.850
Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	363.354
Nordsøen 1 L1	373.901
Nordsøen 1 L2	373.077
Nordsøen 1 L3	376.823

5 Økonomisk rangordning

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

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

hvor:

- > LCoE refererer til "Levelized Cost of Energy" i.e. levetidsomkostning per energi-enhed
- > I_t Investeringsomkostninger i år t
- > M_t Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i år t
- > E_t Energiproduktion i år t
- > r Diskonteringsfaktor
- > n Forventet projektlevetid
- > Energistyrelsen har foreskrevet en levetid på 30 år.

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

Diskonteringsfaktoren afhænger i høj grad af forretningsmodellen hvad angår finansiering af projektet. I 2018 og 2020 finscreeningen blev anvendt en diskonteringsrate på 8%. Denne var baseret på en ren egenkapitalfinansiering, således at diskonteringsfaktoren afspejler den forventede forrentning af egenkapitalen. Dette svarer til hvad IEA forventer af Weighted Average Cost of Capital (WACC) i "advanced economies"¹². For at sikre sammenlignelighed til sidste finscreening, anvendes de 8% også i dette studie. Dette er igen heller ikke en afgørende faktor i forhold til formålet om at rangordne de potentielle vindmølleparker, da samme diskonteringsfaktor benyttes til de enkelte estimater.

Baseret på den endelige energiproduktion i tilslutningspunktet til det overordnede danske transmissionsnet, samt de samlede investerings- og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (som præsenteret ovenfor) kan leve-tidsomkostningerne per kWh beregnes:

¹² Offshore Wind Outlook 2019. International Energy Agency. Side 24 top.

Tabel 5-1: Rangordning af havmølle parker ud fra levetidsomkostningerne for de 8 havmølleparker

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen 1 L3	0,38	379	51
Nordsøen 1 L1	0,38	383	51
Nedskaleret Hesselø + Kriegers Flak 2 Nord	0,39	387	52
Hesselø udvidet syd (HUS1)	0,39	388	52
Nordsøen 1 L2	0,39	393	53
Nedskaleret Hesselø (HN1)	0,40	401	54
Nedskaleret Hesselø + Kattegat 2	0,41	410	55
Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd	0,42	420	56

Siden finscreeningen 2020 er den årlige energiproduktion (AEP) steget for alle sites primært grundet anvendelse af en mere realistisk power kurve for WTG'en. Yderligere er omkostningerne til arraykabler i gennemsnit steget med ca. 50 % og omkostningerne til eksportsystemet er steget med ca. 15 % - 35 %.

Ligesom i finscreeningen 2020 er levetidsomkostningen lavest i Nordsøen, dog ikke for Nordsøen 1 L2. Det skyldes primært den forhøjede omkostning til eksportsystemet. Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd har den højeste levetidsomkostning. Dette skyldes, at sitet har en noget højere omkostning både til eksportsystemer og arraykabler, end de andre områder, mens AEP er sammenlignelig med de andre scenarier. Især arraykablerne bliver dyrere, da den havbaserede transformerplatform er placeret mellem de to områder.

Sammenlignet med Finscreening 2020 er levetidsomkostningerne for de tre layouts i Nordsøen faldet ca. 5 %. Dette skyldes primært den forbedrede AEP. Kriegers Flak 2 Nord + Kriegers Flak 2 Syd er blevet dyrere sammenlignet med Kriegers Flak scenariet fra Finscreening 2020. Det skyldes især en kraftig stigning i omkostningen til eksportsystemet (ca. 20%) og arraykabler (ca. 100%).

Niveauet for levetidsomkostningerne er meget følsomt over for diskonteringsrenten. Diskonteringsrenten påvirker dog ikke den indbyrdes rangordning. Hvis diskonteringsrenten er 6% i stedet for 8% falder levetidsomkostningerne med ca. 0,06 DKK/kWh for alle layouts. Det vil sige, at Nordsøen 1 L1 falder til 0,32 kr./kWh.



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

WWW cowi.dk