

VERDIEN AV VIND

ERIK JIN HOLMESLAND

&

STIG RISVIK





Universitetet
i Stavanger

HANDELSHØGSKOLEN VED UIS

MASTEROPPGAVE

STUDIEPROGRAM:

Master i regnskap og revisjon

ER OPPGAVEN KONFIDENSIELL?

Nei

TITTEL: Verdien av vind

ENGELSK TITTEL: The value of wind

FORFATTERE:

Kandidatnummer:

4016

4017

Navn:

Erik Jin Holmesland

Stig Risvik

VEILEDER:

Marius Sikveland

Sammendrag

Temaet for denne avhandlingen omhandler verdien av vind relatert til Equinors engasjement innen havvind prosjekter i utlandet, nærmere bestemt havvind prosjekter i Storbritannia og Tyskland som er operative, og hvor investeringsbeslutninger er foretatt. Studien tar videre sikte på å vurdere de finansielle, tekniske, miljømessige, og politiske forutsetninger for at havvind kan bli en lønnsom investering i Norge basert på estimatene av Equinors engasjement i utlandet. Teorigrunnlaget er hovedsakelig basert på teori om vindkraft og om vindkraftbransjen generelt, samt finansielle verdsettelsesmetoder, strategi og simulering. Studien kan bidra med å belyse de finansielle størrelsene relatert til Equinors engasjement innen havvindkraftsegmentet, og i tillegg vurdere noen insentiver i form av offentlige støtteordninger som kan være nødvendig for at Equinor eller andre selskaper også kan bygge ut vindmøllerparker til havs i Norge.

Problemstillingen er relatert til at det er særdeles utfordrende å vurdere verdien av Equinors havvindengasjement i utlandet fordi selskapene Equinor har eierandeler i er klassifisert som små selskaper. Dette betyr at det tillates å benytte seg av forenklete regnskapsregler som er gjeldene i utlandet, hvor det kan utarbeides forenklete balanseoppstillinger, samt unnlate å utarbeide en kontantstrømoppstilling, i tillegg er kravene til noteoppstillinger også forenklet. I Equinors egne årsrapporter omtales engasjementet innen havvind som en samlepost under regnskapskolonnen "annet" uten noen form for ytterligere detaljert finansiell forklaring eller ytterligere regnskapsopplysninger. Forskningsspørsmålet for å undersøke problemstillingen ble dermed: Hvordan kan man estimere, verdsette og vurdere forutsetninger for at havvind kan bli en lønnsom investering i Norge?

Den metodiske tilnærmingen benyttet for studien var å innhente regnskapsdata fra driftsselskapene bak havvindparkene som Equinor har eierandeler i, samt å innhente informasjon om havvindmarkedet generelt i form av beregninger for investeringskostnader og operasjonskostnader. Etter å ha estimert og verdsatt nåverdien av Equinors engasjement i utenlandske havvindparker, ble informasjonen fra disse videre benyttet til å estimere nåverdien av mulige havvindprosjekter i Norge på områder foreslått av Olje- og energidepartementet.

Resultatet av denne avhandlingen viser at estimer og vurderinger basert på dagens forutsetninger, dette indikerer at fornybar energi i form av havvind i stor grad er avhengig av offentlige støtteordninger for å kunne bli bedriftsøkonomisk lønnsomt i Norge.

Forord

Denne mastergradsavhandlingen er skrevet ved Handelshøgskolen ved Universitetet i Stavanger, avdeling for regnskap og rettsvitenskap, som en avslutning på et toårig masterstudium innen fagretningene regnskap og revisjon.

Arbeidet med denne avhandlingen har vært svært interessant, og med mange faglige utfordringer underveis. Prosessen har gitt et økt innblikk i de finansielle, tekniske og politiske aspektene innen vindkraftindustrien, da særlig innenfor segmentet havvind.

Ønsker å benytte muligheten til å rette en stor takk til veileder Marius Sikveland for gode faglige råd, diskusjoner og tilbakemeldinger gjennom prosessen som har ført til denne mastergradsavhandlingen.

Stavanger 15. juni 2020

Erik Jin Holmesland

Stig Risvik

Innhold

Sammendrag	i
Forord	ii
Innhold	iii
Figurliste.....	viii
Tabelliste	viii
Forkortelser	xi
1 Innledning	1
1.1 Formål.....	1
1.2 Forskningsspørsmål	2
1.3 Avgrensning	2
2 Teorigjennomgang og presentasjon av vindkraftbransjen.....	3
2.1 Vindkraft i Norge	3
2.2 Vindkraft i Danmark.....	5
2.3 Motstand mot landbasert vindkraft i Norge.....	7
2.4 Danmark vs. Norge – vedtatt fjerning på land	8
2.5 Havvind	9
2.6 Motstand mot havbasert vindkraft i Norge.....	10
2.7 Klima generelt - hvorfor vindmøller - endringer i energisektoren	11
2.8 Klimapolitikk.....	11
2.9 Teknologi Vindkraft	12
2.9.1 Teknologi landbaserte vindmøller	12
2.9.2 Teknologi bunnfast havvind	12
2.9.3 Teknologi flytende havvind.....	13
2.10 Vindkraftøkonomi	14
2.10.1 Støtteordninger	14
2.10.2 Elsertifikat	14
2.10.3 Differansekontrakt/Garantipris.....	15
2.10.4 ROC.....	15
2.10.5 Feed in tariff	16
2.10.6 Avskrivning for vindkraft i Norge.....	16
2.10.7 Konsesjon	17
2.10.8 CAPEX – Investeringsutgifter.....	17
2.10.9 OPEX – Drifts- og vedlikeholdskostnader	18
2.10.10 Inntekter vindparker i Norge	21
3 Equinor og satsning på havvindkraft	22

3.1	Equinor	22
3.1.1	Sheringham Shoal Wind Farm	23
3.1.2	Dudgeon Wind Farm	24
3.1.3	Hywind Scotland	24
3.1.4	Arkona Windpark	25
3.1.5	Dogger Bank.....	26
3.2	Andre havvindprosjekter	27
3.2.1	Empire Wind	27
3.2.2	Hywind Tampen	27
3.2.3	Andre Equinor prosjekter	28
4	Verdsettelsesmodeller og metoder.....	29
4.1	Nåverdi	29
4.1.1	Terminalverdi og restverdi	30
4.1.2	Usikkerhet og risiko	31
4.2	Avkastningskrav	31
4.2.1	WACC – Avkastningskravet til totalkapitalen	31
4.2.2	Kapitalverdimodellen - CAPM.....	32
4.2.3	Beta.....	34
4.2.4	Gjeldskostnad	37
4.3	Sensitivitetsanalyse.....	38
4.4	Scenarioanalyse	39
4.5	Break-Even analyse	41
4.6	Payback-metoden	42
4.7	Diskontert payback.....	43
4.8	Internrente IRR.....	43
4.9	Monte Carlo simulering.....	43
4.9.1	Metode for simulering	44
5	Strategisk analyse	46
5.1	Porters Five Forces	46
5.2	Strategisk analyse for havvindbransjen	48
5.3	PESTEL - Analyse	51
5.4	SWOT- Analyse	60
6	Fastsettelse av avkastningskrav	63
6.1	Avkastningskrav	63
6.1.1	Avkastningskrav til Equinor.....	63
6.1.2	Markedsverdi Equinor	65
6.2	Avkastningskrav havvind	67

7	Prosjektestimering	68
7.1	Fordeling av CAPEX.....	68
7.1.1	Bunnfast teknologi.....	68
7.2	Arbeidskapital.....	70
7.3	Inflasjon	71
7.4	Skatt	71
7.4.1	Britiske skatteregler for havvind	71
7.4.2	Tyske skatteregler for havvind	72
7.5	Introduksjon til analysedelen av havvindparkene	72
7.6	Sheringham Shoal Wind Farm	73
7.6.1	Generelt	73
7.6.2	Investeringskostnader	73
7.6.3	Inntekter.....	74
7.6.4	@RISK estimering og simulering	74
7.6.5	@RISK estimering og simulering ROC	75
7.6.6	@RISK estimering og simulering av elektrisitetspriser	76
7.6.7	@RISK Simulering av sannsynlighet elektrisitetspriser	77
7.6.8	Simulering kapasitetsutnyttelse	77
7.6.9	@RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse	78
7.6.10	@RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	78
7.6.11	Operasjonelle kostnader	79
7.6.12	Avkastningskrav	79
7.6.13	Terminalverdi	80
7.6.14	Nåverdianalyse	80
7.7	Dudgeon Offshore Wind Farm.....	82
7.7.1	Generelt	82
7.7.2	Investeringskostnader	82
7.7.3	Inntekter.....	83
7.7.4	Simulering kapasitetsutnyttelse	83
7.7.5	@RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse	84
7.7.6	@RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	84
7.7.7	Operasjonelle kostnader	85
7.7.8	Avkastningskrav	85
7.7.9	Terminalverdi	86
7.7.10	Nåverdianalyse	86
7.8	Hywind Scotland Pilot Park	88
7.8.1	Generelt	88

7.8.2	Investeringskostnader	88
7.8.3	Inntekter.....	89
7.8.4	Simulering kapasitetsutnyttelse	90
7.8.5	@RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse	90
7.8.6	@RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	91
7.8.7	Operasjonelle kostnader	91
7.8.8	Avkastningskrav	92
7.8.9	Terminalverdi	92
7.8.10	Nåverdianalyse	92
7.9	Arkona Windpark	94
7.9.1	Generelt	94
7.9.2	Investeringskostnader	94
7.9.3	Inntekter.....	95
7.9.4	@RISK estimering og simulering strømpriser	95
7.9.5	@RISK Simulering av sannsynlighet elektrisitetspriser	96
7.9.6	Operasjonelle kostnader	97
7.9.7	Avkastningskrav	97
7.9.8	Terminalverdi	98
7.10	Nåverdianalyse	98
7.11	Dogger Bank Wind Farm	100
7.11.1	Generelt	100
7.11.2	Investeringskostnader	100
7.11.3	Inntekter.....	100
7.11.4	Simulering kapasitetsutnyttelse	100
7.11.5	@RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse	101
7.11.6	@RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	102
7.11.7	Operasjonelle kostnader	102
7.11.8	Avkastningskrav	102
7.11.9	Terminalverdi	103
7.12	Dogger Bank A.....	104
7.12.1	Investeringskostnader	104
7.12.2	Inntekter.....	104
7.12.3	Nåverdianalyse	105
7.13	Dogger Bank B	107
7.13.1	Investeringskostnader	107
7.13.2	Inntekter.....	107
7.13.3	Nåverdianalyse	108

7.14	Dogger Bank C	110
7.14.1	Investeringskostnader	110
7.14.2	Inntekter	110
7.14.3	Nåverdianalyse	111
7.15	Forutsetninger for Dogger Bank prosjektenes lønnsomhet	112
7.16	Verdsettelse av Equinors havvindportefølje	112
8	Mulige havvind prosjekter i Norge	114
8.1	Generelt	114
8.2	Støtteordninger for havvindkraft	114
8.3	Skatt	115
8.4	Generelle forutsetninger	115
8.4.1	@RISK estimering og simulering elsertifikat	115
8.4.2	@RISK estimering og simulering elektrisitetspriser	116
8.4.3	@RISK Simulering av sannsynlighet elektrisitetspriser	117
8.5	Sandskallen - Sørøya Nord	118
8.5.1	Forutsetninger i analysen	118
8.5.2	Investeringskostnader	119
8.5.3	Inntekter	119
8.5.4	Operasjonelle kostnader	119
8.5.5	Avkastningskrav	120
8.5.6	Terminalverdi	120
8.5.7	Nåverdianalyse	120
8.5.8	Forutsetninger for prosjektets lønnsomhet	121
8.6	Sørlige Nordsjø II	122
8.6.1	Forutsetninger i analysen	122
8.6.2	Investeringskostnader	122
8.6.3	Inntekter	123
8.6.4	Operasjonelle kostnader	123
8.6.5	Avkastningskrav	123
8.6.6	Terminalverdi	123
8.6.7	Nåverdianalyse	124
8.6.8	Forutsetninger for prosjektets lønnsomhet	125
8.7	Utsira Nord	126
8.7.1	Forutsetninger i analysen	126
8.7.2	Investeringskostnader	127
8.7.3	Inntekter	128
8.7.4	Operasjonelle kostnader	128

8.7.5	Avkastningskrav	128
8.7.6	Terminalverdi	129
8.7.7	Nåverdianalyse	129
8.7.8	Forutsetninger for prosjektets lønnsomhet	130
9	Konklusjon.....	131
	Referanser.....	134

Figurliste

Figur 1:	Bunnfaste fundamenttyper. Kilde: (IRENA).....	12
Figur 2:	Flytende fundamenttyper. Kilde: (IRENA).....	13
Figur 3:	Historisk og estimert ROC-verdi Sheringham Shoal	75
Figur 4:	Virkelig og estimert elektrisitetspris	76
Figur 5:	Simulert sannsynlighet elektrisitetspriser.....	77
Figur 6:	Kapasitetsutnyttelse Sheringham Shoal	78
Figur 7:	Sheringham Shoal simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	79
Figur 8:	Faktisk og estimert kapasitetsutnyttelse Dudgeon	84
Figur 9:	Dudgeon simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	85
Figur 10:	Faktisk og estimert kapasitetsutnyttelse Hywind Scotland	90
Figur 11:	Hywind Scotland simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse.....	91
Figur 12:	Faktisk og simulert spotpris elektrisitet Tyskland.....	96
Figur 13:	Simulert sannsynlighet elektrisitetspriser.....	97
Figur 14:	Faktisk og estimert kapasitetsutnyttelse Dogger Bank.....	101
Figur 15:	Dogger Bank simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse	102
Figur 16:	Virkelig og estimert elsertifikat - gjennomsnittspris per måned	116
Figur 17:	Faktiske og estimerte spotpriser på elektrisitet.....	117
Figur 18:	Sannsynlighet for estimerte spotpriser	117

Tabelliste

Tabell 1:	Omarbeidede balanseposter Equinor 2019	65
Tabell 2:	Estimert markedsverdi av totalkapitalen Equinor 2019.....	66
Tabell 3:	Avskrivningsgruppe 1 Bunnfast	68
Tabell 4:	Avskrivningsgruppe 2 Bunnfast	68

Tabell 5: Avskrivningsgruppe 3 Bunnfast	69
Tabell 6: Avskrivningsgruppe 4 Bunnfast	69
Tabell 7: Avskrivningsgruppe 1 Flytende	69
Tabell 8: Avskrivningsgruppe 2 Flytende	69
Tabell 9: Avskrivningsgruppe 3 Flytende	70
Tabell 10: Avskrivningsgruppe 4 Flytende	70
Tabell 11: Informasjon Sheringham Shoal Wind Farm	73
Tabell 12: Investeringskostnad Sheringham Shoal Wind Farm (alle tall i GBP)	74
Tabell 13: Produksjon, strømpris og ROC (år 2015 til 2029 skjult)	74
Tabell 14: Nåverdianalyse Sheringham Shoal (år 2015 til 2030 skjult) (alle tall i GBP)	80
Tabell 15: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Sheringham Shoal	80
Tabell 16: Informasjon Dudgeon Wind Farm	82
Tabell 17: Investeringskostnad Dudgeon Wind Farm (alle tall i GBP)	83
Tabell 18: Produksjon, strømpris og CfD (år 2020 til 2039 skjult)	83
Tabell 19: Nåverdianalyse Dudgeon Wind Farm (år 2020 til 2040 skjult) (alle tall i GBP) ..	86
Tabell 20: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dudgeon Wind Farm ..	86
Tabell 21: Informasjon Hywind Scotland	88
Tabell 22: Investeringskostnad Hywind Scotland Pilot Park (alle tall i GBP)	89
Tabell 23: Produksjon, strømpris og ROC (år 2020 til 2034 skjult)	89
Tabell 24: Nåverdianalyse Hywind Scotland (år 2020 til 2035 skjult) (alle tall i GBP)	92
Tabell 25: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Hywind Scotland	93
Tabell 26: Informasjon Arkona Windpark	94
Tabell 27: Investeringskostnad Arkona Windpark (alle tall i euro)	95
Tabell 28: Produksjon, strømpris og FiT (år 2022 til 2040 skjult)	95
Tabell 29: Nåverdianalyse Arkona Windpark (år 2022 til 2041 skjult) (alle tall i euro)	98
Tabell 30: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Arkona Windpark	98
Tabell 31: Informasjon Dogger Bank A	104
Tabell 32: Investeringskostnad Dogger Bank A (alle tall i GBP)	104
Tabell 33: Produksjon, strømpris og CfD (år 2026 til 2044 skjult)	104
Tabell 34: Nåverdianalyse Dogger Bank A (år 2026 til 2045 skjult) (alle tall i GBP)	105
Tabell 35: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dogger Bank A	105
Tabell 36: Informasjon Dogger Bank B	107
Tabell 37: Investeringskostnad Dogger Bank B (alle tall i GBP)	107
Tabell 38: Produksjon, strømpris og CfD (år 2027 til 2045 skjult)	107

Tabell 39: Nåverdianalyse Dogger Bank B (år 2027 til 2046 skjult) (alle tall i GBP)	108
Tabell 40: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dogger Bank B	108
Tabell 41: Informasjon Dogger Bank C	110
Tabell 42: Investeringskostnad Dogger Bank C (alle tall i GBP)	110
Tabell 43: Produksjon, strømpris og CfD (år 2028 til 2046 skjult)	110
Tabell 44: Nåverdianalyse Dogger Bank C (år 2028 til 2047 skjult) (alle tall i GBP)	111
Tabell 45: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dogger Bank C	111
Tabell 46: Equinor porteføljeværdi havvindparker	113
Tabell 47: Informasjon Sandskallen - Sørøya Nord	118
Tabell 48: Investeringskostnad Sandskallen - Sørøya Nord (alle tall i NOK)	119
Tabell 49: Produksjon, strømpris og elsertifikat (år 2024 til 2042 skjult)	119
Tabell 50: Nåverdianalyse Sandskallen (år 2023 til 2043 skjult) (alle tall i NOK)	120
Tabell 51: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Sandskallen	121
Tabell 52: Produksjon, strømpris og differansekontrakt (år 2024 til 2042 skjult)	121
Tabell 53: Informasjon Sørlige Nordsjø II	122
Tabell 54: Investeringskostnad Sørlige Nordsjø II (alle tall i NOK)	123
Tabell 55: Produksjon, strømpris og elsertifikat (år 2024 til 2042 skjult)	123
Tabell 56: Nåverdianalyse Sørlige Nordsjø II (år 2023 til 2043 skjult) (alle tall i NOK)	124
Tabell 57: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Sørlige Nordsjø II	124
Tabell 58: Produksjon, strømpris og differansekontrakt (år 2024 til 2042 skjult)	125
Tabell 59: Informasjon Utsira Nord	126
Tabell 60: Investeringskostnad Utsira Nord (alle tall i NOK)	128
Tabell 61: Produksjon, strømpris og elsertifikat (år 2024 til 2042 skjult)	128
Tabell 62: Nåverdianalyse Utsira Nord (år 2023 til 2043 skjult) (alle tall i NOK)	129
Tabell 63: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Utsira Nord	129
Tabell 64: Produksjon, strømpris og differansekontrakt (år 2024 til 2042 skjult)	130

Forkortelser

CfD	Contract for Difference
ROC	Renewable Obligation Certificate
FiT	Feed in tariff
GO	Guarantees of Origin
OPEX	Operasjonelle kostnader
CAPEX	Investeringskostnader
WACC	Avkastningskrav til total kapital
CF	Kontantstrøm
R_d	Selskapets gjeldskostnad
R_e	Avkastningskrav til egenkapital
R_f	Risikofri rente før skatt
R_m	Markedets risikopremie før skatt
β	Systematisk risiko til aksjen
s	Skattesats
t	Nominell selskapsskatt
p	Internrente
β_U	Forretningsbeta
β_E	Egenkapitalbeta
D	Markedsverdi gjeld
E	Markedsverdi av egenkapital
EV	Enterprise value
NPV	Netto nåverdi
IRR	Internrente
TWh	Terrawatt timer
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt timer
MW	Megawatt
MWh	Megawatt timer
V	Volt

1 Innledning

1.1 Formål

Formålet med denne studien er å verdivurdere og verdsette de av havvindmølleprosjektene til energiselskapet Equinor ASA som er operative og vedtatt utbygde, disse prosjektene er lokalisert i Storbritannia og Tyskland. I årsregnskapet til Equinor omtales engasjementet innen vindkraft under regnskapskolonnen "annet" slik at det er forholdsvis utfordrende å få et inntrykk av de økonomiske størrelsene fra havvindkraftengasjementet til Equinor.

Denne studien kan bidra med å belyse de finansielle størrelsene relatert til Equinors engasjement innen havvindkraftsegmentet, og i tillegg vurdere noen insentiver i form av offentlige støtteordninger som kan være nødvendig for at Equinor eller andre selskaper også kan bygge ut vindmølleparker til havs i Norge. En økt satsning på havvindmøller vil kunne gi flere arbeidsplasser innen verftsindustrien og til offshorenæringen også her til lands, noe som vil være nødvendig hvis man eventuelt skal gå over fra oljenæringen til miljøvennlig produksjon av energi. I tillegg vil man videre også kunne eksportere teknologien til andre land som vurderer å gå over til denne formen for energiproduksjon.

Resultatene kan benyttes til å få et oversiktsbilde over lønnsomheten til de forskjellige typer tekniske løsninger i form av bunnfaste- og flytende havvindmøller som er som er benyttet av Equinor i utlandet. Vindkraft i form av havvindmøller i Storbritannia mottar støtte i form av såkalte Renewable Obligation Certificate (ROC), samt den nyere formen for støtte kalt Contract for Difference (CfD). I Tyskland mottar også havvindprosjekter offentlig støtte i form av en Feed in Tariff (FiT) ordning. Insentivene for å utvikle havvindprosjekter i Norge er relatert til avskrivning over 5 år og grønne sertifikater.

I Norge bygges de fleste vindparkene på land, mens det i andre land er vedtatt å redusere antallet vindmøller på land, og i fremtiden heller utvikle vindparker til havs. I Danmark er det politisk vedtatt å redusere antall vindmøller på land med 50 prosent, og erstatte disse med havvindmølleparker (Bredsdorff, 2018). I Polen er det også politisk vedtatt å satse på at flere fremtidige vindmølleparker skal utvikles til havs (IEEFA, 2020).

En verdivurdering og verdsettelse av Equinors prosjekter i utlandet kan dermed gi et innblikk i

hvilke økonomiske forutsetninger som foreligger for investeringsbeslutningene i utlandet, og dermed kunne gi en form for forklaring på hvilke økonomiske forutsetninger som bør legges til grunn for at investeringene også skal kunne foretas i Norge.

1.2 Forskningsspørsmål

Målet med avhandlingen er å estimere nåverdien av Equinors satsning på havvindmølleparker i Storbritannia og Tyskland basert på nåverdien av prosjektenes fremtidige kontantstrømmer. I tillegg utvikle noen mulige prosjekter i Norge basert på resultatene fra den estimerte prosjektinformasjonen. Havvindindustrien er en relativt ny industri med et kostnadsbilde som stadig er under utvikling. Formålet med en økt satsning innen dette feltet er å oppnå gevinster ved å produsere fornybar energi, skape arbeidsplasser, og benytte allerede opparbeidet teknologi fra offshoreindustrien.

Problemstillingen er relatert til at det er særdeles utfordrende å vurdere verdien av Equinors havvindengasjement i utlandet fordi selskapene Equinor har eierandeler i er klassifisert som små selskaper. Dette betyr at det tillates å benytte seg av forenklete regnskapsregler som er gjeldene i utlandet, hvor det kan utarbeides forenklete balanseoppstillinger, samt unnlate å utarbeide en kontantstrømoppstilling, i tillegg er kravene til noteoppstillinger også forenklet.

Temaet for avhandlingen er dermed tidsaktuelt for å belyse de finansielle sidene innen havvind, fordi informasjonen i årsregnskapene til enkelte norske aktører er forholdsvis begrenset. Forskningsspørsmålet for denne avhandlingen vil således være som følger:

***Hvordan kan man estimere, verdsette og vurdere forutsetninger
for at havvind kan bli en lønnsom investering i Norge?***

1.3 Avgrensning

Innen havvindsegmentet er Equinor også engasjert i prosjekter og har inngått samarbeidsavtaler i blant annet Sør-Korea, Kina, Polen og USA. Disse er ikke en del av denne oppgaven siden informasjonen for disse engasjementene eller samarbeidsavtalene ikke er tilgjengelige, eller på et så tidlig stadium at ingen beslutninger er foretatt. Oppgaven er dermed avgrenset til å omhandle prosjektene i Storbritannia og Tyskland hvor prosjektene allerede er i drift, og hvor investeringsbeslutninger er foretatt.

2 Teorigjennomgang og presentasjon av vindkraftbransjen

2.1 Vindkraft i Norge

Vindressursene i Norge er blant de beste i hele Europa (Jakobsen m.fl., 2019). Det er på grunn av at det blåser mye i Norge, at produksjonsforholdene for vindkraft er gode. Sammenligner man med andre land som Danmark eller Tyskland, land som i større grad har satset på vindkraft, vil ressursene her til lands være bedre. Norges breddegrad sammenfaller ofte med den polare fronten, og spesielt i vinterhalvåret oppstår det stor forskjell i lufttrykk, fordi den kalde luften fra nord treffer den varme luften som kommer sørfra, dette medfører at det regelmessig blåser en sterk vind inn over Norge. Med en lav befolkningstetthet og med en kyst som strekker seg langt mot åpent hav, er derfor Norge blant de land i Europa som har det største potensialet til å produsere energi ved bruk av landbasert vindkraft (Jakobsen m.fl., 2019).

Det første vindkraftverket i Norge ble bygget allerede i 1909 og åpnet i 1910. Dette var Hernes Vindelektrisitetsverk. Kraftverket ble bygget av ingeniøren Jens Bull Andersen, og var lokalisert på Hovindberget i Hernes. Vindmøllen var kun i drift frem til 1913. Den var bygget på en slik måte at den ikke kunne justeres etter vindretningen. Den produserte da kun strøm når vinden blåste fra sørvest (Fjeld, 2009).

Produksjonen av vindkraft i Norge har hatt en stor økning de siste årene. Det er i 2019 cirka 800 vindturbiner i drift fordelt på 42 anlegg, med ytterligere 9 anlegg under utbygging (NVE, 2020; Vindportalen, 2020f), som er det største antallet av nye vindprosjekter i forhold til tidligere år. Samlet sett hadde disse en kapasitet på over 1 000 MW. Samtidig ble nye rekorder for økning i kapasitet for vindkraftverk satt i både 2017 og 2018. Det forventes at utviklingen fortsetter, og løpet av 2020 planlegges det å sette i drift ytterligere vindkraftverk med en samlet kapasitet på rundt 1 580 MW. Dette vil da i tilfelle være fjerde året på rad at det settes rekord for installert kapasitet i Norge. Ved begynnelsen av 2020 var det totalt 2 444 MW i drift i Norge. Produksjonen fra parker i drift var på 6 662 GWh (Vindportalen, 2020f).

Det forventes imidlertid at det vil komme en stor reduksjon i antall nye vindkraftverk i 2021. Utviklingstakten har vært høy de siste årene, og kan forklares ved sertifikatsystemet som avsluttes ved utløpet av 2021. Når dette systemet avsluttes, vil ikke lenger fornybar kraftproduksjon i Norge få subsidier (Vindportalen, 2020f). Det ventes at den totale

kraftproduksjonen i Norge vil være 150 TWh i 2021. 10 prosent av dette forventes å komme fra vindkraft (Norwea, 2019b).

Regjeringen ønsker å legge til rette for vindkraft i Norge. Dette fremkommer av (Meld. St. 25 (2015–2016)). Historisk sett har ikke vindkraft i Norge vært en lønnsom investering uten subsidier. I de siste årene har utviklingen av teknologien ført til at kostnadene for å investere i et vindkraftverk, er blitt redusert. Kostnadene ligger nå på et lavere nivå, hvor det er lønnsomt uten subsidier. Samtidig er lønnsomheten marginal (Vindportalen, 2020c).

For at et vindkraftverk i Norge skal kunne bygges, kreves det en konsesjon fra myndighetene. Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som behandler slike søknader. Prosessen er relativt omfattende, og varer som regel i 3-7 år. Selve behandlingen av konsesjonen skjer ved at man vurderer samfunnsnyttene av prosjektet opp mot inngrep i naturen og andre uheldige virkninger av en eventuell utbygging. Konsekvenser vurderes, og berørte parter kan komme med merknader via høringsrunder (Statkraft, 2019).

Den ledende aktøren innen vindkraft i Norge er kraftselskapet Statkraft som er Europas største produsent av fornybar energi. Konsernet produserer vannkraft, vindkraft, gasskraft, fjernvarme og solkraft, og er en global markedsaktør innen energihandel. Statkraft er heleid av den norske stat. Statkraft er et energiselskap som er 100 prosent eid av den norske staten. Selskapet er den største produsenten av fornybar energi i Europa, den største kraftprodusenten i Norge og den nest største i Norden. Selskapet driver innen både vannkraft, vindkraft, solkraft, biomasse og fjernvarme. Statkraft, i samarbeid med Trønder Energi og Nordic Wind Power DA, bygger et vindkraftanlegg på land i Midt-Norge. Dette blir det største vindkraftanlegget på land i Europa (Statkraft, 2020a).

Statkraft har tidligere vært involvert i flere havvindprosjekter i Europa. Per i dag er de ikke involvert i noen. Selskapet solgte seg ut av alle havvindprosjektene i 2017, og har ingen planer om å gå inn i nye prosjekter. Dette begrunnes med et høyt kostnadsnivå knyttet til havvind, samtidig som det ifølge Statkraft er et kraftoverskudd i Norge (Statkraft, 2020b).

I motsetning til i Norge satses det derimot stort på havvind i Europa. 10 nye havvindparker ble fullført i 2019, og det er i Storbritannia aktiviteten er høyest. Dessuten er parkene som blir konstruert i dag, dobbelt så store i størrelse som havvindprosjektene for 10 år siden.

Sammenlignet med året før, er økningen i ferdigstilte havvindparker på 38 prosent. Totalt sett står havvindparker i Europa for en produksjon på 22 GW (Martiniussen, 2020).

Hovedsakelig er de fleste operative vindkraftverkene til havs i utlandet basert på bunnfaste installasjoner. Disse er bygget på relativt grunne havområder, med en havdybde på maksimalt 50-60 meter. Store deler av havområdene som finnes i Norge, har en dybde som overstiger det som er egnet for den bunnfaste teknologien. Flytende installasjoner blir da en nødvendighet. Sammenlignet med den bunnfaste teknologien, er ikke teknologien for flytende turbiner utviklet i like stor grad. Kostnadsnivået er også betydelig høyere for flytende teknologi sammenlignet med bunnfast (Østenby, 2019).

Kostnadene for å bygge et bunnfast vindkraftverk til havs har i tidligere år kunne bli opptil tre ganger høyere enn et tilsvarende kraftverk på land. Disse kostnadene har de seneste årene blitt redusert grunnet den teknologiske utviklingen. Enkelte europeiske havvindprosjekter forventes nå å genere lønnsomhet, hensyntatt at myndighetene dekker kostnadene vedrørende nett- og utredningskostnader. Ifølge NVE er ikke kostnadsnivået man generelt ser i Europa per i dag, overførbart til norske forhold. Dette forklares i forhold til havdybde, topografiske bunnforhold og avstand fra land til utbyggingsområdet (Jakobsen m.fl., 2019).

2.2 Vindkraft i Danmark

Danmark er et land med lange tradisjoner for vindkraft. Starten på det som er status for industrien i dag, oppsto ved oljekrisen i 1973. Det gav opphav til en målsetning om å bli uavhengig av importert olje. Vindmølle-industrien har fått offentlig støtte siden 1976, og det ble delegert midler til både forskning og testing. Allerede i 1982 startet eksporten av elektrisitet til det californiske markedet. Danmark var altså tidlig ute med å kombinere produksjon til hjemmemarkedet med produksjon for eksport til utlandet (Energistyrelsen, 2011).

Vindkraft en svært viktig del av energiproduksjonen i Danmark. I 2019 sto vindkraften for 47 prosent av energiforbruket i Danmark. Dette er en historisk rekord, og også en ytterligere forbedring i forhold til året før, der vindkraft sto for 41 prosent av totalt energiforbruk. Dette er vesentlig høyere enn noe annet land i Europa. Til sammenligning er nummer to på listen Irland, som i 2018 hadde en andel på totalt 28 prosent. Gjennomsnittet i EU ligger på om lag 14 prosent. Danmark har også satset på havvind, og for 2018 kom 18 prosent av vindkraften fra

havvindparker. Viktigheten for vindkraft i Danmark gjenspeiles også ved at et av verdens største selskap for produksjon og vedlikehold av vindturbiner, Vestas, er et dansk selskap. Det samme er Ørsted, som er verdens fremste på å utvikle havvind (Gronholdt-Pedersen, 2020).

Politikerne i Danmark har et stort fokus på vindkraft, og ifølge Energiforliket som ble vedtatt i 2018, skal det maksimalt være 1 850 vindmøller på land i løpet av 2030. I Danmark er det cirka 4 300 vindmøller på land, som betyr en reduksjon på cirka 2 500 vindmøller, slik at antallet mer enn halveres (Bredsdorff, 2018). Samtlige partier i folketinget ble enige om dette energiforliket. Vindmøller på land med lav effekt skal erstattes med nyere vindmøller med høyere effekt og større kapasitet. På denne måten skal totalt antall vindmøller på land reduseres, samtidig som energiproduksjonen fra vindmøller på land fortsatt vil stige (Beltoft, 2018). De nye vindmøllene som planlegges å monteres på land, skal være mer stillegående, og ha større vinger slik at de roterer saktere, som også gir et bedre visuelt uttrykk (VidenOmVind, 2019).

Energiforliket inngått i 2018 innebærer en stor satsning på fornybar energi i Danmark, der målet er netto-nullutslipp senest i 2050. Partene i folketinget ble også enige om en større satsning på havvindmøller. Ifølge dokumentet er Danmark i en sterk posisjon innenfor havvind, og dette potensialet skal utnyttes best mulig. Målet er også at Danmark skal opprettholde sin posisjon som verdensledende innen havvind (Regeringen, 2018).

Partene i avtalen ønsker at det i 2024-2027 skal bygges en ny havvindpark med en totalkapasitet på om lag 800 MW. Det ønskes også at det skal bygges ytterligere to havvindparker av denne størrelsen frem mot 2030. Er det teknisk og økonomisk mulig, skal parkene bli enda større enn dette også. Undersøkelser for å finne de mest egnede lokasjoner for disse havvindparkene skal skje i dansk farvann i Nordsjøen og Østersjøen (Regeringen, 2018). Samlet sett skal de tre havvindparkene ha en samlet kapasitet på minst 2400 MW. Dette er nok til å dekke mer enn strømforbruket til alle danske husstander (Energi- Forsynings- og Klimaministeriet, 2018).

Den ledende aktøren innen vindkraftindustrien i Danmark er det tidligere oljeselskapet Ørsted. Ørsted er et dansk fornybar-energi selskap. Selskapet er verdensledende innen havvind, med en markedsandel på 25 prosent. Per i dag er Storbritannia det største markedet for selskapet, der de har 11 stk. operative havmølleparker, men selskapet har operative havmølleparker i USA, Asia og andre steder i Europa.

Selskapet ble stiftet i 1972 under navnet Dansk Naturgas A/S. Et par år senere skiftet selskapet navn til DONG, forkortelse for Dansk Olje og Naturgas A/S. Stiftelsen var en konsekvens av oljekrisen og ønsket om å bli mindre avhengig av olje fra Midtøsten. Den danske staten dannet da DONG A/S, der formålet var å utvinne olje og gass fra Nordsjøen (Ørsted, 2020a).

I 1991 bygget DONG A/S det som ble verdens første havvindmøllepark. Den besto av 11 vindmøller, og lokalisert utenfor Vindeby ved Lolland. Parken genererte da elektrisitet til om lag 2200 husstander.

DONG fusjonerte med Energi E2, NESAs, Københavns Energi, og Frederiksberg Forsyning i 2005. Dette skapte DONG Energy. I 2008 annonserte selskapet at de skulle omstille virksomheten til grønn energi, og i årene som fulgte investerte DONG Energy i mange havvindparker både i Danmark og utenlands. 2016 var det første året der havvind-virksomheten genererte høyere inntekt enn olje- og gassvirksomheten.

I 2017 startet selskapet utfasing av kullrelatert virksomhet, med ambisjon om at alle selskapets kraftverk skal være kullfrie i 2023. Samme året selges også hele olje- og gassproduksjonen. Den 6. november 2017 byttet DONG Energy navn til Ørsted. Grunnen var at DONG ikke lenger avspeilet den strategiske retningen til fornybar energi. Ambisjonen for Ørsted frem til 2025 er at havvindmøllene skal kunne dekke elektrisitetsforbruket til 30 millioner mennesker. Når dette målet, vil Ørsted ha mer enn tredoblet strømproduksjonen fra havvindparker på under 10 år (Ørsted, 2020c).

I dag har Ørsted fem havvindparker i Danmark. Alle er operative. I Storbritannia har selskapet totalt 15 parker, der 4 av dem er under konstruksjon. I Tyskland har Ørsted seks vindparker, alle operative. I Taiwan har Ørsted én operativ havvindpark, med ytterligere tre under planlegging. Ørsted har også en park under konstruksjon i Nederland. Foreløpig har selskapet to havvindparker i USA, mens åtte er under planlegging (Ørsted, 2020b).

2.3 Motstand mot landbasert vindkraft i Norge

Etterhvert som vindmøller bygges ut på land i Norge øker motstanden mot vindmølleparkene blant befolkningen og lokalpolitikere i nærmiljøene (Gregersen & Tvinnereim, 2019). Årsaken til dette er at vindmølleparker på land har en negativ påvirkning i form av at eiere av helårs- og

fritidseiendommer utsettes for virkninger som kan påvirke folkehelse, samt eiendomspriser knyttet til synlighet, støy, skyggekast og lysmerking. Vindturbiner avgir mekanisk og aerodynamisk støy som kan påvirke omgivelsene på samme måte som støy fra for eksempel annen industri og fra veitrafikken. De roterende bladene på vindturbinene kan også forårsake pulserende skygger når solen står lavt over horisonten, denne skyggekasten kan oppleves som forstyrrende ved opphold i vindkraftverkets nærområde (Jakobsen m.fl., 2019).

Vindmøller er høye objekter med en totalhøyde som gjerne er på 150-250 meter, vindmøllene vil dermed være godt synlige ved nærliggende boliger- og fritidseiendommer. Høyden på vindmøllene vil derfor kunne påvirke utsikten, og dermed gjerne gi inntrykk av at landskapet blir dominert av dem. Vindkraftverk i nærmiljøet kan også gi en negativ innvirkning på eiendomspriser ved salg av boliger og fritidseiendommer som er eksponert for støy, skyggekast og visuelle virkninger. Vindmøller defineres også som hindre for luftfarten og må derfor utstyres med lysmerking, dette er merking som medfører lysforurensning i mørket spesielt i områder som ellers er lite berørt av lyssetting. Denne lyssettingen kan også gi et inntrykk av at vindkraftverket blir visuelt dominerende i nærmiljøet (Jakobsen m.fl., 2019).

I tillegg til de ovenfor nevnte påvirkningene vil også synlig inngripen i naturområdene som bygging av anleggsveier til vindmølleparkene kunne oppfattes som negativt. Deretter vil dyre og fuglelivet kunne påvirkes ved at fugler flyr inn i rotorene og dør som følge av skader de pådrar seg. I mange områder vil også reindriften kunne påvirkes av vindmølleparker, hvor det hovedsakelig er i utbyggingsfasen av vindkraftverk med tilhørende kraftledninger og veier som har en negativ effekt på reinsdyr knyttet til økt menneskelig aktivitet, transport og anleggsarbeid (Jakobsen m.fl., 2019).

2.4 Danmark vs. Norge – vedtatt fjerning på land

I Norge er de fleste vindmølleparkene plassert på land med unntak av det ene flytende havvind prosjektet Hywind Pilot til Equinor som er plassert utenfor Utsira. Vindmøller til lands resulterer i at store arealer påvirkes av utbyggingen og av driften av vindmøllene. Dette er faktorer som også påvirker naturen, fuglelivet og mennesker. Det er i 2019 cirka 800 vindturbiner i drift fordelt på 42 anlegg, med ytterligere 9 anlegg under utbygging (NVE, 2020; Vindportalen, 2020f).

I Danmark som har produsert energi fra vindmøller i en årrekke er det som nevnt tidligere i en energiavtale mellom de politiske partiene vedtatt å redusere antall vindmøller på land fra omkring 4 300 til et tak på maksimalt 1 850 vindmøller i 2030 (Regeringen, 2018). Årsaken til dette er at politikerne i Danmark ønsker å redusere inngrepene i naturen samt redusere de negative påvirkningene de flere tusen vindmøllene har på nærmiljøet. Politikerne ønsker også å bidra til en grønn omstilling hvor vindmølleparkene på land etter endt levetid etterhvert flyttes over til vindmølleparker til havs langt fra landets kystlinjer.

Det politiske avtaledokumentet (Regeringen, 2018) understreker at Danmark har en sterk posisjon innen havvind med selskaper som er globalt ledende innen feltet, som har solid kompetanse innen forskning og utvikling. Dette er en posisjon som de ønsker å utnytte og bevare slik at potensialet kan utnyttes best mulig, slik at Danmark fortsatt kan være en ledende havvindnasjon med virksomheter innen sektoren som er i verdensklasse. Forventningene er at havvind innen få år skal kunne produsere grønn elektrisitet på ordinære markedsvilkår uten behov for offentlig støtte. Det ønskes derfor å tilrettelegge politisk for optimale markedsrammer for etablering, drift, og innovasjon innen industriområdet for havvind slik at disse forventningene kan innfris. Energiavtalen betyr også at det igangsettes en storstilt screening av havområdene i Nordsjøen og i Østersjøen for å lokalisere områder for utbygging av havvind for rask oppkobling mot el-nettet. Politikerne i Danmark senker også elavgiften og elvarmeavgiften for å stimulere til bruk av fornybar elektrisk kraft foran bruk av ikke fornybar energi (Energi-Forsynings- og Klimaministeriet, 2018).

I Norge forekommer satsningen innen vindkraft hovedsakelig på landbaserte vindmølleparker, og satsningen på havvindparker er begrenset. Dette er da forskjellig fra blant annet Danmark som planlegger en reduksjon av vindmøller på land, og heller konsentrerer den fremtidige satsningen rundt havvindparker og havvindteknologi.

2.5 Havvind

Det er per i dag kun bygget vindkraftverk på land i Norge. I Europa har det vært en kraftig økning i satsning og utbygging av vindkraftverk til havs, men i Norge finnes det ingen havvindparker. Equinor utviklet imidlertid en flytende turbin lokalisert i Åmøyfjorden utenfor Karmøy, som ble installert i 2009. Dette er kun en demonstrasjonsturbin ment for testing av teknologi vedrørende flytende havturbiner, det såkalte Hywind-konseptet. Dette er den eneste

havvindturbinen som er installert i Norge. Denne turbinen har en kapasitet på 2,3 MW (Jakobsen m.fl., 2019). Det er meldt eller søkt om konsesjon om flere havvindprosjekter i Norge. Av dem er det derimot kun ett prosjekt som har fått konsesjon. Det er Havsul-prosjektet til selskapet Havgul. Prosjektet var tenkt lokalisert utenfor Sandøy i Møre og Romsdal, og med en kapasitet på 350 MW (Vindportalen, 2020b). Norges vassdrags- og energidirektorat gav konsesjonen til prosjektet i 2008, men prosjektet har ikke blitt igangsatt. Prosjektet ble stoppet grunnet lav lønnsomhet. Det er derimot interesse for at prosjektet skal tas opp igjen, blant annet fra Norwea, som er en interesse- og bransjeorganisasjon for vind- og bølgekraft. Konsesjonen var i utgangspunktet gjeldende frem til årsskiftet 2019/2020, men det har blitt søkt om forlengelse av konsesjonen hos NVE. Det har blitt inngått en opsjonsavtale med det kanadiske selskapet Enbridge, som gir dem en rett til å utvikle prosjektet (Lorentzen, 2019).

2.6 Motstand mot havbasert vindkraft i Norge

Det er også motstand mot utbygging av havbasert vindkraft, denne motstanden kommer fra flere hold slik som eksempelvis fra fiskeriindustrien og miljøvernorganisasjoner. Dette er relatert til tilbakemeldinger på høringen vedrørende Olje- og energidepartementets forslag til å åpne utbygging av havbasert vindkraft på tre forskjellige områder. Disse havområdene er Utsira Nord, Sandskallen-Sørøya Nord, samt området Sørlege Nordsjø II. Tilbakemeldingen fra Norges Miljøvernforbund er blant annet at det argumenteres for at havvindanlegg vil være belastende for den europeiske ålen, at turbinbladene vil avgi mikroplast til havet ved kollisjon mellom turbinblader og luftbårne partikler som regn, hagl, sand, insekter, iskrystaller og saltpartikler. Videre menes det at undersjøiske kabler gir elektromagnetiske felt som er skadelig for flere arter som bruker elektromagnetisme i jakt og navigasjon (Norges Miljøvernforbund, 2019). Fiskeridirektoratet er også negativ til utbygging av havvind i de områdene som Olje- og energidepartementet har foreslått hvor de mener at utbygging av havvind vil forårsake interessekonflikter for fiskeriet, dette fordi området er preget av mye fiskeriaktivitet. Fiskeridirektoratet har tidligere frarådet utbygging av havvind til havs i områder hvor det foregår stor aktivitet med forskjellige fiskeredskaper. Fiskeridirektoratet stiller seg derfor kritisk til NVE sin vurdering om at de foreslåtte områdene kan kategoriseres til å være godt egnet for havvind, samt ha relativt få interessemotsetninger, og dermed kan åpnes uten nevneverdige utfordringer og negative konsekvenser for fiskeriinteressene (Fiskeridirektoratet, 2019).

2.7 Klima generelt - hvorfor vindmøller - endringer i energisektoren

Energiesektoren i Norge og ellers rundt i verden har i de senere år hatt et økende fokus på fornybar energi. Årsaken til dette er at det vitenskapelig og politisk sett har blitt vurdert dithen at klimaendringer har alvorlige konsekvenser som fører til en økt risiko for ekstremvær, økende nedbørsmengder, oversvømmelser, samt forsuring av havet. Jorda er nå i ifølge Miljødirektoratet (2020) i gjennomsnitt blitt 1,1 grad celsius varmere enn den var på slutten av 1800-tallet, og temperaturen øker mest i Arktis. Hvor mye temperaturen vil fortsette å øke i fremtiden avhenger derfor blant annet av hvor store mengder klimagasser som slippes ut. FNs klimapanel bestående av verdens ledende klimaforskere argumenterer for med minst 95 prosent sikkerhet, at årsaken til mesteparten av den globale oppvarmingen er et resultat av menneskelig aktivitet. Denne aktiviteten består hovedsakelig av forbruk av olje, kull og gass som endrer balansen av klimagasser i atmosfæren, som igjen fører til konsekvenser for mennesker og natur på kloden (Miljødirektoratet, 2020).

2.8 Klimapolitikk

Som følge av klimaendringene og ønsket om å begrense disse endringene er det vedtatt gjennom FN å redusere utslippene av klimagasser gjennom Parisavtalen. Dette er en global klimaavtale som er rettslig bindende og reelt forpliktende for alle land, og som gir alle land rettigheter og plikter, landene som inngår i avtalen skal blant annet melde inn utslippsmål hvert femte år. Formålet med Parisavtalen er å styrke det globale samarbeidet som utfordringene med klimaendringene fører med seg, samt holde den globale temperaturstigningen under 2°C, og i tillegg jobbe for å begrense temperaturstigningen til under 1,5°C sammenlignet med det førindustrielle nivået (Klimaavdelingen, 2020). Norske politikere ønsker hovedsakelig at Norge skal kutte sine klimagassutslipp i samarbeid med EU, og gjennom en klimaavtale med EU har Norge allerede forpliktet seg til å samarbeide med EU om å redusere utslippene med minst 40 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990 nivå. Norske politikere har imidlertid utformet nye forsterkede klimamål som er å redusere utslippene med minst 50 prosent og opp mot 55 prosent sammenlignet med 1990 nivå. Dette er nye forsterkede klimamål som er i tråd med Europakommisjonens "European Green Deal", hvor det er varslet at kommisjonen også vil legge frem en plan for å øke EUs mål til minst 50 prosent og opp mot 55 prosent (Klimaavdelingen, 2020).

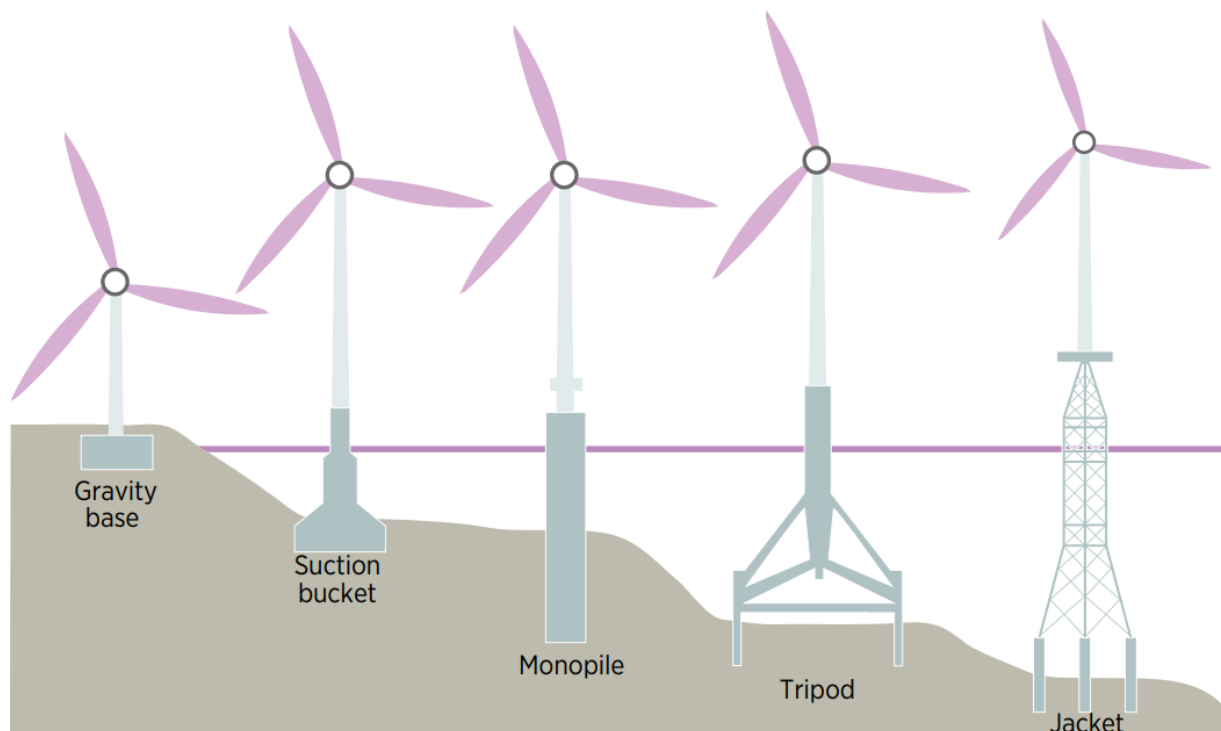
2.9 Teknologi Vindkraft

2.9.1 Teknologi landbaserte vindmøller

Landbaserte vindmøller som har blitt montert i senere tid er i hovedsak basert på tekniske løsninger uten de helt store forskjeller, hvor det blir benyttet et fundament som er nedgravd i jorden og støpt i betong, eller med et forankret fundament i fjell med en sirkulær ring av bolter hvor tårnet deretter festes. Tårnet skal kunne tåle høye vindstyrker, med vindhastigheter som stiger med høyden over bakken, dermed er det en fordel med høye tårn slik at tårnhøyden til moderne vindturbiner dermed varierer fra 40 til 100 meter. Vindturbiner av stor størrelse i Norge har derfor typisk sett tårn med en høyde på rundt 80 meter, og byggematerialet for tårnet er typisk stål eller betong (Vindportalen, 2020f).

2.9.2 Teknologi bunnfast havvind

Teknologien som benyttes til bunnfaste fundamenter til havs består hovedsakelig av monopæler, tripoder, gravitasjonsfundamenter, og jackets-understell. Den mest brukte typen fundamentering for bunnfast havvind er monopæler, som er en pæle av stål som hamres ned i havbunnen, eller hvor hullet til pælen lages ved å benytte boreutstyr.

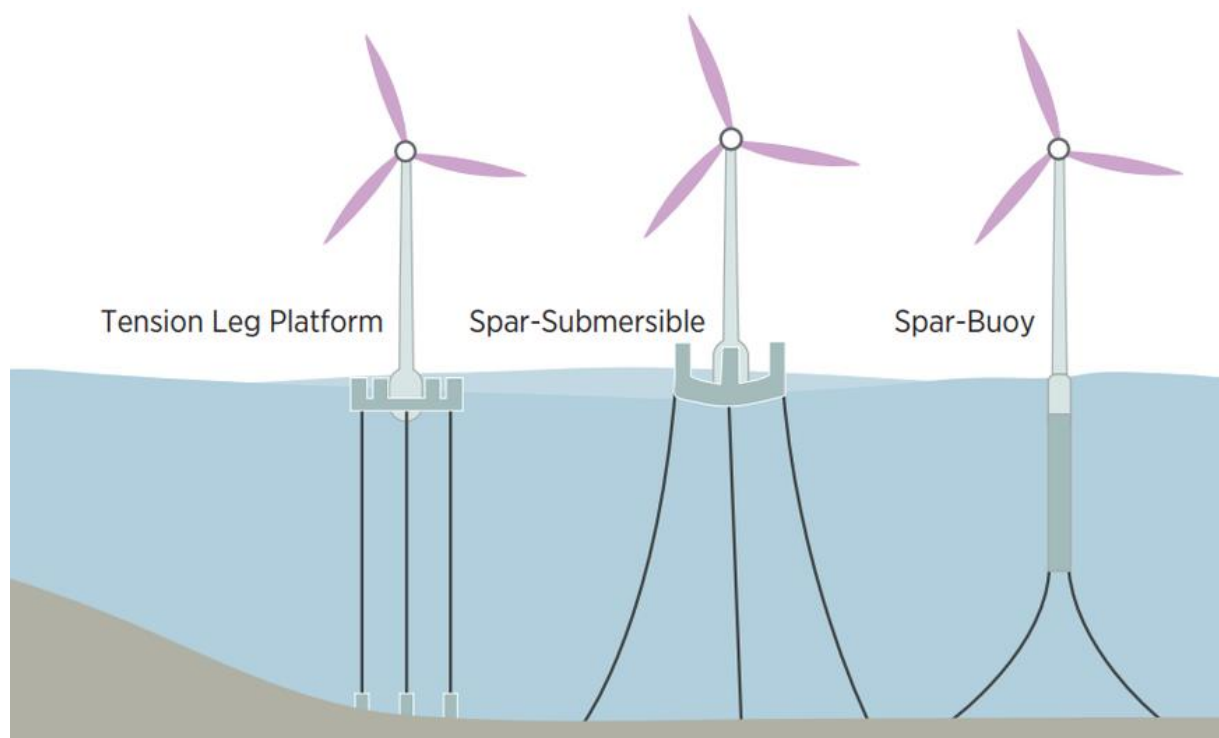


Figur 1: Bunnfaste fundamenttyper. Kilde: (IRENA)

Tripoder er også en type fundament som benyttes ved bunnfast fundamentering ved at tre stålpløker festes ned i huller som er boret ned cirka 10-20 meter ned i havbunnen. Gravitasjonsfundamenter er fundamenter som består av betong eller stål som plasseres på havbunnen, disse fundamentene må ha så stor vekt slik at turbinen holdes på plass, her vil også ballast kunne være nødvendig å benyttes som vekt for stabilisering. Jackets er i stor utstrekning blitt brukt i olje- og gassvirksomhet. Denne type fundamentering består av en stålgritterstruktur som festes til bunnen ved hjelp av fire pløker (Vindportalen, 2020d).

2.9.3 Teknologi flytende havvind

Teknologiene som oftest benyttes innen flytende havvind er hovedsakelig basert på tre forskjellige konsepter med opprinnelse fra oljeindustrien som videre er blitt overført til havvind hvor det da benyttes enten strekkstag, halvt nedsenkbar eller sparbøye, som alle er forankret til havbunnen.



Figur 2: Flytende fundamenttyper. Kilde: (IRENA)

Det trekkes strømkabler fra vindturbinene til landbaserte transformatorer som omformer elektrisiteten fra likestrøm til vekselstrøm. Equinors Hywind-konsept benytter sparbøye innen prosjektene de har satset på innen flytende havvind (Vindportalen, 2020b).

2.10 Vindkraftøkonomi

2.10.1 Støtteordninger

Historisk sett har vindkraft vært avhengig av subsidier for at driften skulle være bedriftsøkonomisk lønnsomt. Det finnes flere ulike typer støtteordninger for vindkraft, og dette vil også variere mellom land. Tidligere hadde man en støtteordning i Norge basert på investeringskostnader. Støtten ble ikke påvirket av selve elektrisitetsproduksjonen. Støtteordningen skjedde gjennom Enova, og utvalgte vindprosjekter fikk dekket en andel av godkjente investeringskostnader (Vindportalen, 2020e).

2.10.2 Elsertifikat

Elsertifikater er en støtteordning for å stimulere til en økt produksjon av elektrisitet som er fornybar. Støtteordningen fungerer slik at produsenter av fornybar energi mottar et elsertifikat for hver MWh produsert, deretter er forbruker pålagt å kjøpe en gitt andel elsertifikater basert på sitt individuelle elektrisitetsforbruk. På denne måten vil produsenter av fornybar energi motta en inntekt utover det ordinære kraftsalget (NVE, 2019).

Norge ble i januar 2019 en del av et felles elsertifikatmarked sammen med Sverige. Dette var et tiltak som var ment å fremme produksjonen av fornybar energi, og øke utbyggingen av kraftverk basert på fornybar energi (Vermes, 2010).

Støtteordningen blir regulert gjennom henholdsvis lov om elsertifikater og forskrift om elsertifikater. Gjennom denne ordningen vil det være mer lønnsomt å investere i fornybar energi. Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som forvalter denne støtteordningen i Norge. Elsertifikater blir også kalt for grønne sertifikater (NVE, 2019).

Elsertifikater bidrar til at kraftprodusentene får en ekstra inntekt i tillegg til salget av elektrisitet. Kraftprodusenter som blir godkjent til å ta del i ordningen, får tildelt elsertifikater i en tidsperiode opp til 15 år. Kraftverket vil da motta elsertifikater per MWh produsert. Den enkelte strømforbruker blir så pålagt å kjøpe en gitt andel elsertifikater, som er basert på en prosentandel av det faktiske strømforbruket. Denne støtteordningen skaper altså en lovbestemt etterspørsel etter elsertifikater. Forbrukeren må betale for elsertifikatet i tillegg til den ordinære strømprisen. Den totale inntekten for en kraftprodusent blir da sertifikatpris i tillegg til strømprisen. Denne

ekstrainntekten skal bidra til at produksjon av fornybar energi blir lønnsom, i et velfungerende marked. Skal et kraftverk i Norge bli godkjent for å ta del i ordningen, må kraftverket settes i drift innen utløpet av 2021. Fra og med 2022 vil ikke lenger norske kraftverk få elsertifikat, ordningen fortsetter imidlertid frem til 2030 i Sverige (Vindportalen, 2020a).

2.10.3 Differansekontrakt/Garantipris

CfD-støtte, eller differansekontrakter er en annen støtteordning som benyttes for å stimulere til økt investering og satsing på fornybar energi. Storbritannia benytter seg for eksempel av denne CfD ordningen, hvor kontrakt inngås mellom to parter, det vil si mellom kraftprodusenten og selskapet Low Carbon Contracts Company (LCCC). Dette selskapet er eid av britiske myndigheter. Støtteordningen garanterer for en fastpris for elektrisiteten som blir produsert av kraftprodusenten. Etter inngåelse av en slik kontrakt, vil man få en fastpris de neste 15-20 årene. Når kontrakten utgår, vil normale markedspriser gjelde (The green age, 2020).

Inngåelse av en slik avtale vil bidra til en sikrere og stabil inntekt for kraftprodusentene. Støtteordningen gjør at selskapene reduserer eksponeringen til volatile kraftpriser. Kraftprodusenter som møter kriteriene for å motta CfD-støtte, kan søke om dette gjennom en auksjon (Low Carbon Contracts Company, 2020).

2.10.4 ROC

Renewable Obligation Certificate (ROC) er sertifikater som blir utstedt til akkrediterte produsenter av fornybar energi i Storbritannia. Produsentene kan fritt handle sertifikatene med andre parter, hvor sertifikatene til slutt benyttes av strømleverandører for å dokumentere at de har oppfylt en forpliktelse til å formidle en viss mengde fornybar energi til forbrukere, som er basert på en prosentandel fastsatt av myndighetene hvert år. Hvis strømleverandører ikke har opparbeidet seg et tilstrekkelig antall sertifikater for å oppfylle sin forpliktelse i rapporteringsperioden, må de betale et tilsvarende beløp til et utkjøpsfond. Kostnader relatert til ordningen inndrives fra fondet, og det overskytende blir distribuert tilbake til strømleverandørene i forhold til antall sertifikater opparbeidet for å oppfylle individuelle forpliktelser for salg av fornybar energi (Ofgem, 2020b).

2.10.5 Feed in tariff

Dette er en annen form for prisbasert subsidieordning. Ordningen er ment til å øke investeringene i fornybar energi, ved at den bidrar med investeringssikkerhet og finansiell støtte til alle typer produsenter av fornybar energi. Mekanismen reduserer usikkerheten til produsentene av fornybar energi. Strømprodusenten mottar en fastpris på hver kilowatt-time produsert i en fastsatt tidsperiode. Det strømprodusentene mottar fra ordningen kommer i tillegg til inntekten fra ordinært strømsalg. Tidsperioden er normalt 20 år. Denne fastprisen er regulert og bestemt av myndighetene, basert på utviklingen i markedet (Futurepolicy, 2020).

2.10.6 Avskrivning for vindkraft i Norge

Skulle vindkraftverkene fulgt hovedreglene for skattemessig avskrivning, ville de ulike komponentene som et slikt kraftverk består av, blitt delt opp i ulike avskrivningsgrupper etter Skatteloven § 14-43. Komponenter som gir, rotor, og generator tilhører avskrivningsgruppe d. Dette tilsier en avskrivning på 20% årlig. Selve bygningene, anlegget og tårn klassifiseres som bygg og anlegg, som gjør at komponentene tilhører avskrivningsgruppe h. Dette gir en årlig avskrivning på 4%. Transformatorer og kabler for tilkobling til nettet tilhører avskrivningsgruppe g, som gir en 5% årlig avskrivning. Grunn og vei er derimot ikke avskrivbart (Thorvaldsen & Greni, 2018).

Det fremkommer derimot av Skatteloven § 14-51 at vindkraftverkene er underlagt en særregel for skattemessig avskrivning. Driftsmidler i et vindkraftverk skal avskrives med like store årlige beløp over fem år. Dette gjelder alle driftsmidler som er ervervet fra og med 19. juni 2015, til og med inntektsåret 2021. Særregelen gjelder ikke hvis prosjektet er påbegynt før 19. juni 2015. Internt nettanlegg og betongfundament inkluderes også i denne særregelen (Skatteetaten, 2018).

Konsekvensen av særregelen er at driftsmidlene tilhørende et vindkraftverk blir avskrevet raskere. Dette gir hurtige skattemessig fradrag som gir en høyere nåverdi etter skatt. Lønnsomheten blir da høyere (Vindportalen, 2017). I likhet med elsertifikat og andre støtteordninger, skal avskrivningsregelen påvirke og legge til rette for mer investering og utbygging av fornybar energi, herunder vindkraftverk (Olje- og energidepartementet, 2016). Bygging av et vindkraftverk har en relativt høy investeringskostnad. Sammenholdt med disse særskilte avskrivningsreglene, er konsekvensen at vindkraftverk i Norge går med både skattemessig og regnskapsmessig underskudd i de første driftsårene (Norwea, 2019a).

2.10.7 Konsesjon

Etter Energiloven krever det konsesjon for å oppføre et vindkraftverk. Dette gjelder alle elektriske anlegg med spenning på mer enn 1 000 V. Konsesjonen gis av Norges Vassdrag- og Energidirektorat (NVE), og denne gir en rett (ingen plikt) til å både bygge og drifte et vindkraftverk, denne gjelder i 25 år. Etter at 25 år er gått, har man valget mellom å legge ned vindkraftverket, eller søke ny konsesjon.

Normalt sett tar konsesjonsprosessen mellom 3-7 år. Dette innebærer komplekse konsekvensutredninger, der positive og negative aspekter ved bygging av anlegget vurderes. Flere lover og forskrifter må følges i prosessen, slik som Energiloven og Plan- og bygningsloven. Det er således en omfattende prosess. Det er søkeren selv som må dekke kostnadene knyttet til utredningene som kreves.

I forhold til saksbehandlingen gir NVE prosjekter som er realiserbare og samfunnsmessig lønnsomme fortrinn i søkeprosessen. Nettkapasitet og nettutvikling prioriteres, samt forhold som vindressurser og produksjonsforhold, rask realisering, forsyningssikkerhet, og miljøvirkninger (Vindportalen, 2018b).

2.10.8 CAPEX – Investeringsutgifter

Investeringsutgiftene er det beløp som må betales for selve investeringen. I en nåverdiberegning vil dette normalt være utgående kontantstrømmer i år 0. Slike utgifter blir ikke belastet finansregnskapet på investeringstidspunktet. De balanseføres i stedet som eiendeler, og blir så avskrevet over levetiden til de investerte driftsmidlene. Investeringsutgifter regnes for å være engangskostnader (Brealey, Myers, & Allen, 2020).

For vindparker vil investeringsutgiftene være på et relativt høyt nivå. Utgifter til utbygging av selve vindparken og tilkobling til strømmettet vil normalt sett utgjøre en stor andel av kostnadene. Den største investeringsutgiften for en vindpark på land vil være selve turbinen. Andre investeringsutgifter knyttet til et slikt prosjekt vil være fundament, nett og vei. Utgiftene uttrykkes ofte per installert MW. Kostnadene vil for øvrig variere i stor grad, basert på hvilken type turbin man velger, grad av kompleksitet i terrenget, og avstand fra hovedvei. Distans fra sentral- eller regionalnett vil også påvirke kostnaden. Det kostnadsmomentet som i størst grad

vil variere for en vindpark på land, vil være tilknytning til distribusjonsnett (Vindportalen, 2018c).

Når det gjelder havvindparker, vil investeringsutgiftene i stor grad være påvirket av hvilken type teknologi som benyttes. Sammenligner man en flytende havvindpark mot en bunnfast havvindpark, vil investeringskostnadene fordele seg ulikt. For en bunnfast havvindpark, vil det i likhet med en vindpark på land, være selve turbinen som representerer størstedelen av investeringen. Men sammenlignet med en park på land, vil elektrisk infrastruktur, understell og fundament utgjøre en større del av investeringsutgiften for en bunnfast havmøllepark. Montering og installasjon vil også utgjøre en høyere utgift (Stehly, Beiter, Heimiller, & Scott, 2018).

For en flytende havvindpark vil derimot understell og fundament representere størstedelen av investeringsutgiften. Dette vil avhenge av typen flytende teknologi som benyttes. Normalt sett vil turbinen utgjøre den nest største utgiften, som er 2-3% lavere enn det flytende understellet. Selve montering og installasjon er derimot en lavere utgift sammenlignet med bunnfaste parker. Inkludert i investeringsutgiftene for en havmøllepark, vil blant annet være turbin, utvikling, prosjektering og ledelse, understell, logistikk, transport, elektrisk infrastruktur, montering og installasjon, oppstartskostnader, avvikling, beredskap, finansiering, og forsikring under konstruksjon (Stehly m.fl., 2018).

2.10.9 OPEX – Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader er kostnader som påløper i løpet av den normale driften av prosjektet. Disse oppstår først når prosjektet er initiert og er kommet i drift. I likhet med investeringsutgifter representerer dette utgående kontantstrømmer, men drifts- og vedlikeholdskostnadene kostnadsføres i finansregnskapet, normalt etter hvert som de påløper (Boye, 2006).

Turbinene krever vedlikehold, og det er vanlig at eierne inngår en driftskontrakt med leverandøren av turbinene. Ofte vil disse kontraktene være mellom 5 til 15 år. Større selskaper vil ofte ha egne driftsselskaper. Det finnes også egne selskaper som har spesialisert seg på drift- og vedlikehold. Dette er typisk i land med mye vindkraft. Vedlikeholdskostnadene for turbinene vil normalt øke etter hvert som turbinene eldes (Vindportalen, 2018c).

En annen driftskostnad som kan være vesentlig, er innmatingstariffen. Denne må betales til eier av nettet, og er i prinsippet en transportkostnad for elektrisitet. I Norge består denne av et variabelt tapsledd i tillegg til et fastledd. Denne variable delen kan være svært ulik avhengig av hvor i landet man er, og om elektrisiteten hjelper eller belaster nettet. Hjelper elektrisiteten nettet (mindre belastning) kan tapsleddet være negativt. Det vanlige er derimot at transport av elektrisiteten gir en ekstra belastning på nettet, slik at tapsleddet blir positivt. I Norge må også vindparker på land betale eiendomsskatt til kommunen, så lenge dette er vedtatt. Andre driftskostnader for en vindpark på land vil være leie av land, vedlikehold av veier, kabler, bygning og anlegg, forsikring, samt administrasjon og kostnader knyttet til driftspersonell (Vindportalen, 2018c).

Når det gjelder havvind, vil drift- og vedlikehold ha likheter med inspeksjon, reparasjoner, og vedlikehold som skjer i offshore olje- og gassindustrien. Innen havvind skiller man ofte mellom drift og vedlikehold (GL Garrard Hassan, 2013), som listet opp under:

Drift: Dette utgjør en relativt liten del av den totale kostnaden knyttet til de operasjonelle kostnadene. Kostnadene knytter seg til overvåkning, salg av elektrisitet, markedsføring, administrasjon og andre lignende aktiviteter.

Vedlikehold: Utgjør mesteparten av de operasjonelle kostnadene. Dette er aktiviteter knyttet til å opprettholde standen, og reparere komponenter og systemer. Man deler inn i preventive og korrigerende vedlikehold. Preventivt vedlikehold knytter seg til reparasjoner og vedlikehold av slitedeler basert på rutineinspeksjoner eller informasjon fra overvåkningssystemet. Man bytter eller reparerer da komponenter eller systemer før de blir defekte, og aktivitetene er planlagt på forhånd. Korrektivt vedlikehold gjelder reparasjoner eller skifte av defekte komponenter. Dette er ikke planlagt på forhånd, men må utføres etter hvert som ulike komponenter faktisk blir skadet, eller slutter å fungere.

Verdikjeden for drift- og vedlikehold av en havvindpark kan deles inn i syv aktiviteter:

- Onshore logistikk: Havneaktiviteter, lager og kontor.
- Offshore logistikk: Utstyr, planlegging og ressurser som kreves for å frakte både personer og utstyr til havvindparken. Inkluderer båter, offshore baser, og helikoptertjenester.

- "Back Office", administrasjon og operasjoner: Overvåke og analysere virksomheten, og elektrisitetssalg.
- Vedlikehold vindturbiner: Teknikere og utstyr som trengs for å inspisere og reparere vindturbinene.
- Vedlikehold eksportkabler og tilkobling til distribusjonsnett: Teknikere og utstyr som trengs for å inspisere og reparere tilkobling fra vindparken til strømmettet på land. Inkluderer transformatorstasjoner både til havs og på land.
- Vedlikehold undersjøiske inter-array-kabler: Teknikere og utstyr som trengs for å inspisere og reparere de undersjøiske kablene som er tilkoblet de enkelte vindturbinene og gjør at vindparken blir et enhetlig kraftverk.
- Vedlikehold fundamenter: Teknikere og utstyr som trengs for å inspisere og reparere fundamentene og strukturene som vindturbinene er montert på.

Hovedfaktorene som påvirker nivået på drift- og vedlikeholdskostnadene er, antall turbiner, størrelse og driftssikkerheten til vindturbinene, og distanse fra land. Bølgehøyde og vindhastighet, samt design på offshore transformatorstasjoner vil også ha en påvirkning. Er avstanden fra land relativt liten, typisk 0-20 kilometer fra land, er den beste og mest kostnadseffektive metoden bruk av arbeidsbåter. Bruken er relativt rimelig, og kan frakte mange teknikere. Ulempen er at tilgjengelighet og responstid begrenses av transittid og forholdene til sjøs (GL Garrard Hassan, 2013).

Er avstanden fra land lengre enn 20 kilometer, er det gunstig å benytte helikopter som et supplement til arbeidsbåtene. Helikopter er mer kostnadskrevene, og rommer kun et fåtall teknikere. På den andre siden er transitt- og responstid rask, og man er ikke hindret av forholdene til sjøs, hvis man ser bort fra dårlig sikt. For vindparker som ligger så langt fra land, vil det være mest effektivt å benytte arbeidsbåter til preventivt vedlikehold, mens helikopter kan benyttes til korrigerende vedlikehold. Er avstanden fra land betydelig, typisk lengre enn 70 kilometer, vil det beste være å basere operasjons- og vedlikeholds aktiviteter offshore. Teknikerne bor da i nærheten av vindparken i tiden vedlikeholdet utføres. Dette kan eksempelvis være fra faste lokaler tilsvarende de som benyttes i olje- og gassindustrien, eller på skip (GL Garrard Hassan, 2013).

Investeringsutgifter for havvindparker har blitt redusert de siste årene grunnet forbedret teknologi og tilegnelse av erfaring fra installasjonsprosessen. Det samme forventes å skje med

drifts- og vedlikeholdskostnadene, hvor kostnadene antas å bli redusert med om lag 40 prosent innen 2030 (Chamberlain, 2017).

2.10.10 Inntekter vindparker i Norge

En vindmøllepark får inntektene sine gjennom salg av elektrisitet produsert av vindturbinene. I tillegg vil salg av elsertifikat generere en ekstraintekt. Prisen på både elektrisitet og elsertifikat bestemmes i markedet basert på tilbud og etterspørsel. Spotprisen er timeprisen på elektrisitet og elsertifikat. Dette representerer hva kraftprodusenten mottar for salg av elektrisitet og sertifikat. Denne spotprisen endrer seg fra time til time. Det er mulig å låse prisene i flere år fremover via finansielle instrumenter. Dette vil både redusere risiko, og gi mer stabile og forutsigbare inntekter. Å inngå en slik kontrakt representerer en kostnad, siden kontraktsmotpart tar på seg en risiko. Samtidig kan finansieringen bli lettere grunnet denne økte forutsigbarheten (Vindportalen, 2018a).

Størstedelen av produsert elektrisitet i Norge blir omsatt på Nord Pool, som er en kraftbørs. Det som ikke omsettes her, blir omsatt direkte mellom kraftprodusent og kjøper. Med unntak av Island, byr alle kraftprodusenter i Norden inn på kraftbørsen hvor mye elektrisitet de ønsker å selge til ulike priser for det neste døgnet. Estland, Litauen og Latvia byr også inn på Nord Pool. Disse budene matches med bud som kommer fra kraftdistributør som selger elektrisitet, i tillegg til storforbrukere. Tilbud og etterspørsel matches, og det settes en felles pris for Nord Pool-området som regnes ut for hver time det neste døgnet.

Det eksisterer flere faste prissoner innen Nord Pool- området. I Norge finnes fem soner. Prisene vil variere på grunn av produksjon og forbruk i sonen. I tillegg vil såkalte flaskehals påvirke, altså hvis overføringskapasiteten mellom ulike soner begrenser overføringene. Dette skaper da områder med over- og underskudd av strøm. Prisene justeres basert på tilbud og etterspørsel slik at det blir balanse. Soner med underskudd får høyere pris, mens soner med overskudd får lavere pris sammenlignet med den felles systemprisen (Vindportalen, 2018a).

3 Equinor og satsning på havvindkraft

3.1 Equinor

Equinor er et internasjonalt selskap, som i hovedsak driver med leting og produksjon av olje og gass. Det drives virksomhet i over 30 land, og selskapet har 20 525 ansatte, spredt over hele verden. Equinor er en ledende operatør på den norske sokkelen, og har i tillegg betydelige virksomheter i utlandet. Selskapet er involvert i flere av de viktigste olje- og gassprovinsene i verden, og regnes for å være en av verdens største offshore-operatører, og er den nest største gasseksportøren til Europa. Selskapet er også ledende i verden på karbonfangst- og lagring samt karboneffektivitet i olje og gassproduksjonen (Equinor, 2019f).

Equinor ble stiftet den 18. september 1972. Rollen til Equinor var den gangen å være regjeringens kommersielle instrument i utvikling av norsk olje- og gassindustri. På den tiden var selskapet et heleid statlig selskap. Selskapet konsentrerte seg da hovedsakelig om leting, utvikling og produksjon av olje og gass på norsk sokkel (Equinor, 2019f).

I dag er derimot Equinor en voksende aktør innen fornybar energi, og investerer aktivt innen energiformer som havvind og solenergi. Ifølge Equinors egen årsrapport for 2018, gjøres dette for å utvide energiproduksjonen, øke forsyningssikkerheten og bekjempe klimaendringer. Selskapets ambisjon er å bli en global aktør innenfor havvind, og er ifølge selskapet selv i ferd med å bli en global markedsleder på nettopp dette feltet. Equinor benytter kompetansen fra olje- og gassvirksomheten sin til å skape nye muligheter innen fornybar energi, og deriblant innenfor havvind (Equinor, 2019f).

Per i dag har Equinor fire havvindprosjekter som produserer strøm. Tre av prosjektene er lokalisert i Storbritannia, og ett av prosjektene i Tyskland. Selskapet er også operatør for verdens første flytende vindpark. Den er lokalisert utenfor kysten av Skottland, og ble ferdigstilt i 2017. I tillegg har Equinor et samarbeidsprosjekt på Doggerbank sammen med selskapet SSE Renewables der de skal bygge det som blir verdens største havvindpark. I 2019 vant også Equinor en havvindauksjon i New York kalt Empire Wind, dette var den første store havvindauksjonen for delstaten. Havvindprosjektet vil bidra med å nå målet til New York innenfor fornybar energi. Equinor inngikk også et partnerskap med en energileverandør i Irland i 2019, hvor målsetningen er å finne passende områder for å bygge havvindmøller i Irland, slik

at prosjektene kan realiseres innen 2030. Irland er mest egnet for flytende havvind, basert på bunnforholdene i områdene rundt kysten (Martiniussen, 2019a).

Equinor har også inngått avtale om kjøp av en eierandel på 50 prosent i et polsk havvindprosjekt. Dette medfører at selskapet har eierandeler i tre Baltyk-prosjekter i Polen. Området for vindparkene ligger i Østersjøen, der havdypet er mellom 25 til 35 meter. Disse er videre lokalisert omtrent 80 kilometer fra havnen i byen Leba. Equinor har inngått samarbeidet med det polske selskapet Polenergia. De tre havvindparkene vil til sammen ha en kapasitet på 1 440 MW. Dette skal være nok til å levere elektrisitet til to millioner polske hjem (Equinor, 2019c). I Polen er det politisk vedtatt å satse på at flere fremtidige vindmølleparker skal utvikles til havs (IEEFA, 2020).

Utover dette mener Equinor selv å være i en posisjon til å kunne utnytte fremtidige muligheter innenfor havvind, både i Storbritannia, Norge og Asia. Dette blant annet gjennom utvidelse av eksisterende parker i Storbritannia, samt planlegging av Donghae 1 i Sør-Korea som er et flytende havvindprosjekt på 200 MW (Equinor, 2020b).

3.1.1 Sheringham Shoal Wind Farm

Havvindparken Sheringham Shoal var det første store prosjektet til Equinor innenfor fornybar energi, og selskapet sin første kommersielle havvindpark. Prosjektet er eid av Equinor, Green Investment Group og Equitix gjennom selskapet Scira Offshore Energy Limited. Equinor er også operatøren på havvindparken. Sheringham Shoal ligger utenfor Nord Norfolk, 17 til 23 kilometer fra land. Prosjektet ble satt i drift i 2011 (Equinor, 2020b).

Sheringham Shoal har en totalkapasitet på 317 MW, og består av 88 Siemens SWT-107 turbiner. Hver turbin har en kapasitet på 3,6 MW. Parken generer om lag 1,1 TWh elektrisitet per år. Dette er nok til å forsyne 220 000 britiske husstander med strøm. Parken strekker seg over et areal på omtrent 35 kvadratkilometer. Havdybden er på mellom 17 til 22 meter (Sheringham Shoal, 2018).

Leieperioden for Sheringham Shoal er på 50 år. Eierne av havvindparken har samtykket til å fjerne vindmøllene og alt tilhørende utstyr ved slutten av havvindparkens levetid (Sheringham Shoal, 2017).

Investeringskostnadene er oppgitt til å være på 10 milliarder NOK (Power-Technology, 2012).

I 2018 hadde Sheringham Shoal, som er organisert som et eget aksjeselskap, en omsetning på 1,8 milliarder kroner, driftsmargin på 59% og et overskudd på 673 millioner kroner (Skarsaune, 2020).

3.1.2 Dudgeon Wind Farm

Dudgeon er en havvindpark som startet å produsere strøm i 2017. Prosjektet eies av Dudgeon Offshore Wind Limited, som igjen er eid av Equinor, China Resources og Masdar. Havvindparken ligger utenfor kysten av North Norfolk, omtrent 32 kilometer utenfor Cromer. Arbeidet med prosjektet startet i 2012. Equinor er operatør på havvindparken. Den totale kapasiteten til havvindparken er på 402 MW, som er nok til å levere elektrisitet til omtrent 410 000 britiske hjem. Strømmen genereres av 67 stk. Siemens SWT-154 turbiner, hver med en kapasitet på 6 MW. Vanddybden i området der havvindparken er lokalisert er på mellom 18 til 25 meter (Dudgeon, 2019b).

Dudgeon Offshore Wind Limited er blitt tildelt en differansekontrakt. Utover dette har ikke havvindparken fått noe økonomisk støtte fra britiske myndigheter (Dudgeon, 2019a). Equinor har også blitt tildelt en leiekontrakt, der intensjonen er å utvide kapasiteten på både Dudgeon og havvindparken Sheringham Shoal. Disse utvidelsesprosjektene vil ha en samlet kapasitet på 719 MW (Dudgeon, 2019c).

Driftsselskapet til havvindparken Dudgeon kunne vise til gode regnskapstall for 2018. Havvindparken er organisert som et eget aksjeselskap. I 2018 hadde selskapet et overskudd på 1 milliard kroner, en driftsmargin på 63% og en omsetning på 2,7 milliarder kroner (Skarsaune, 2020).

3.1.3 Hywind Scotland

Havvindparken Hywind Scotland ble ferdigstilt i 2017, og var med det den første flytende havvindparken i verden. Havvindparken benytter teknologi som er utviklet og eid av Equinor, og konseptet har fått navnet Hywind. Selve parken er lokalisert i den britiske delen av Nordsjøen, om lag 25 kilometer øst for Peterhead i Skottland (Equinor, 2019b). Havdypet i

dette området varierer fra 95 til 120 meter, parken har en samlet kapasitet på 30 MW fordelt på fem flytende vindturbiner. Parken har en operasjonell levetid på 20 år (Yttervik, 2015).

Havvindparken hadde etter 12 måneders drift generert 4 900 driftstimer, som tilsier en kapasitetsutnyttelse på 56%. Dette skyldes i stor grad de svært gode vindforholdene i havområdet hvor parken er lokalisert (Hovland, 2018). I perioden november 2018 til januar 2019, en periode med stormfullt vær, klarte Hywind Scotland å utnytte 65% av maksimalkapasiteten. Dette er oppsiktsvekkende tall, fordi danske havvindparker i snitt hadde en kapasitetsutnyttelse på 45,8% for en sammenlignbar periode (Coren, 2019).

Hywind Scotland inngikk i 2019 en avtale med det danske energiselskapet Danske Commodities om salg av strømproduksjonen fra feltet. Kontrakten gjelder i 20 år, og gir Danske Commodities rettigheter til all elektrisitet som blir produsert av Hywind Scotland (Duracovic, 2019).

Hywind Scotland er organisert som et selvstendig aksjeselskap som leverer eget regnskap. Regnskapet for 2018 viste at havvindparken hadde en omsetning på 315 millioner kroner, driftsmargin på 32% og overskudd på 106 millioner kroner (Skarsaune, 2020).

3.1.4 Arkona Windpark

Arkona er en havvindpark som startet å produsere elektrisitet september 2018. Parken ligger i Østersjøen, 35 kilometer nordøst for Rügen i Tyskland. Ved driftsstart var 44 av de totalt 60 turbinene installert. Arkona er en av de største havvindparkene i Europa. Samlet investeringskostnad utgjorde om lag 1,2 milliarder euro (Equinor, 2016).

Den totale kapasiteten til Arkona parken er på 358 MW. Equinor kjøpte i 2016 en 50 prosent eierandel i Arkona (Equinor, 2016). Havvindprosjektet ble i sin tid bygd i samarbeid med E.ON, hvor E.ON nå har overført sin fornybar-energi divisjon til RWE Renewables. Equinor solgte imidlertid halvparten av sin eierandel til et fond administrert av Credit Suisse Energy Infrastructure Partners for omtrent fem milliarder kroner, slik at Equinor i dag har 25 prosent eierandel i Arkona (Randen & Ånestad, 2019).

Byggingen av havvindparken startet i september 2017, og består i dag av 60 Siemens SWT-154 vindturbiner med en kapasitet på 6 MW hver. Det forventes at Arkona skal produsere opp mot 1,5 TWh med strøm i året. Vindparken har en størrelse på 40 kvadratkilometer, og en dybde som varierer fra 23 til 37 meter.

Det franske energiselskapet Engie inngikk en avtale med Arkona september 2018, om å kjøpe all strøm som blir produsert. Kontrakten har en levetid på 4 år (Engie, 2018).

3.1.5 Dogger Bank

Equinor og SSE Renewables ble i 2019 tildelt kontrakter for å bygge vindparken Dogger Bank. Prosjektet blir utviklet i Doggerbank området i Nordsjøen. Selve vindparken består av de tre prosjektene Dogger Bank A, B og C. Samlet vil vindparken ha en kapasitet på 3,6 GW. Havvindparken forventes å levere strøm av en mengde som tilsvarer forbruket til 4,5 millioner britiske husstander. Havvindparken blir med dette verdens største bunnfaste havvind-prosjekt (Equinor, 2019d).

Equinor og SSE Renewables foretok den endelige investeringsbeslutningen i 2020, og i løpet av 2023 forventes det at kraftgenereringen for det første prosjektet starter opp. CfD-auksjonen inneholder en avtale om fastpris på strøm de første 15 årene. Dette tilsier at inntektene fra havvindparken vil være stabile og forutsigbare. Lisensen for havvindparken er på 50 år. Etter at CfD kontrakten utløper, gjelder markedspriser på elektrisitet (Equinor, 2019d).

Vindforholdene på Doggerbank-området er gode. Havdybden er på 20-35 meter, som er relativt grunt. Selve vindparken ligger i den britiske delen av Nordsjøen, om lag 130 kilometer øst for Yorkshire-kysten. Havvindparken forventes å levere elektrisitet til lave kostnader, både til britiske husstander og bedrifter. Siden avstanden til nettilkobling på land er lang, vil overføringssystemet være av typen høyspent likestrøm. Overføringssystemet blir med dette det første av sitt slag for havvind i Storbritannia (Equinor, 2019d).

Vindparken skal benytte turbiner av typen Haliade-X, produsert av GE Renewables Energy. Dette er verdens kraftigste offshore vindturbiner, med en 12 MW generator og en rotordiameter på 220 meter. Turbinen er i stand til å transformere mer vind til elektrisitet enn noen annen vindturbin på markedet (GE, 2019).

3.2 Andre havvindprosjekter

3.2.1 Empire Wind

Delstaten New York har satt seg mål innen fornybar energi, dette omfatter utvikling av havvindparker med samlet kapasitet på 9 000 MW innen 2035. Equinor vant auksjonen for Empire Wind prosjektet i 2019. Selve havvindparken skal ligge utenfor kysten av New York. Havdybden i området er på 20-40 meter, og parken vil dekke over 320 kvadratkilometer. Dette blir Equinors første havvindprosjekt utenfor Europa. Oppstarten antas å finne sted i 2024. Selve utviklingen planlegges å starte tidlig i 2021, og byggingen forventes å starte i 2022. Man forventer at havvindparken vil bestå av mellom 60 til 80 turbiner. Disse skal ha en kapasitet på minst 10 MW hver. Potensiell kapasitet forventes å være stor nok til å produsere elektrisitet til mer enn 500 000 husstander i New York. Den samlede investeringen vil ligge på rundt 3 milliarder USD (Equinor, 2020a).

Havvindprosjektet vil ikke bare bidra med fornybar energi til delstaten, men også sørge for en økonomisk utvikling, i form av nye arbeidsplasser. Ifølge Equinor selv vil det skape omtrent 800 jobber innenfor bygg og drift. For eksempel skal betongstrukturene produseres lokalt. Equinor skal også utvikle en forsyningskjede for havvind, som skal støtte bygging, installasjon og drift av havvindparker. Dette blir USA sin første forsyningskjede av sitt slag. Selskapet har også forpliktet seg til å oppgradere en havn i New York, som skal støtte senere havvindprosjekter, denne investeringen forventes å overstige 60 millioner USD (Equinor, 2019a).

3.2.2 Hywind Tampen

Equinor og deres partnere besluttet i oktober 2019 at det skulle investeres i utbyggingen av Hywind Tampen. Dette blir verdens første flytende havvindpark som skal forsyne olje- og gassplattformer med elektrisitet. Hywind Tampen skal levere elektrisitet til totalt fem plattformer, Snorre A og B, samt Gullfaks A, B og C. Det estimeres at den flytende havvindparken vil kunne dekke omtrent 35 prosent av det totale energibehovet per år (Equinor, 2019e).

Havvindparken skal ligge i Nordsjøen, mellom Snorre og Gullfaks. Avstanden fra parken til land vil være omtrent 140 kilometer. Prosjektet skal bestå av 11 turbiner, hver med en kapasitet

på 8 MW som gir en totalkapasitet på 88 MW. Vindparken skal benytte seg av Equinors egen teknologi for flytende havvind, nemlig Hywind-konseptet. Hywind Tampen skal bidra til å redusere CO₂-utslippene. Det estimeres at utslippene reduseres med over 200 000 tonn årlig. Dette tilsvarer CO₂-utslipp fra 100 000 biler. Equinor planlegger oppstart av prosjektet ved slutten av 2022 (Equinor, 2019e).

Investeringskostnadene for Hywind Tampen vil ligge i underkant av 5 milliarder kroner. Gjennom Enova gir norske myndigheter en støtte på om lag 2,3 milliarder kroner. I tillegg bidrar Næringslivets NO_x-fond med omtrent 556 millioner kroner (Equinor, 2019e). Hywind Tampen blir sannsynligvis den største flytende havvindparken i verden når den settes i drift. Gjennomføring av prosjektet vil også få store positive konsekvenser for den videre satsningen på flytende havvind i fremtiden. Prosjektet vil kunne bidra med å opparbeide god kunnskap på området, og i tillegg være positivt for næringen i Norge.

En konsekvensanalyse utført av Multiconsult på vegne av Equinor i 2019, kom de frem til at Hywind Tampen alene kan ha innflytelse på opptil 3 000 årsverk i norsk næringsliv (Dale m.fl., 2019). Hvis flytende havvind etter hvert blir mer etablert i Norge, kan dette gi ringvirkningseffekter på opptil 15 000 årsverk. Multiconsult oppsummerer i sin rapport at Hywind Tampen vil bidra til kommersialiseringen av flytende havvind. Prosjektet vil også bidra til at norske leverandørbedrifter bedrer sin konkurranseposisjon i det kommende markedet for internasjonal havvind (Dale m.fl., 2019).

3.2.3 Andre Equinor prosjekter

Equinor er også involvert i flere planlagte prosjekter i utlandet, blant annet Donghae 1 i Sør-Korea, Baltyk prosjektet i Polen, og Cañadón León i Argentina. Equinor har også en lisens for bygging av en havvindpark utenfor kysten av Commonwealth Massachusetts i USA. Det vurderes også en dobling av kapasiteten på de allerede eksisterende havvindparkene Sheringham Shoal og Dudgeon (Equinor, 2019f).

4 Verdssettelsesmodeller og metoder

4.1 Nåverdi

Nåverdimetoden er en tilnærming for å beregne verdien av for eksempel ett prosjekt eller investering. Grunnlaget for metoden er at man måler utbetalingen på investeringstidspunktet mot de innbetalinger man mottar i fremtiden. Det tas utgangspunkt i et selskap/prosjekt sin forventede fremtidige kontantstrøm. Kontantinnbetalingene kan eksempelvis være direkte kontantstrømmer, utbytte og gevinster. Man bruker dette til å beregne verdien på kontantstrømmen i dag. Man tilbakefører altså alle inn- og utgående kontantstrømmer tilbake til investeringstidspunktet. En slik form for tilbakeføring av beløp, betegnes som diskontering. Man benytter en rentesats under diskonteringen, og denne betegnes som avkastningskravet eller kapitalkostnaden. Denne skal gi uttrykk for den forrentning som man kan oppnå som alternativ til investeringen. Den skal reflektere hva det koster å bruke egenkapital og fremmedkapital. Denne defineres ut fra en alternativbetragtning, og man beregner verdien i dag/nåverdien av inn- og utgående kontantstrømmer i fremtiden. Modellen hensyntar altså tidsverdien av penger. Denne metoden er den mest teoretisk korrekte verdssettelsesmetoden (Brealey m.fl., 2020).

Nåverdimetoden er den mest populære analyseteknikken for investeringsbeslutninger for norske bedrifter (Berg, Østebø, & Nesse, 2013). Nåverdimetoden anbefales også i økonomiske lærebøker (Boye, 2006; Brealey m.fl., 2020).

Formelen for nåverdimetoden uttrykkes som følger:

$$NNV = -CF_0 + \frac{CF_1}{1+i} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

CF_t står for kontantstrømoverskuddet som utregnes ved: Løpende innbetalinger minus løpende utbetalinger i år t . Normalt vil dette være driftsinntektene fratrukket driftskostnadene. CF_0 står for investeringsutgiften. Denne utbetales i år 0, slik at verdien er negativ. Levetiden uttrykkes i t , og avkastningskravet/kapitalkostnaden uttrykkes med i .

Finner man at nåverdien er positiv, bør man gjennomføre investeringen. Er nåverdien negativ, bør ikke investeringen gjennomføres. Nåverdien er altså et uttrykk for lønnsomheten, og jo høyere nåverdi, jo høyere er lønnsomheten (Boye, 2006).

4.1.1 Terminalverdi og restverdi

Når lønnsomheten til et prosjekt eller investering skal vurderes, må man av praktiske årsaker begrense andelen av estimerte fremtidige kontantstrømmer. Tre, fem eller ti år er eksempler på en begrenset periode som benyttes mye i praksis (Damodaran, 2011). Dette gjøres til tross for at det aktuelle prosjektet eller investeringen antas å ha en levetid som er vesentlig lenger enn denne perioden. Etter å ha estimert kontantstrøm for en eksplisitt tidsperiode, har man valget mellom å gjøre en av tre forutsetninger:

1. Det kan antas at prosjektet eller investeringen opphører å eksistere, og at eiendelene involvert vil være verdiløse. Dette er den mest konservative forutsetningen. Kontantstrøm for det siste året vil da kun reflektere operasjonell kontantstrøm for dette året.
2. En alternativ forutsetning som kan tas, er at prosjektet avsluttes ved slutten av den eksplisitte analyseperioden. Eiendelene selges så til restverdi. En mulighet er å forsøke å estimere hva restverdien faktisk er ved slutten av perioden, men i praksis ser man ofte at restverdi settes lik balanseførte verdier. For anleggsmidler vil dette være verdien av investeringen i år 0 som ikke er avskrevet. Verdien av arbeidskapital vil være den aggregerte verdien av investeringer gjort i løpet av prosjektets levetid.
3. Den tredje forutsetningen som kan gjøres, er å forutsette at prosjektet ikke avsluttes ved slutten av den eksplisitte analyseperioden. Man vil da forsøke å estimere verdien av prosjektet på en løpende basis. Dette kalles for terminalverdien. Man kan for eksempel anta at prosjektets eller investeringens kontantstrøm vil fortsette til evig tid, og vil vokse med inflasjonen hvert år. Det kan også antas at kontantstrømmen vil fortsette uten noen vekst, eventuelt at kontantstrømmene vil reduseres med en konstant faktor for hvert år.

Hvilken metode man velger å bruke, må bestemmes ut fra det konkrete prosjektet man analyserer, og bør i størst mulig grad reflektere dette. Antas det at prosjektet vil ha en relativ kort levetid, vil 1 eller 2 være gunstig å bruke. Det første alternativet bør brukes hvis prosjektets eiendeler mest sannsynlig vil bli utdatert ved slutten av prosjektets levetid. Dette kan for eksempel være tilfellet for datautstyr og lignende. Inkluderer prosjektet eiendeler som antas å ha en verdi etter at prosjektet avsluttes, slik som bygninger, kan alternativ 2 være en god tilnærming. Å benytte seg av terminalverdi kan være en god løsning for prosjekter med lang

levetid. Det er derimot viktig å hensynta vedlikeholdet. Mest sannsynlig vil kostnadene/kontantstrømmene vedrørende dette stige etter hvert som prosjektet eller investeringen pågår (Damodaran, 2011).

4.1.2 Usikkerhet og risiko

Det vil som regel alltid være knyttet risiko til å investere i et konkret prosjekt. Flere ting kan skje, enn det som faktisk vil skje. Benyttes nåverdimetoden til å verdsette et prosjekt, vil kontantstrømmene knyttet til beregningen være basert på visse antakelser. Det er flere variabler som vil påvirke nåverdien, og under beregningene defineres disse etter forventet fremtidig verdi. Disse variablene kan i ytterste konsekvens avgjøre om et prosjekt er lønnsomt eller ikke, og det er knyttet usikkerhet til disse variablene. Variablene kan betegnes som nøkkelvariabler. Disse kan være investeringskostnad, antall solgte enheter, salgpris, samt faste og variable kostnader. Avviker en eller flere av disse fra forventet verdi brukt i nåverdiberegningen, vil det påvirke nåverdien og lønnsomheten til prosjektet (Brealey m.fl., 2020).

4.2 Avkastningskrav

4.2.1 WACC – Avkastningskravet til totalkapitalen

Virksomheten et selskap driver, kan finansieres via ulike typer kilder. Dette kan være egenkapital, gjeld, konvertible lån, og preferanseaksjer (Penman, 2012). Disse ulike kildene til finansiering, har ulik risiko. Det betyr at avkastningen vil variere mellom disse kildene. Man må da se avkastningen til de ulike typene av finansieringskilder opp mot hva man kan få i avkastning på en alternativ investering som er eksponert for den samme risikoen (Kaldestad, 2016). Totalkapitalavkastningskravet, ofte betegnet som WACC (Weighted Average Cost of Capital), uttrykker et selskaps vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad. Et selskaps avkastningskrav til totalkapitalen kan estimeres ved å vekte de ulike finansieringskildene. Dette basert på finansieringskildenes verdi og forventet avkastning. I mange tilfeller vil avkastningskravet til totalkapitalen i realiteten uttrykke avkastningskravet til sysselsatt kapital. Dette er fordi driftsfremmede poster og pengeposter ofte blir verdsatt separat. Formelen for avkastningskravet til totalkapitalen uttrykkes som følger:

$$WACC = R_e \frac{E}{E + D} + R_d(1 - t) \frac{D}{E + D}$$

E	= Markedsverdi egenkapital
D	= Markedsverdi gjeld
R_e	= Selskapets egenkapitalkostnad
R_d	= Selskapets gjeldskostnad
t	= Nominell selskapsskatt

Formelen er definisjonen på avkastningskravet til totalkapitalen. Den er et veid gjennomsnitt av avkastningskrav til kreditor, og avkastningskrav til eier. Normalt sett vil man kun hensynta de mest tradisjonelle kildene til finansiering, nemlig egenkapital og gjeld. Grunnen er at det kan være krevende å estimere avkastningskrav på enkelte typer finansieringskilder, slik som konvertible lån (Kaldestad, 2016).

Bierman (2010) argumenterer for at det er ulike meninger blant akademikere og praktikere hvorvidt det er markedsverdi eller balanseverdier som skal brukes i modellen. Faglig sett vil ofte markedsverdi foretrekkes, siden finansieringskildene bør vektas basert på økonomisk betydning. Blant praktikere vil det hevdes at bokførte verdier bør benyttes. Argumentet der er at de mer objektive, og brukt av blant annet ledere, banker og analytikere. En løsning vil være å estimere avkastningskravet til totalkapitalen ved bruk av både markedsverdier og bokførte verdier. Da kan brukeren selv velge hvilket av estimatene som etter deres mening er den mest relevante. Er ikke dette mulig, vil generelt sett markedsverdier være den foretrukne verdien (Bierman, 2010).

4.2.2 Kapitalverdimodellen - CAPM

Det mest krevende ved å estimere totalavkastningskravet, er å beregne egenkapitalkostnaden. Flere modeller finnes for å estimere denne, men i praksis er det Kapitalverdimodellen som i størst grad benyttes til dette (Penman, 2012). Egenkapitalkostnaden kan estimeres på følgende måte:

$$R_e = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

R_f	= Risikofri rente
R_m	= Avkastning på en markedsportefølje eller indeks
$R_m - R_f$	= Markedets risikopremie, forventet meravkastning

β = Egenkapitalbeta, som er mål på graden av markedsrisiko (systematisk risiko) som en aksje er eksponert for. Nærmere forklart under avsnitt om beta.

Risikofri rente vil være en tenkt avkastning man vil oppnå på en investering uten risiko for mislighet eller konkurs. Man vil som regel bruke statsobligasjoner som utgangspunkt for dette. Utgangspunktet for Kapitalverdimodellen er at investeringer som er eksponert for risiko i det minste må gi en høyere avkastning enn den risikofrie renten.

I praksis er det vanlig at man benytter langsiktig statsobligasjonsrente. Ofte legges 10-årsrenten til grunn. Normalt sett kan dette sies å være hensiktsmessig, da det kan være et gunstig kompromiss mellom det teoretisk korrekte og det praktiske. Bruken gir et stabilt avkastningskrav sammenlignet med kort rente, som er hensiktsmessig når selskap forventes å ha lang levetid. Lang rente kan da bedre reflektere durasjon på kontantstrømmene. Det er heller ikke nødvendigvis slik at denne lange renten er helt risikofri. Det kan være inkludert en premie for både likviditet- og inflasjonsrisiko i den (Kaldestad, 2016).

Det finnes også andre alternativer til langsiktig statsobligasjonsrente:

Ulik rente for hver periode: Man diskonterer da basert på en WACC med risikofri rente for hvert år, dette vil være en teoretisk korrekt modell, men vanskelig i praksis. Metoden benyttes sjeldent.

Kort rente: Har større svingninger enn lang rente, og gir dermed et mer ustabil avkastningskrav. I motsetning til langsiktig investering risikerer man ikke verdifall på porteføljen. Kort rente vil heller ikke være beheftet med premie tilknyttet likviditets- eller inflasjonsrisiko.

Den risikofrie renten man benytter i lønnsomhetsvurderingen, bør være konsistent med, og måles på samme måte som kontantstrømmen. Er kontantstrømmen nominell, bør den risikofrie renten være i samme valuta som kontantstrømmen. Dette grunnet ulik inflasjon mellom ulike valutaer (Damodaran, 2011).

4.2.3 Beta

I verdsettelsesteori skiller man mellom to typer risiko: Systematisk risiko og usystematisk risiko.

Usystematisk risiko/bedriftsspesifikk risiko: Dette er risiko som oppstår av forhold som kun påvirker det spesifikke selskapet. Dette kan være en ny konkurrent, teknologiske endringer, eller sannsynlighet for å lykkes i et nytt marked. Denne type risiko kan elimineres ved at man i stedet for å eksempelvis investere i kun et selskap, diversifiserer. Det betyr at man investerer i mange ulike selskaper, innen flere bransjer. Ulike selskaper vil være eksponert for ulik grad av usystematisk risiko, slik at de ikke vil reagere likt på nye hendelser. Positive og negative hendelser vil da utjevnes. Man eksponeres da kun for den systematiske risikoen, slik at man kan ha et lavere avkastningskrav.

Systematisk risiko/generell markedsrisiko: Dette er risiko som oppstår som følge av forhold som påvirker alle selskaper, uavhengig av type og bransje den er i. Dette vil være forhold som rente, konjunktur, inflasjon, eller arbeidsledighet. Denne risikoen kan ikke diversifiseres bort, og er den risikoen man har igjen etter diversifisering. Alle investorer har mulighet til å diversifisere, slik at det kun er systematisk/generell markedsrisiko som hensyntas i Kapitalverdimodellen, og det er den eneste risikoen som investorene kompenseres for.

Beta er derfor et uttrykk for hvor stor risiko en enkelt aksje er eksponert for, i forhold til den generelle markedsrisikoen. Når beta er lik 1, betyr det at aksjen svinger i takt med aksjemarkedet. Er beta høyere enn 1, vil det si at aksjen beveger seg mer enn hva markedet gjør. Hvis beta er lavere enn 1, beveger aksjen seg mindre enn hva markedet gjør. En beta på 0,5 betyr at aksjen beveger seg halvparten av hva markedet gjør.

Som illustrert i formelen vil beta matematisk sett bli estimert ved å dividere kovarians/samvariasjon mellom aksje og marked på varians på markedet.

$$\text{Egenkapitalbeta: } \beta = \frac{\text{Kovarians aksje og markedsportefølje}}{\text{Varians markedsportefølje}}$$

Det finnes også flere metoder for å estimere egenkapitalbeta til et selskap:

Regresjonsanalyse- Observasjon av sammenlignbare selskaper: Det vil være den tradisjonelle metoden. Man tar da utgangspunkt i sammenlignbare selskaper. Metoden krever estimering der det må justeres for gjeldsgrad. Alt annet likt, vil to selskaper med ulik gjeldsgrad ha ulik beta. Beta øker med økende gjeldsgrad. Estimeringen kan skje i tre trinn:

1. Første trinn er å identifisere egenkapitalbeta til sammenlignbare selskaper. Beta kan være publisert, eller estimeres gjennom regresjonsanalyse.
2. Egenkapitalbetaen konverteres om til en forretningsbeta. Det betyr en betaverdi med 100% egenkapitalfinansiering. Man justerer da for gjeldsgraden. Dette kalles også unlevered beta. Formelen er som følger:

$$\text{Forretningsbeta: } \beta_U = \beta_E \times \frac{E}{EV}$$

β_U = Forretningsbeta

β_E = Egenkapitalbeta

E = Verdi av egenkapital

EV = Enterprise Value (Selskapsverdi)

3. Siste trinn er å konvertere forretningsbetaen til en ny egenkapitalbeta. Dette gjøres ved å bruke gjeldsgraden til det aktuelle selskapet illustrert ved formelen:

$$\text{Egenkapitalbeta: } \beta_E = \beta_U \times \frac{EV}{E}$$

Fundamental analyse: En fundamental analyse kan brukes som en kontroll på metoden beskrevet over. Den beskrevne metoden kan i tilfeller gi betaverdier som ikke virker rimelige. Det at to variabler har samvariert over en viss periode historisk, betyr ikke nødvendigvis at det er noen sammenheng. Korrelasjoner kan bygge på noe så enkelt som tilfeldigheter. En rimelighetssjekk i form av en fundamental analyse kan da være hensiktsmessig.

Er bransjedata ikke tilgjengelig, må man derimot bruke fundamental analyse til å direkte estimere egenkapitalbeta. Dette vil da være en subjektiv vurdering basert på de fundamentale forholdene. Det kreves selvstendig tenkning, men samtidig er man ikke avhengig av sammenlignbare selskaper.

Markedets risikopremie

Den meravkastningen som investorer forventer å få utover den risikofrie renten, betegnes som markedets risikopremie. Det finnes flere varianter av muligheter for å estimere denne:

Historisk risikopremie: Med denne metoden analyserer man historisk avkastning på aksjer i forhold til risikofri rente. Man sammenligner altså avkastning over tid på en markedsindeks med avkastning på statsobligasjoner. Det er vanskelig å pålitelig estimere hva som blir fremtidig risikopremie, slik at historisk risikopremie vil være det beste estimatet på fremtidig premie. Det er vanlig at investorer ser tilbake på historisk avkastning når man estimerer fremtidige investeringer. I praksis er dette den mest brukte metoden, og den er generelt akseptert (Kaldestad, 2016).

Det er derimot også ulemper tilknyttet denne estimeringsmetoden. Det kan sås tvil om historien faktisk er representativ for fremtiden. Det finnes argumenter for at fremtidig risikopremie vil bli lavere enn historiske data. De historiske tallene er påvirket av flere faktorer som antakelig ikke vil gjenta seg i fremtiden. Produktivitetsveksten har vært høy de siste 100 årene, risikonivået har blitt redusert, mulighetene for diversifisering har økt, samt økning i likviditet, og i tillegg reduserte transaksjonskostnader (Kaldestad, 2016).

Skattereglene kan også påvirke. Avkastning etter skatt er det relevante for investorer, hvor denne påvirkes av at det har vært en god del endringer i skattereglene historisk sett. Lavere skatt på aksjegevinster tilsier at investorer vil kreve en lavere risikopremie før skatt. Mange av undersøkelsene som er gjort, måler avkastning etter selskapskatt, men før skatt på aksjegevinster for investor. Skattereglene har da også variert over tidsperiodene.

Implisitt premie: Med denne metoden estimeres risikopremien basert på hva den gjeldende aksjekursen impliserer. Utgangspunktet er altså den nåværende børskursen, og man bruker en vekstmodell i estimeringen. Gordons vekstformel kan for eksempel benyttes (Penman, 2012). Målsetningen er å kalkulere risikopremien som er nødvendig for å forsvare dagens aksjekurs.

Det gjeldende nivået på utbytte er estimat på kontantstrøm, og Kapitalverdimodellen brukes for å kalkulere avkastningskravet.

Fordelen med denne metoden er at den er fremtidsrettet. Fremtidig avkastning er nettopp det som er relevant. Metoden hensyntar også at risikopremien varierer over tid, i mye større grad enn den historiske metoden. Når man baserer seg på nåværende børskurs, vil metoden også hensynta dagens rentenivå. I likhet med den historisk risikopremie, er også denne metoden beheftet med flere ulemper. Metoden er sensitiv. Selv små endringer i estimat på inntjening vil gi et stort utslag på risikopremien. Framtidsforventninger endrer seg også hurtig, slik at man får en risikopremie som er volatil. Finner et kursfall sted, vil det være umulig å vite om det skyldes reduksjon i forventet inntjening eller økt risikopremie, eventuelt fordelingen av disse to faktorene. Man antar også at markedet bruker samme type av verdsettelsesmodell som man selv bruker. Dette vil nødvendigvis ikke være tilfelle.

Spørreundersøkelse: Dette gjøres blant investorer og akademikere. De som deltar i spørreundersøkelsen, bes om å gi sin mening om fremtidig avkastning i aksjemarkedet. Hvis de som deltar i undersøkelsen er representative for markedet, kan dette være et godt estimat på fremtidige forventninger i markedet.

I likhet med metoden om implisitt premie, baserer ikke denne metoden seg på historiske data. Dette er som nevnt en fordel. Man baserer seg i stedet på forventet fremtidig avkastning. Ulempen kan derimot være at deltakerne i undersøkelsen faktisk har latt seg påvirke av historiske tall, eventuelt situasjonen i markedet på undersøkelsestidspunktet. Deltakerne vil ofte kunne bli påvirket av de siste års utvikling i aksjemarkedet. Rent praktisk kan det også være vanskelig å finne publiserte undersøkelser som er oppdaterte (Kaldestad, 2016).

4.2.4 Gjeldskostnad

Lånerenten

Totalavkastningskravet brukes for å diskontere fri kontantstrøm, og gjeldskostnaden inngår i denne. Normalt er det selskapets egen lånerente som brukes som gjeldskostnad i totalavkastningskravet, men det finnes flere alternativer til å estimere selskapets gjeldskostnad.

Renten som selskapet betaler i dag: Denne vil være direkte tilgjengelig i selskapets regnskap. Rentesatsen vil mest sannsynlig være sammenfallende med markedsrenten for tidspunktet for låneopptak. Samtidig kan det være tilfelle at selskapet kunne fått andre lånebetingelser i dag. Selskapets risiko, risikofri rente og kredittmargin er eksempler på faktorer som kan ha endret seg, som påvirker til dette. Finnes det få indikatorer på at dette faktisk er tilfelle, vil det som regel være tilstrekkelig å bruke selskapets faktiske rentesats som estimat på markedsrente. Er markedsrente ulik selskapets rentesats, brukes normalt sett dagens markedsrente for selskapet. Differansen vil antakelig ikke være på lang sikt, og det vil antakelig være mulighet for refinansiering.

Rente på selskapets børsnoterte obligasjonslån: Det er enkelte selskaper som har slike lån. Obligasjonslånet bør ha en lang løpetid og ikke inneholde opsjonsliknende elementer.

Syntetisk kredittrating: Markedsrenten kan også estimeres ved å anslå kredittrating på selskapet, eventuelt sammenligne yield på obligasjonslån til selskaper med lik kredittrating.

Løpetid

Det bør være konsistens mellom risikofri rente i egenkapitalens avkastningskrav og lånerenten når det kommer til forutsetningene som tas. En av forutsetningene man tar, er tidshorizont/løpetid. Brukes 10-årsrente i CAPM, bør det samme brukes for WACC.

Skatt

Det er den nominelle selskapsskatten som bør brukes, og ikke den effektive skatten. Det som selskapet faktisk betaler i skatt, vil bli reflektert i kontantstrømmen. I totalavkastningskravet vil derfor selskapets gjeldskostnad etter skatt benyttes : $Gjeldskostnad \times (1 - \text{selskapsskattesats})$ (Kaldestad, 2016).

4.3 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalyse er et verktøy som kan benyttes til estimering av hva som potensielt kan skje knyttet til et prosjekt, og hvilke implikasjoner disse potensielle hendelsene vil ha. Med denne metoden får man en oversikt av hvor risikabel investeringen er. Sensitivitetsanalyse blir brukt til å øke tilliten til beregningene man har gjennomført og dens antakelser. Den bidrar med en forståelse av hvordan eksempelvis nåverdiberegningen responderer på endringer av inndata.

Denne typen verktøy brukes på mange områder, blant annet innen biologi, geografi, økonomi og prosjektering (Saltelli, Chan, & Scott, 2000).

Verktøyet er ikke et substitutt for nåverdi-regelen. Det gir derimot muligheten til å gi et bilde av hvilke modifiseringer man bør gjøre, eventuelt gi mulighet til å redusere usikkerheten før man initierer prosjektet. Finner man for eksempel at et prosjekt eller investering er sensitiv til endringer i valuta, kan bruk av hedging og sikringsinstrumenter være en god måte å redusere denne risikoen på. Er prosjektet sensitiv overfor lønnskostnader, kan for eksempel ulike typer arbeidskontrakter benyttes for å holde kostnadene under kontroll.

En sensitivitetsanalyse for et prosjekt gjennomføres ved at man endrer nøkkelvariablene som påvirker inn- og utgående kontantstrømmer. Variablene settes til de mest pessimistiske eller optimistiske verdiene etter tur. Deretter kalkuleres nåverdien av prosjektet på nytt. Sensitivitetsanalysen handler om å uttrykke kontantstrømmer i form av nøkkelvariabler, og deretter kalkulere konsekvensen av at disse variablene har blitt estimert feil. De avgjørende faktorene for at prosjektet skal være lønnsomt, må identifiseres.

Metoden kan være til hjelp når man står overfor to eller flere investeringer eller prosjekter som er gjensidig utelukkende. Hvis alle de aktuelle prosjektene har en omtrentlig lik nåverdi, vil det beste prosjektet være den av dem som er minst sensitiv til endringer i nøkkelvariablene (Damodaran, 2011).

Metoden har sine mangler og kan gi uklare eller unøyaktige resultater. Ulike parter kan ha ulike definisjoner på hva som definerer pessimistiske og optimistiske verdier. Det er også sannsynlig at de underliggende variablene henger sammen. Blir for eksempel salgsvolumet høyere enn forventet, er det også sannsynlig at det er nødvendig å investere mer enn forventet i arbeidskapital. Hvis variablene i stor grad henger sammen, kan det være nyttig å benytte seg av et alternativt verktøy, nemlig scenarioanalyse (Brealey m.fl., 2020).

4.4 Scenarioanalyse

Scenarioanalyse kan være et nyttig verktøy. Her vurderes ulike, men konsistente kombinasjoner av variabler. Det kan være mer hensiktsmessig å estimere nåverdien, inntekter eller kostnader

under en konkret og bestemt situasjon, i stedet for å estimere optimistiske eller pessimistiske verdier (Brealey m.fl., 2020).

Generelt sett kan scenarioanalyse gjennomføres på to ulike måter, enten en best-case/worst-case analyse eller en analyse basert på ett sett ulike mulige scenarioer:

Best-case/Worst-case: Hvis man står overfor et prosjekt eller investering som er eksponert for en høy andel av risiko, kan den forventede kontantstrømmen avvike vesentlig fra det man forventer. Et best-case scenario betyr at man estimerer kontantstrømmer basert på at alt går som planlagt. Worst-case scenario er det motsatte, altså at man baserer kontantstrømmene på at ingenting går som planlagt. Ved gjennomførelse av en slik analyse, kan man enten velge mellom å justere hver nøkkelvariabel, eller se nøkkelvariablene i sammenheng.

Ved justering av de enkelte nøkkelvariablene hver for seg, setter man hver variabel til enten det beste eller verst mulige utfallet, og estimerer kontantstrømmer basert på dette. For et best-case scenario vil da både inntektsvekst og driftsmargin settes høyest mulig, samtidig som avkastningskravet settes til det laveste mulige nivået. Dette kan være problematisk, og man står overfor noe av samme problemet som ved en sensitivitetsanalyse, nemlig at variablene henger sammen. Høy inntektsvekst kan for eksempel kreve at man senker prisene og dermed får en lavere margin. Å sette både inntektsvekst og margin til høye verdier gir da ikke et realistisk bilde av hvordan scenarioet vil utspille seg i virkeligheten.

Ett bedre alternativ vil da være å se variablene i sammenheng. Man ser da på samspillet mellom for eksempel inntektsvekst og driftsmargin, og for en best-case scenario velger man kombinasjonen av de variablene som maksimerer verdien. Dette gir som regel et mer realistisk resultat, men samtidig er fremgangsmåten desto mer krevende. Differansen mellom best-case og worst-case scenarioene vil kunne si noe om risikoen for investeringen/prosjektet. En høyere risiko vil tilsi en høyere differanse.

Multiple scenario analyse: Man trenger nødvendigvis ikke begrense seg til best case/worst case-scenarioer. Verdien av risikofylte investeringer og prosjekter kan estimeres under flere ulike typer scenarioer. Ulike variabler kan justeres basert på både makroøkonomiske og mer prosjektspesifikke hendelser. Scenarioanalyse i seg selv er et enkelt konsept, men det er ifølge Damodaran (2011) likevel fire momenter som er særs viktige i prosessen:

1. Bestemme hvilke variabler scenarioene skal bygge på. I likhet med en sensitivitetsanalyse må nøkkelvariabler identifiseres og bestemmes.
2. Nummer to er å bestemme hvor mange ulike scenarioer som skal analyseres for hver variabel. Jo flere scenarioer, jo vanskeligere blir prosessen med å samle informasjon og skille mellom kontantstrømmene til de ulike. Dette må veies opp mot det faktum at flere scenarioer kanskje er mer realistiske. Det avgjørende i vurderingen bør baseres på hvor ulike scenarioene er, og i hvor stor grad man klarer å estimere kontantstrømmene for hvert scenario.
3. Det tredje er å estimere kontantstrømmer for hvert scenario. For enkelhetens skyld kan det være hensiktsmessig å begrense seg til å fokusere på to til tre kritiske faktorer, og hensynta relativt få scenarioer for hver faktor.
4. Hvert scenario må få tildelt en sannsynlighet. Enkelte av scenarioene kan man få hjelp til å estimere sannsynligheten for av spesialister. Dette vil ofte være makroøkonomiske faktorer som valutakurser, økonomisk vekst og rentenivå. Det vil ofte foreligge prognoser på dette. For mer spesifikke variabler og scenarioer må man ofte bruke sin egen erfaring fra bransjen og industrien.

4.5 Break-Even analyse

Ved gjennomføring av en sensitivitets- eller scenarioanalyse, har man muligheten til å estimere hvordan lønnsomheten påvirkes negativt hvis de forventede kontantstrømmene viser seg å bli lavere enn først antatt. Det finnes en alternativ vinkling, den såkalte Break-Even analysen. Metoden går ut på at man kalkulerer i hvor stor grad variablene kan endres i negativ retning, før nåverdien også blir negativ. Dette kan beskrives som "break-even punktet". Det kan for eksempel kalkuleres hvor mye antall solgte enheter kan synke før nåverdien blir negativ, slik at prosjektet ikke lenger blir lønnsomt. En slik analyse kan gjennomføres for hver av nøkkelvariablene.

En alternativ, og mye brukt metode, er å definere break-even punktet som der hvor prosjektet regnskapsmessig går i null. Punktet blir da der omsetningen verken gir under- eller overskudd, der totale kostnader er lik totale inntekter. Metoden betegnes også som nullpunktomsetning

eller dekningspunkt. Ulempen med denne tilnærmingen er at man ikke lenger baserer seg på alternativbetraktningen. Inntekten vil fortsatt være tilstrekkelig til å dekke investeringen og operasjonelle kostnader på dette punktet. Nåverdien på dette punktet vil derimot være negativt, slik at prosjektet ikke er lønnsomt lenger (Brealey m.fl., 2020).

4.6 Payback-metoden

Payback-metoden går ut på at man estimerer hvor lang tid det tar før investeringsutgiften inntjenes, altså når inngående kontantstrømmer fra prosjektet er lik utgående kontantstrøm for selve investeringen i prosjektet. Normalt sett måles dette i antall år og måneder. Følgende ligning vist under vil være tilfredsstillt når man har regnet seg frem til hvor mange år (T) dette vil ta (Boye, 2006).

$$CF_0 = \sum_{t=1}^T CF_t$$

Payback-regelen sier da at det aktuelle prosjektet bør aksepteres hvis payback perioden er kortere enn en spesifisert maksimal inntjeningsperiode. Denne maksimale inntjeningsperioden kan for eksempel settes til tre år. Hvis inntjeningsperioden da estimeres til fire år, bør ikke prosjektet igangsettes (Brealey m.fl., 2020).

Payback-metoden er enkel å både bruke og å forstå. Fra den finansielle siden kan det være verdifullt at det foreligger et tall på hvor mange år det vil ta før investeringsutgiften er tilbakebetalt. I forhold til risikovurderingen kan det også være interessant. Normalt vil et prosjekt med kortere opptjeningsperiode være mindre risikofyllt kontra et med lang opptjeningsperiode. Usikkerheten vil i mange tilfeller øke med tiden. Resultatene er lette å kommunisere, og har også en informasjonsverdi for selskaper/investorer med begrenset tilgang på kapital (Boye, 2006). Metoden bør derimot ikke behandles som en regel. Payback-metoden har sine svakheter:

All kontantstrøm etter den maksimale opptjeningsperioden blir ignorert i modellen. Metoden vektlegger alle kontantstrømmer før den maksimale inntjeningsperioden likt. Sammenligner man to prosjekter, der den totale kontantstrømmen er lik for begge, vil payback-metoden finne at begge prosjektene er like attraktive. Er derimot tidspunktet for de inngående kontantstrømmene forskjellig, vil det prosjektet som har tidligst inngående kontantstrømmer

være prosjektet som har høyest nåverdi. Altså er det mer lønnsomt, men dette kommer ikke frem ved bruk av denne metoden.

Risikoen ved bruken av metoden er altså at man potensielt kan forkaste lønnsomme prosjekter med lang levetid. Dette grunnet at metoden faktisk ikke hensyntar lønnsomheten. Den beste bruken av payback-metoden vil antakelig være å bruke det som et supplement for andre modeller som i større grad baserer seg på lønnsomhet og verdiskapning (Brealey m.fl., 2020).

4.7 Diskontert payback

En alternativ metode til den tradisjonelle payback-metoden, er å diskontere kontantstrømmene før man estimerer antall år det vil ta for at investeringsutgiften inntjenes. Fordelen med denne metoden kontra den tradisjonelle, er at diskontert payback ikke vil akseptere et prosjekt med negativ nåverdi. Men i likhet med den tradisjonelle metoden, hensyntas ikke kontantstrømmer etter spesifisert maksimal inntjeningstid. Risikoen for å forkaste lønnsomme langsiktige prosjekter er dermed fortsatt til stede (Brealey m.fl., 2020).

4.8 Internrente IRR

Internrenten forteller oss hvilken avkastning vi oppnår på den kapitalen som til enhver tid er bundet i et prosjekt, og er derfor den diskonteringsrenten som gir et prosjekts kontantstrøm en nåverdi lik null. Dermed vil en investering i et prosjekt være lønnsom dersom internrenten er høyere enn avkastningskravet.

$$IRR: -CF_0 + \frac{CF_1}{1+p} + \frac{CF_2}{(1+p)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+p)^n} = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+p)^t}$$

Internrenten i formelen som vist over er definert med notasjonen p og er den renten som gir en nåverdi lik null.

4.9 Monte Carlo simulering

Monte Carlo-simulering er et matematisk verktøy som generer tilfeldige variabler for å modellere risiko eller usikkerhet knyttet til et prosjekt. Sensitivitetsanalyser viser effekten når en variabel endres av gangen. Scenarioanalyser viser effekten av en kombinasjon av et fåtall

mulige kombinasjoner av variabler. Monte Carlo-simulering hensyntar derimot alle mulige kombinasjoner av variablene. For å kunne gjennomføre en slik analyse, er man nødt til å benytte et eget analyseverktøy (Brealey m.fl., 2020). Monte Carlo-simulering har økt i popularitet, og brukes både til å prisse finansielle instrumenter og i risikoanalyser, hvor simuleringsprosessen er som følger:

1. **Modellere prosjektet:** Første steg er å definere prosjektet presist i det aktuelle analyseverktøyet. Usikre og risikoutsatte variabler, samt variablene som i størst grad påvirker inn- og utgående kontantstrømmer (nøkkelvriabler), må spesifiseres. Ønsker man å simulere hele prosjektet, blir man også nødt til å hensynta hvordan variablene henger sammen.
2. **Spesifisere sannsynligheter:** Steg 2 er å kvantifisere usikkerheten i variablene.
3. **Simulere variabler til en kontantstrøm:** Analyseverktøyet trekker utfall fra hver variabelfordeling, og kalkulerer variablene til kontantstrøm. Etter mange gjentakelser vil man begynne å få presise estimater av sannsynlighetsfordelingene til prosjektets variabler. Presise estimater forutsetter at steg 1 og 2 er gjort korrekt.
4. **Kalkulere nåverdi:** Fordelingene av de simulerte variablene skal muliggjøre estimering av forventede kontantstrømmer mer presist. I steg 4 må man diskontere fremtidig forventede kontantstrømmer for å finne nåverdien (Brealey m.fl., 2020).

4.9.1 Metode for simulering

I denne oppgaven vil Microsoft Excel-tillegget @RISK benyttes. Programmet er designet for å estimere usikkerhet ved bruk av Monte Carlo-simulering. Tillegget er utviklet av selskapet Palisade. Programvaren viser alle mulige utfall virtuelt, og samtidig viser den hvor sannsynlig hvert utfall er. Dette gir et bedre beslutningsgrunnlag for å vurdere hvilke risikoer man skal godta, og hvilke man bør unngå. Dette er en svært viktig innsikt hensyntatt den usikkerheten som hele tiden eksisterer. Programmet er godt egnet til å bedre planlegge strategier, identifisere faktorer som skaper risiko, og ved kommunisering av risiko til andre. @RISK kan benyttes i forbindelse med kontantstrøm og finansiell analyse, risikostyring av selskaper, optimering av porteføljer og kostnadsestimering (Palisade, 2020).

Programvaren @RISK benytter seg av tilgjengelig informasjon og data på en systematisk måte for å fastslå hvor ofte spesifiserte hendelser vil inntreffe, og omfanget av konsekvensene. Ofte vil risiko forbindes med noe som er negativt, for eksempel en hendelse som gjør at et selskap taper penger. På den andre siden vil prosessen med risikoanalyse også tydeliggjøre potensielle positive utfall. @RISK vil altså utforske hele spekteret av mulige utfall for en gitt situasjon, slik at man identifiserer både fallgruver og nye muligheter. Programvaren fokuserer på å måle risiko/usikkerhet kvantitativt, altså at man tilegner risikoen numeriske verdier.

@RISK benytter seg altså av Monte Carlo-simulering når kvantitativ risikoanalyse gjennomføres. Usikre inndata i en modell blir representert ved å bruke et spekter av mulige verdier, kjent som sannsynlighetsfordelinger. Ved bruk av sannsynlighetsfordelinger kan variablene ha ulike sannsynligheter for ulike utfall, og er en realistisk måte å beskrive usikkerhet i variabler under en risikoanalyse.

Monte Carlo-simulering har en rekke fordeler (Palisade, 2020):

- Sannsynlighetene for ulike resultater oppgis. Resultatene viser ikke bare hva som kan skje, men hvor sannsynlig hvert utfall er.
- Modellen kan frembringe resultatene grafisk, siden det er lett å generere grafer av forskjellige utfall og deres sannsynlighet for å inntreffe. Dette er svært hensiktsmessig når resultatene skal kommuniseres til andre.
- Ved bruk av programvare, er det lett å se hvilke inndata/variabler som har størst påvirkning på resultatet ved bruk av sensitivitetsanalyser.
- Programmet muliggjør også scenarioanalyse. Under analysen har man full oversikt over hvilke inputs som sammen skaper resultatet. Dette er svært viktig for videre analyser.
- Ved Monte Carlo-simulering kan også korrelasjoner defineres i analysen. Dette er viktig for at man nøyaktig kan hensynta hvordan ulike faktorer i realiteten korrelerer, positivt eller negativt.

5 Strategisk analyse

5.1 Porters Five Forces

Markedet for havvind er relativt nytt. Det kan da være nyttig å benytte seg av strategiske modeller for å få en bedre forståelse av markedet, samt analysere strukturen i bransjen. Ved bruk av en bransjeanalyse som Porters fem krefter, skaper man seg et overblikk over hvordan konkurransesituasjonen i dette markedet er, da denne først og fremst fokuserer på de eksterne faktorene.

Porters Five Forces ble utviklet av Michael E. Porter på 80-tallet. Modellen baserer seg på tankegangen om at typen og nivået på konkurransekraften i en bransje bestemmes av fem ulike typer krefter: Potensielle aktører i bransjen, kundenes forhandlingssituasjon, leverandørens forhandlingssituasjon, trusler fra nære substitutter og dagens konkurrenter. En bedrift må forstå hvordan disse forholdene er i den konkrete bransjen de opererer i, samt hvordan de påvirker bedriften i den nåværende situasjonen. Dette er nødvendig for at bedriften skal kunne håndtere disse forholdene og vokse seg enda større (Roos, 2014).

Hvor fremtredende de enkelte kreftene er for en bedrift, vil i stor grad avhenge av hvilken bransje det er snakk om. Den samlede påvirkningskraften til disse kreftene vil bestemme det ultimate potensialet for avkastning for bransjen. Jo svakere disse kreftene er samlet sett, jo større vil muligheten være for en høyere avkastning. Uansett hvor nivået på kreftene ligger, så er målet for den konkrete bedriften å finne en posisjon i markedet der den best mulig kan forsvare seg for disse kreftene, eventuelt påvirke dem til sin egen fordel.

Grunnlaget for å kunne posisjonere seg slik, er å analysere kildene til den enkelte av kreftene. For eksempel hva som bestemmer forhandlingssituasjonen til kundene, eller eksempelvis hva som gjør bransjen utsatt for nye potensielle aktører. Kunnskap om de underliggende kildene blir da viktig for hvordan bedriften strategisk sett må handle for å posisjonere seg best mulig.

Potensielle aktører i bransjen: Et marked som er lønnsomt for eksisterende aktører, vil lokke til seg nye potensielle aktører. Disse vil bidra med ny kapasitet, i mange tilfeller med betydelige ressurser, med hensikten om å kapre markedsandeler. Dette vil redusere lønnsomheten for de allerede eksisterende bedriftene. Hvor utsatt en bransje er for slike nye aktører, vil avhenge av

de barrierer som eksisterer for å entre markedet, og de forventede reaksjoner fra de etablerte aktørene.

Stordriftsfordeler vil være et eksempel på en kilde til barriere. Dette vil tvinge potensielle aktører til å entre markedet i stor skala, eller å akseptere at de har en kostnadsulempe. Dette vil gjelde både i produksjon, forskning og utvikling, og markedsføring. Faktorer som differensiering, krav til kapital, kostnadsulemper uavhengig av størrelse, adgang til distribusjonskanaler og regjeringsspolitikk kan også potensielt være kilder til barrierer. Forventede reaksjoner fra etablerte aktører i bransjen, vil kunne være at disse har en betydelig mengde ressurser til å slå tilbake med. Dette kan eventuelt være kontantreserver, produksjonskapasitet, eller ekstra lånekapasitet. Andre reaksjoner kan være forventede prisreduksjoner blant allerede eksisterende aktører. Er disse barrierene fremtredende, og/eller at en potensiell aktør forventer motreaksjoner fra etablerte konkurrenter, vil dette redusere sjansen for nyetableringer i bransjen, og dermed redusere denne potensielle påvirkningskraften.

Kunder- og leverandørers forhandlingsposisjon: Kundenes forhandlingssituasjon vil bestemmes av deres mulighet til å fremforhandle lavere priser, eventuelt forlange bedre kvalitet og service. Dette vil potensielt kunne redusere lønnsomheten til leverandørene. Størrelse og konsentrasjonen av kundene vil påvirke dette. Forhandlingssituasjonen vil være høyere når det er få, store kunder i markedet. Kostnader knyttet til bytte av leverandør vil også kunne påvirke kundenes forhandlingssituasjon, slik at de bedrifter som selger standardiserte/udifferensierte produkter i større grad vil være utsatt.

Leverandørens forhandlingssituasjon vil i stor grad være et speilbilde av kundenes forhandlingssituasjon. Leverandører av råvarer eller andre komponenter som bedrifter er avhengige av, har muligheten til å fremforhandle høyere priser, som reduserer lønnsomheten, og/eller reduserer kvaliteten på de leverte varene. Muligheten leverandørene vil ha til å kunne gjøre dette, vil være større hvis leverandørmarkedet er dominert av få leverandører og mer konsentrert enn bransjen de selger til. Det samme vil gjelde hvis produktene er unike, eller i det minste differensierte, samt at kostnadene knyttet til bytte av leverandør er høye.

Trusler fra substitutter: Denne kraften sikter til eksistensen av nære substitutter til produktene som den konkrete bedriften selv leverer, altså alternative produkter som kundene kan bytte til, eksempelvis ved økte priser. Slike substitutter vil i stor grad begrense potensialet til bransjen,

ved å sette en øvre grense for hvor høy prisen kan settes. Jo flere, og jo mer attraktive substituttene fremstår for kundene, jo større påvirkning vil dette ha på både vekst og lønnsomhet for bransjen. Det er også viktig å være oppmerksomme på substitutter som har vært påvirket av stor utvikling, og som er i en bransje med høy konkurranse som bidrar til prisreduksjoner og forbedringer.

Dagens konkurrenter: Denne kraften regnes for å være den med størst påvirkningskraft på konkurranseevnen til en bransje. Taktikk i konkurransen blant de allerede eksisterende konkurrentene kan være priskonkurranse, introdusering av nye produkter, eller endret markedsføringsstrategi. Et marked med mange konkurrenter, eller med konkurrenter som er relativt like i størrelse, vil gjøre påvirkningskraften fra dagens konkurrenter større. Det samme vil gjelde der veksten i bransjen er lav, der produktene er standardiserte/udifferensierte og kostnadene knyttet til bytte av leverandør er lav. Høye faste kostnader og høye barrierer for å gå ut av bransjen vil også kunne påvirke i samme retning.

Porters Five Forces har også sine begrensninger. Modellen ble utviklet på 80-tallet, og siden den gang har det skjedd mye. I moderne bransjer skjer endringer mye raskere enn før grunnet teknologisk utvikling, og forretningsmodellene påvirkes dermed av dette. Ett moderne dynamisk marked er ikke noe modellen i stor grad hensyntar. En bedrifts interne ressursers påvirkning på konkurransekraften tas heller ikke med i modellen. Kreftene som modellen beskriver antas også å være upåvirket av hverandre (Magretta, 2012).

5.2 Strategisk analyse for havvindbransjen

Potensielle aktører i bransjen

For at nye aktører skal kunne lykkes i markedet for havvind, er det en nødvendighet at de er sterke både når det kommer til det finansielle og tekniske aspektet. Historisk sett har havvind vært svært kostnadskrevende. Ett høyt kostnadsnivå vil i seg selv være en barriere for nye potensielle aktører. En analyse gjort av Wind Power Monthly viser at installasjonskostnadene i gjennomsnitt har steget, og det nådde toppen kostnadsmessig i 2014 (Milborrow, 2016). Innen havvindbransjen har installasjonskostnader (O'Boyle, 2018), samt drift og vedlikehold (Chamberlain, 2017) blitt betydelig redusert de siste årene. Det forventes at de skal reduseres ytterligere i fremtiden. Dette kommer av både reduserte priser på turbiner, læringseffekter som gjør prosessene mer effektive, utvikling i teknologi og ekspertise. Kostnadsbarrieren er lavere

i dag enn den var for bare få år siden. I fremtiden kan det også forventes at den blir enda lavere. Kostnadsnivået i dag innen havvind ligger likevel på omtrent det dobbelte av landbasert vindkraft per MW, slik at barrieren fortsatt er betydelig (Øystese, 2019).

Selve konsesjonsprosessen i Norge er også krevende og vil ta flere år. Dette vil også kunne bidra til en høy barriere for potensielle aktører i bransjen. Adgang til distribusjonskanaler, altså nettilgang, vil også være geografisk betinget. Samlet sett så må barrierene sies å være svært høye for potensielle nye aktører, slik at trusselen mot potensielle tidlige aktører i markedet per i dag vil være relativt ubetydelig, men samtidig synkende.

Kundenes forhandlings situasjon

Det antas på generell basis at individuelle kunder og husholdninger har en liten mulighet til å fremforhandle lavere innkjøpspriser på elektrisitet spesifikt fra havvind. Disse kundene kjøper hver for seg et lite volum elektrisitet, og hver kunde representerer kun en liten andel av det totale markedet. Markedet for strømkundene må altså sies å være relativt ineffektivt, der kundene i stor grad har rollen som pristakere. Kundenes forhandlings situasjon er dermed svært liten. Det finnes imidlertid muligheter til å inkludere opprinnelsessertifikat i kjøpsavtalen, slik at kunden kan spesifisere hvor elektrisiteten de kjøper er produsert (AIB, 2020).

Leverandørens forhandlings situasjon

Under utvikling av en havvindpark, inngår utvikler og operatør kontrakter med de viktigste leverandørene. Dette vil gjelde turbiner, fundament, kabler og annet utstyr. Leverandørens forhandlings situasjon i markedet for havvind er relativt sterkt. Som et eksempel vil selve turbinen for et havvind-prosjekt stå for mellom 30-60% av total kapitalkostnad. Dette inkluderer alle komponenter, slik som generator, girkasse, rotorblader, og tårn. I Europa er det hovedsakelig to leverandører av turbiner som er dominerende, Siemens Gamesa Renewable Energy og MHI Vestas Offshore Wind. Ifølge Wind Europe sin 2019 rapport "Offshore Wind in Europe" (Ramírez, Fraile, & Brindley, 2019) sto Siemens Gamesa for 62% av den totale installerte kapasiteten i 2019 (323 turbiner), mens MHI Vestas sto for 28% av total installert kapasitet (75 turbiner). For øvrig hadde GE Renewables 7% av markedets andelen, mens Senvion hadde 3%.

Individuelle leverandører er i en posisjon til å fremforhandle høyere priser ved leveranser til havvind-utviklere. Det høye investeringskostnader knyttet til havvind-prosjekter, og en stor del

av totalkostnaden kommer fra kjøp fra leverandører. Leverandørene har da rollen som prissettere, og vil da normalt sett være bedre posisjonert enn utviklerne/operatørene under forhandlinger. Markedet for havvind representerer kun en liten del av det totale markedet til leverandørene. For produkter som kan selges både til havvindparker og landbaserte vindparker med minimale endringer, vil mest sannsynlig leverandørene foretrekke å selge til de landbaserte vindparkene, grunnet den lavere risikoen. Siden leverandørindustrien er mer konsentrert enn havvind-industrien, og det er få leverandører som kun fokuserer på havvind, har de gjerne en mulighet til prisdiskriminering (Zhang, 2009).

Trusler fra substitutter

Produktet defineres som fornybar energi, slik at substitutter til havvind blir i dette øyemed definert som elektrisitet som ikke er generert av fornybare energikilder. En stor konkurrent til havvind er olje- og gassindustrien, samt kullkraft. I 2016 sto disse energikildene for 43% av all generering av elektrisitet i Europa. Spesielt olje- og gassindustrien konkurrerer direkte med havvind om kapitalressurser, samt at erfaringen og teknologien har kommet mye lenger når det gjelder olje- og gass. Statistikk viser derimot at det har vært en reduksjon i produsert elektrisitet fra olje- og gass, hvor elektrisitet fra disse kildene i 2005 utgjorde 54% av totalt generert elektrisitet i Europa (European Environment Agency, 2017).

Kjernekraft sto for 26% av total energiproduksjon i 2016 (European Environment Agency, 2017). Denne energikilden kan ikke betegnes som fornybar, men likevel er den svært "klimatisk ren" da det er lite CO₂ utslipp knyttet til energiproduksjonen. Kjernekraften kan ses på som en trussel for havvinden, men utviklingen i samfunnet indikerer at denne vil reduseres i fremtiden. Dette fordi kjernekraft i flere land blir stadig mindre populært, og fases ut. Dette skjer for eksempel i Tyskland, der alle 17 kjernekraftverkene skal bort i løpet av 2022 (Fertl, 2011).

Dagens konkurrenter

Det er i dag ikke store forskjeller i kostnader mellom ulike utviklere av havvindparker når man sammenligner utviklere innenfor samme kategori av teknologi. Det er heller ikke aktuelt å kategorisere de ulike vindparkene under tradisjonelle begrep som kostnadsleder eller differensiering i noen stor grad. Produktdifferensiering er omtrent ikke-eksisterende, og kundenes byttekostnad svært lav. Taktikker for prising kan i noen tilfeller brukes, men også dette er begrenset grunnet markedsstrukturen. Prisingen i både ROC- og elektrisitetmarkedet

vil påvirke lønnsomheten, men i det store og det hele kan ikke rivalisering mellom etablerte aktører innen havvind sies å være en kritisk trussel (Zhang, 2009).

Landbaserte vindparker er den nærmeste konkurrenten til havvind, basert på likhet i benyttet teknologi. Som nevnt er havvind mer kostnadskrevende, og mer komplekst. Samtidig har havvind fordelene av en sterkere og mer stabil vindstyrke, som derfor gir en høyere produksjon sammenlignet med landbaserte (NES, 2019).

Andre kilder til fornybar energi er også konkurrenter til havvind. Dette inkluderer solenergi, bølgekraft, tidevannskraft, biomasse, og geotermisk energi. Vindkraft, inkludert havvind er en av de mer modne typer av fornybar energi, mens vannkraft per i dag er den mest utviklede. Alle typer av fornybare energikilder må ses på som potensielle trusler til havvind, i forhold til å virke attraktive både for kunder og investorer. Dette spesielt siden kilder til fornybar energi stadig blir mer aktuelt og etterspurt (AIB, 2020)

5.3 PESTEL - Analyse

En annen strategisk analyse som tar for seg eksterne faktorer, er PESTEL-analysen. Denne fokuserer først og fremst på makroforholdene som bransjer og bedrifter opererer innenfor. Analysen er ment til å kartlegge trender og svingninger som sannsynligvis vil påvirke konkurranseposisjonen til selskaper, og deres suksess. Det å vurdere den generelle makroøkonomiske situasjonen kan synes å være uoverkommelig og uoversiktlig. Derfor er det både normalt og nyttig å organisere prosessen gjennom bruk av en modell som PESTEL. Gjennom bruk av denne vil man redusere sannsynligheten for at nyttig og viktig informasjon blir oversett. Analysen går ut på at man må spørre og svare på 6 elementer som en bransje eller selskap står overfor i sine omgivelser (Roos, 2014), med de påfølgende aktuelle elementene:

P = Political (Politisk)

E = Economics (Økonomisk)

S = Sociocultural (Sosiokulturelle)

T = Technological (Teknologisk)

E = Environmental (Miljøet)

L = Legal (Lovgivning)

Formålet med analysen er å forstå hvilken effekt disse elementene vil ha på fremtiden til bransjen. Det kan være gunstig å gjøre en PESTEL- analyse siden det er flere viktige faktorer som vil påvirke selskapene i en bransje, enn dem som er konkurransebasert. Dette kan være bestemmelser eller endringer gjort av lovgivere, og eventuelt hvordan økonomien endrer seg. Slike faktorer kan i stor grad bestemme om et selskap eller en bransje oppnår suksess eller ikke. Gjennom analysen vil man fremheve både trusler og muligheter som alle selskaper i den konkrete bransjen mest sannsynlig vil bli utsatt for.

P i Pestel står for de endringer som kommer fra politikken og lovgivernes side. Myndighetene vil påvirke bransjer og selskaper gjennom regulering og begrensninger, ofte for å eliminere urettferdig konkurranse, for å beskytte kunder fra visse typer forretningspraksis eller beskytte samfunnet fra en viss type forretningspraksis.

Det vil som regel være lettere å evaluere et politisk klima som er stabilt. Dette vil medføre en mindre risiko for nye selskaper som ønsker å entre en bransje eller et marked. Hvis det er slik at det er lett å identifisere trender i den politiske situasjonen, kan det skape forretningsmuligheter.

Politisk støtte vil for mange bransjer være svært viktig. Dette kan komme i form av skattereduksjoner, skatteregler og subsidier rettet mot den konkrete bransjen. Dette vil ofte ha en signifikant påvirkning på satsningen og investeringsvilligheten i en bransje. Det motsatte kan også være tilfelle, hvis myndighetene ikke støtter en spesiell type bransje eller forretningsmodell.

E i Pestel står for endringer og trender i de generelle økonomiske forholdene. De viktigste forholdene vil være hvordan endringer i inntekt, og arbeidsledighet vil påvirke kundens betalingsvillighet, og hvordan innkjøpspriser i bransjen vil bli påvirket. På dette området vil man søke etter informasjon om arbeidsledighet, inflasjon, produksjon, råvarepriser, rentenivå, og valutakurser. Generelt sett vil dette være informasjon som er relativt lett tilgjengelig. Analyse av disse indikatorene kan gi et bilde av at økonomien for eksempel er på vei til å styrkes. For mange industrier vil dette være positivt, men ikke nødvendigvis alle. Enkelte endringer i indikatorer kan også være spesifikke til en spesiell bransje. Endringer i valutakurser kan eksempelvis treffe noen bransjer hardere enn andre. Den økonomiske situasjonen er alltid svært viktig uansett bransje. Har det økonomiske klimaet stagnert eller er i nedgang, vil det

begrense veksten og inntreden av nye potensielle aktører, siden risikoen er blitt større. Dette gjelder spesielt innenfor bransjer som er kapitalintensive. I et økonomisk ustabilt klima vil det også være vanskeligere å få lån, og å finne investorer som er villige til å investere.

Det tredje elementet i Pestel er det *sosiokulturelle*. Dette inkluderer både hvordan den demografiske strukturen i samfunnet er, kulturen og hvordan verdier og livssyn endrer seg. Viktig data på dette området vil være endringer i befolkningsvekst, utdanning, inntektsfordeling, og geografisk fordeling. Disse indikatorene vil kunne si mye om forbrukermønstre, muligheter og trusler. Verdier og livssyn kan være vanskeligere å identifisere, men at nye generasjoner er mer politisk engasjert enn før kan være en potensiell indikator. Det samme gjelder engasjementet for miljøet. Oppførselen til forbrukerne, og endringer i denne kan i stor grad bestemme om et produkt eller en hel bransje vil være suksessfull eller ikke.

Element nummer fire i PESTEL, er *teknologi*. Utgangspunktet er at alle selskaper løser et problem eller dekker et behov hos kundene på en bestemt måte. Endringer i teknologi kan dermed endre på hvordan dette problemet best løses og hvordan behovet kan dekkes. Teknologiske endringer utenfor den konkrete bransjen kan til og med endre på hvordan dette problemet oppfattes, og kanskje oppfatter ikke forbrukerne at det er et problem lenger, eventuelt ikke har dette behovet lenger. Et aktuelt eksempel i dag er hvordan elektrisitet konkurrerer med og dekker behov som tidligere ble dekket av fossilt drivstoff. Tilgjengelighet på teknologi kan bestemme hvorvidt en forretningsmulighet er gjennomførbar eller ikke. Ny teknologi kan både åpne for nye markeder, men også avskaffe eksisterende.

E i Pestel står for *environmental*, som på norsk kan oversettes til miljø. Dette omfatter de miljømessige forholdene som påvirker bransjer og selskaper. I dagens samfunn er dette svært aktuelt. Klimaforandringer gjør at energibruken tar en mer bærekraftig retning. Også geografisk lokasjon og adgang til naturressurser kan bli en bestemmende faktor i avgjørelsene.

Siste element i PESTEL er lovgivningen. Denne tar for seg de juridiske forholdene som påvirker bransjer og selskaper. Det er viktig å ha kunnskap om aktuelle lover og vedtekter relevant for et marked og en industri. Dette elementet kan for øvrig bli påvirket av den politiske situasjonen. Denne type analyse betegnes også som PEST, da disse siste to elementene ikke tas med som egne punkter, men inkluderes i det politiske og sosiokulturelle (Roos, 2014).

Politikk

På klimatoppmøtet i FN i 2015 ble 195 land enige om å begrense klimaendringene, og dermed forpliktet seg til å begrense utslippene. Alle landene skal utarbeide en nasjonal plan for å begrense klimagassutslippene. Et mål for reduksjonen skal settes, og denne skal fornyes hvert femte år, fra og med 2020. Alle land som er med i avtalen skal hvert femte år, rapportere hvordan fremgangen er (FN, 2020). Denne avtalen er i seg selv generelt positivt for vindkraft og havvind, siden havvind er en form for fornybar energi. Målene om å begrense klimaendringer og begrense utslippene vil kunne gi ytterligere insentiver for å satse på havvind blant politikerne. Dette har også allerede skjedd i flere ulike land. På bakgrunn av dette er det sannsynlig at havvind kan bli enda mer aktuelt også i fremtiden.

Equinor sitt Empire Wind-prosjekt er en direkte konsekvens av at New York har forpliktet seg til en "Clean Energy Standard", som krever at 50% av energien skal komme fra fornybare energikilder innen 2030. Havvind vil altså spille en nøkkelrolle for å nå dette klimamålet for staten New York (Equinor, 2020a). Fortsetter denne utviklingen, i tillegg til at myndighetene er villige til å støtte bransjen basert på ønsker om reduksjon i klimagassutslipp, er det rimelig å anta at mange flere prosjekter vil bli initiert i fremtiden i USA. Dette kan gi store muligheter også for norske bedrifter til å bli involvert i havvind prosjekter i utlandet.

Storbritannia er verdensledende på havvind, mye grunnet at landets regjering har vært villige til å satse på området. Per 2030 er målet at en tredjedel av landets energi skal komme fra havvind. Bakgrunnen for satsningen og ambisjonene er skiftet til en renere og grønnere økonomi, og at myndighetene ser store økonomiske muligheter på området. Regjeringen stimulerer også til satsning på havvind gjennom ulike typer av subsidieordninger. Flere norske selskaper er allerede involvert i britisk havvind, og for fremtiden vil mulighetene mest sannsynlig også bli enda større. Vindkraften i Storbritannia har skapt mange nye arbeidsplasser, og det samme kan skje i Norge. Mye av kompetansen norske selskaper har innen olje og gass, samt shipping er overførbart til denne industrien (Hovland, 2019).

I Norge er det også stor politisk interesse for havvind. Dette vises for eksempel gjennom myndighetenes støtte til Equinor-prosjektet Hywind Tampen. Regjeringen i Norge satser i seg selv svært offensivt på det grønne skiftet, og omstillingen til dette står sentralt. Den nasjonale strategien for forskning, utvikling og kommersialisering av klimavennlig energiteknologi, satser også på havvind. Det er brukt over 500 millioner på forskning og utvikling av havvind i

Norge siden klimaforliket i 2008. Det ble også i juni 2019, basert på NVEs strategiske konsekvensutredning av 15 områder (Jakobsen m.fl., 2019), sendt ut en høring på et forslag om å åpne to områder for havvind, samt innspill til et tredje område. Dette for å legge til rette for den nye industrien (Jensen, 2019).

Økonomi

Økt vekst i økonomien gir en økt etterspørsel etter varer og tjenester, dette inkluderer også energi. Statistisk Sentralbyrå rapporterte i august 2019 at den norske økonomien var i sterk vekst. De fleste industrinæringene vokste, det samme gjaldt også andre vareproduserende- og tjenesteytende næringer (Kristoffersen & Vegard, 2019). Dette kan tale for en økende etterspørsel etter energi, som havvind kan være kapabel til å møte i fremtiden. Havvind kan altså være med på å bidra til videre økonomisk vekst. Den høye lønnsveksten Norge har hatt de siste årene, vil trekke i samme retning (NTB, 2019c). Hvordan denne utviklingen blir i fremtiden, er derimot mer usikkert. Både OECD og SSB spår en mulig økonomisk nedtur (NTB, 2019c, 2019d). Dette vil igjen ha negativ effekt på etterspørselen etter energi.

Når det gjelder kostnadene, er det allerede nevnt i oppgaven at kostnadsnivået på havvind er høyt. Samtidig ser man at kostnadene reduseres i svært stor grad ettersom utviklerne og operatørene tilegner seg mer erfaring. Dette er en trend som man mener vil fortsette, og til og med øke i fremtiden, slik at det vil bli mindre kapitalkrevende å investere og vedlikeholde havvindparker (Chamberlain, 2017).

Myndighetene viser også en vilje til å støtte havvind-prosjekter økonomisk gjennom for eksempel den støtten som ble gitt av Enova til Hywind Tampen. Per i dag er økonomisk støtte gjennom subsidier, gunstige skatteregler, og tilskudd, en nødvendighet for å få selskaper til å satse på havvind. Dette er gunstig for det økonomiske aspektet.

Sosiokulturelt

Framskrivning av Norges befolkning, viser at det forventes om lag 6 millioner innbyggere i Norge i 2040. Ved utgangen av 4.kvartal i 2019 var Norges befolkning i underkant av 5 400 000. En vekst i befolkningen tilsier at etterspørselen etter energi også vil vokse (SSB, 2018).

Det forventes også at trenden med urbanisering fortsetter. Dette har motsatt effekt, ved at energibehovet generelt sett vil bli mindre. Folk har da mindre boareal, som gir lavere

oppvarmingsbehov. Det innebærer også en økning i kollektiv transport, gåing og sykling som også vil ha en effekt på energibehovet (Olje- og energidepartementet, 2019a).

I Norge er det også blitt svært populært med elektriske biler. Statistikken for 2019 viser at både første- tredje og fjerdeplassen på listen over de mest solgte bilene i Norge er elbiler (Hovland, 2020). Den økende populariteten til elbiler i Norge skal også tilsi at etterspørselen etter elektrisitet vil øke. Dette henger for øvrig sammen med element nummer én i PESTEL-analysen, nemlig politikk. Hvordan avgiftspolitikken på elbiler er, har en stor påvirkning på salget av elbiler i Norge.

Klimaendringer og miljø har en høy prioritet som nasjonalt tema, og fornybar energi ses på som noe positivt (Lindebjerg, 2020). Forskning viser at nordmenn er innstilt på å finne løsninger på klimaendringene, og ser også på det å være miljøvennlig som en del av den norske identiteten, samt søker til et klimavennlig image (Steentjes m.fl., 2017). Slike holdninger vil påvirke positivt for etterspørselen etter fornybar energi både i dag og i fremtiden. Den økende populariteten angående fornybar energi og engasjementet blant unge i forhold til klima og miljø taler for at etterspørselen etter fornybar energi stadig vil øke i fremtiden. Økende etterspørsel etter fornybar energi er derimot ikke noe nytt innenfor Europa. I Europa kan de fleste strømkunder selv velge å kjøpe strømmen fra fornybare energikilder. Man dokumenterer da kilden til strøm med opprinnelsesgarantier, slik at man vet man får strøm fra sol, vind, vann, geotermisk eller biomasse. Fra 2016 til 2017 vokste denne etterspørselen med 39%. Rapporter fra NVE viser imidlertid at interessen i Norge for opprinnelsesgarantier historisk sett har vært lav. Den utviklingen man har sett både politisk og blant barn og unge den siste tiden i forhold til fornybar energi, gjør det sannsynlig at dette også er noe som blir mer aktuelt også i Norge (Brenna, 2017).

Selv om det norske folk er positive til fornybar energi, er meningen en annen når det kommer til vindmøller på land. I Norge har motstanden mot vindmøller på land vært relativt stor. Dette gjelder ikke kun bare blant befolkningen, men også blant kommunene. NVE har i Norge utpekt 13 områder som er egnet for vindkraft på land. 97 kommuner er berørt av disse områdene, og av dem har 68 vurdert utbygging. Kun to kommuner er derimot positive til utbyggingen (NTB, 2019a).

NVE argumenterer for at det er usikkert hvor mye utbygging av vindkraft det blir til lands i Norge i fremtiden. De begrunner dette med den økende motstanden. Dette er til tross for at kostnadene har falt såpass mye at utbygging nå kan være lønnsomt (NTB, 2019b).

Havvind på den andre siden, har på langt nær ikke samme påvirkningen på lokalsamfunnet som det vindmøller på land har, og generelt sett har det vært knyttet mindre kontrovers til havvind (Drivenes m.fl., 2010). Tatt disse sosiokulturelle forholdene i betraktning, kan det synes å være svært aktuelt med havvind i fremtiden, som kan by på attraktive og spennende muligheter for industrien.

Teknologi

De ulike typer av teknologi tilgjengelig for havvind er det allerede redegjort for i denne oppgaven. Per i dag er det tilgjengelig flere ulike typer av teknologier, hvor det er flere varianter av fundamenter å velge mellom både når det kommer til bunnfast og flytende, det finnes også et stort utvalg av vindturbiner med ulik kapasitet og egenskaper. Teknologien er altså tilgjengelig, der det mest omdiskuterte per i dag er kostnadsnivået, og da spesielt knyttet til flytende havvind (Østenby, 2019).

Den økende satsningen på havvind de siste årene medfører nye muligheter for havvindbransjen. For den bunnfaste teknologien har kostnadene sunket mye, slik at man i dag ser selskaper som bygger havvindparker uten subsidier. Et eksempel er Vattenfalls prosjekter i Nederland, hvor årsaken til at Vattenfall ikke behøver subsidier i prosjektene der, er den raskt fallende kostnaden knyttet til byggingen (Martiniussen, 2019b). Dette er trenden i dag ettersom havvind blir mer populært. Ettersom flere satser, utvikles teknologien, den blir både bedre og mer effektiv. Man ser skalafordeler og læringseffekter, samt økt konkurranse i verdikjeden for øvrig grunnet sterk internasjonal vekst. Dette har ikke oppstått kun fra aktører i næringslivet, men er i stor grad en konsekvens av et samarbeid mellom næringslivet, politikere og myndigheter, utdanningsinstitusjoner, samt forskning og utvikling.

Norsk industri har mye kompetanse innen olje- og gass. I dag består leverandørindustrien til havvind i Norge av rundt 150 selskaper. Deres hovedaktivitet er nettopp olje- og gass, samt maritimt, hvor imidlertid omtrent halvparten av disse selskapene fikk under 5% av inntektene sine fra havvind. Gjennom den økende populariteten til havvind, kan det ses på som en mulighet for disse selskapene å anvende sin kompetanse og kapasitet innen olje- og gass til å utvikle

havvind-teknologien ytterligere. Per nå har mange av disse leverandørbedriftene begrenset med ressurser til å satse på havvind i form av å utvikle nye løsninger og opprette nye salgskontorer for å nå et internasjonalt marked, men hvis dagens trend fortsetter, og disse bedriftene ser på dette som et attraktivt marked, er det sannsynlig at både teknologien blir bedre og kostnadsnivået vil reduseres i fremtiden (Karstad m.fl., 2019).

En del av den teknologiske kompetansen er overførbart. Selv om det er både teknologiske og markedsmessige likheter mellom bransjene, er det en noe høyere likhet på teknologisiden. Det betyr at både teknologi, produksjonsprosesser og kompetansebehov ikke nødvendigvis krever mye forandring. Spesielt flytende havvind-teknologi deler noen likhetstrekk med olje- og gassplattformer, noe som kan tilsi at potensialet også er størst på dette området. I og med at det også er der behovet for kostnadsreduksjon er størst, samt at forholdene i Norge i stor grad krever flytende teknologi, kan dette by på spennende muligheter i fremtiden. Markedet for havvind er derimot i større grad ulik olje- og gassmarkedet, og antakelig kreves det større endringer og investeringer på dette området. Det å kunne utvikle pilot- og demonstrasjonsprosjekter i Norge kan for eksempel hjelpe til å finne nye teknologiske løsninger, mer erfaring på områder og i seg selv bidra til å utvikle en norsk verdikjede innen havvind (Karstad m.fl., 2019).

Utdanning og utvikling av kompetanse er også viktig hvis teknologien skal utvikle seg i fremtiden. Det er da positivt at flere land har utviklet kurs for både utdanning og videreutdanning innenfor fagområdet. Danmark og Tyskland er eksempler på dette. Nederland har nå bygget opp en sivilingeniør-grad innen vindkraft. NTNU i Norge samarbeider også med Delft University of Technology i Nederland, Danmarks Tekniske Universitet og universitetet i Oldenburg om et mastergradsprogram innen vindkraft (Karstad m.fl., 2019).

Miljø

For at et område skal være egnet for havvind, kreves det høy og jevn vindhastighet. De fleste vindturbiner produserer ikke strøm når vindhastigheten er under 4 m/s. Er vindhastigheten over 25 m/s, vil normal produksjon stanses, og den tas ikke opp igjen før vindhastigheten reduseres til under 20 m/s. Områder der vindhastigheten i lengre perioder er utenfor dette intervallet er derfor ikke egnet for havvind. Men også andre aspekter må vurderes utenom vindforholdene. Isingsproblematikk, bølgehøyder og havdyp har alle en påvirkning på hvor egnet et område er for havvind. I regjeringens forslag til utredningsområder, viser det seg at det er gode vindressurser i hele regionen i norske og nordeuropeiske områder. De beste områdene er nord

for Skottland og vest for Stadt. Her er årlig middelvind omkring 10,5 - 11 m/s selv nær kysten (Drivenes m.fl., 2010).

Ising på vindturbiner kan representere et potensielt problem, da dette kan redusere tilgjengeligheten for vedlikehold, samt de aerodynamiske egenskapene til turbinene. Dette vil redusere produksjonen. Analyser viser derimot at dette ikke vil være et problem i norske havområder. Bølgehøyden er også viktig, både på grunn av slitasje på tårnene til turbinene, og tilgjengeligheten til fartøyene som foretar vedlikeholdet. Analysene viser at bølgehøydene generelt sett er høyere i Norskehavet enn i Nordsjøen (Drivenes m.fl., 2010).

Utgangspunktet er at det er store arealer som kunne vært aktuelle for havvind i norske områder. Dybdenivået er derimot den faktoren som i stor grad begrenser bruk av bunnfaste installasjoner. For øvrig er det store variasjoner i havdybden i Norge. Denne variasjonen gir utfordringer, både i forhold til plassering av turbiner og kabelforlegning. Grundige detaljundersøkelser kreves da i forkant (Karstad m.fl., 2019).

Vindkraft er som kjent en fornybar energikilde, som betyr at denne ikke "brukes opp" i motsetning til andre energikilder som kull, olje og gass. Disse ressursene kan ikke fornyes, og en dag vil de ta slutt. For havvind har man ikke denne problemstillingen, og dette er også mye av grunnen til dens økende popularitet i et samfunn som i større og større grad fokuserer på fornybar og miljøvennlige energikilder. At vinden er en ressurs som ikke forsvinner med tiden, er i seg selv en stor makroøkonomisk styrke som er svært positiv for industriens fremtid. I Norge har man de 50 siste årene kun sett små endringer i vindstyrke, det har i denne tidsperioden vært en svak økning i kraftigere vind (Miljødirektoratet, 2016).

De miljømessige forholdene i Norge kan altså være gunstige for havvind, spesielt hvis man ikke begrenser seg til bunnfast teknologi grunnet havdybde. Den geografiske lokasjonen og de miljømessige forholdene for øvrig er ikke faktorer som i noen nevneverdig grad vil forandre seg i fremtiden. Dette er en fordel for fremtidig utvikling og planlegging.

Lovgivning

Lovverket i Norge for havvind er slik at vindkraftverk innenfor grunnlinjen reguleres av Energiloven. Havvindparker utenfor grunnlinjen blir regulert av Havenergiloven. Grunnlinjen er en (tenkt) linje mellom de ytterste skjær og holmer langs norskekysten. Hovedregelen i Norge

er at det kun kan bygges havvind på områder som staten har åpnet for søknad om konsesjon. Selve konsesjonsprosessen er redegjort for tidligere i oppgaven, og som nevnt er dette en både tid- og kostnadskrevende prosess. Per i dag er det ikke signaler som tyder på at denne prosessen vil bli lettere i fremtiden.

I juni 2019 foreslo regjeringen å åpne to områder for havvind, Sandskallen-Sørøya Nord, og Utsira Nord. I tillegg ble de bedt om innspill på Sørlige Nordsjø II, et tredje område (Østenby, 2019). Forslaget er på høring (Olje- og energidepartementet, 2019b).

Som tidligere beskrevet henger dette elementet i stor grad sammen med det politiske elementet i PESTEL-analysen. Hensyntatt den økende politiske interessen for havvind i Norge, drøftet under de politiske elementene, er ikke endringer i lover og regelverk som kan gjøre det lettere og mer attraktivt å satse på havvind, usannsynlig å forvente i fremtiden. Det er uansett ikke politiske signaler per i dag som tilsier at regelverket skal bli strengere i fremtiden.

5.4 SWOT- Analyse

En populær metode for å vurdere positive og negative sider, både fra et internt og eksternt perspektiv, er den såkalte SWOT-analysen. Man vurderer bransjen og selskapets styrker (*strengths*), svakheter (*weaknesses*), muligheter (*opportunities*) og trusler (*threats*). Denne type analyse kan være gunstig å bruke som en oppsummering av de allerede gjennomførte 5-forces og PESTEL-analyser, slik at resultatene fra disse analysene i stor grad er grunnlaget for SWOT-analysen. Modellen kan brukes til å utnytte de ressurser som allerede eksisterer til industriens eller selskapets fordel. Man kan også få et bedre bilde av negative aspekter, som på sin side kan redusere muligheten for dårlige eller feil beslutninger, og samlet sett redusere sannsynligheten for negative overraskelser (Roos, 2014).

Mulighetene fokuserer nettopp på hvilke muligheter som er åpne for bransjen per i dag og i fremtiden, hvilke trender som er positive for bransjen og som burde utnyttes, og hvordan eventuelle styrker kan konverteres til muligheter. Man søker å finne åpninger og sjanser som er positive for bransjen. Det kan være både markedsforhold, og innen teknologien. Både det å identifisere og utnytte disse mulighetene kan ha stor påvirkning på bransjens fremtid.

På den andre siden har man trusler, der man fokuserer på faktorer som kan være skadelige, konkurransesituasjon og hvilke svakheter som gjør at man er eksponert for trusler. Dette er faktorer som vil ha en negativ effekt på bransjen, det kan være alt fra leverandørproblemer, endringer i markedet, og mangel på kompetente ansatte. Det er svært viktig å identifisere slike faktorer, slik at man har mulighet til å gjøre endringer for å unngå eller i det minste være forberedt hvis en slik situasjon virkelig skulle skje.

Styrker og svakheter er knyttet til interne forhold i konkrete prosjekter eller selskaper. Det betyr at disse utelates når man oppsummerer forholdene til havvindbransjen som helhet. De fleste av disse faktorene som nevnes i SWOT-analysen er mer inngående diskutert og redegjort for i enten 5-forces eller PESTEL-analysen. Under følger det en oppsummering av SWOT- og PESTEL-analysene (Roos, 2014), der drøftede forhold inndeles i muligheter eller trusler:

Muligheter:

- Installasjonskostnader, driftskostnader og vedlikeholdskostnader reduseres stadig
- Stabil og økende etterspørsel etter energi
- Parisavtalen, fokus på å begrense klimaendringene og interesse for fornybar energi verden over
- Stor politisk interesse og engasjement for havvind i Norge
- Mye relevant kompetanse innen olje- og gass i Norge som er overførbart til denne industrien
- Havvindindustrien får stadig mer kompetanse og erfaring
- Myndighetene i Norge har allerede bevist at de er villige til å støtte prosjekter økonomisk
- Stor interesse for elektriske biler i Norge, som gir større etterspørsel etter elektrisitet som drivstoff
- Nordmenn generelt støtter og har interesse for fornybar energi
- Yngre generasjoner engasjerer seg i klimaendringer og ønsker mer fornybar energi
- Økende etterspørsel etter fornybar energi i Europa
- Stor motstand mot vindmøller på land i Norge
- Befolkningen i Norge er positive til havvind som energikilde til fornybar energi
- Mindre kontrovers, påvirkning på miljø og lokalsamfunnet sammenlignet med landbasert vindkraft
- Teknologi for flytende havvind finnes, havdybde i seg selv ingen hindring lenger

- Stort utvalg i ulike typer teknologi innen bunnfast/flytende, og utviklingen fortsetter
- Større fokus på opplæring og utdanning innen vindkraft og havvind
- Vindressursene i Norge er gode
- Industrien kan skape nye arbeidsplasser
- Utarbeidelse av nye havvindparker vil være positivt for lokalsamfunnet, lokale aktører innen betong og stålkonstruksjon kan potensielt få nye oppdrag
- Flytende havvind kan redusere risiko knyttet til installasjon, da mye av monteringen skjer på land

Trusler:

- Landbaserte vindmølleparker er i dag omtrent 50 prosent billigere å bygge
- Leverandørmarkedet for viktige komponenter er sentrert rundt få og store aktører
- Priser på råmaterialer kan være volatile
- Olje- og gassmarkedet er utviklet i mye større grad, og har større markedsandel
- Utvikling innen andre felter for alternative fornybare energikilder
- Politisk uenighet om satsing på havvind i Norge
- Havvind er potensielt skadelig for sjøfugl, fisk, sjøpattedyr, friluftsliv, reiseliv og fiskeindustrien
- Relativt høyt kostnadsnivå, spesielt for flytende teknologi
- Innen flytende havvind finnes mange ulike typer design, kan signalisere en umoden teknologi
- Flytende havvind er i stor grad avhengig av subsidier
- I aktuelle norske områder er det relativt høyt bølgenivå
- Havdypet i de aktuelle norske områdene begrenser bruken av bunnfast havvind
- Stor variasjon i havdyp og bunnforhold i de aktuelle norske områdene
- Konesjonsprosessen er tid- og kostnadskreven
- Utarbeidelse av havvindparker vil som regel kreve bearbeiding og oppgraderinger av lokale havnefasiliteter

6 Fastsettelse av avkastningskrav

6.1 Avkastningskrav

Equinor er hovedsakelig et oljeselskap, det er dermed ikke sikkert at avkastningskravet til Equinor nødvendigvis vil samsvare med havvind-segmentet. Avkastningskravet vil likevel regnes ut, for å så sammenlignes med hva havvind-bransjen benytter som avkastningskrav.

6.1.1 Avkastningskrav til Equinor

Avkastningskravet til Equinor vil her beregnes. Weighted Average Cost of Capital (WACC) benyttes til å estimere avkastningskravet. Estimeringen vil skje i ulike trinn, siden WACC-formelen består av ulike faktorer som hver for seg krever beregninger og estimeringer.

Trinn 1: Beregne egenkapitalkostnad til Equinor

Kapitalverdimodellen (CAPM) benyttes til å beregne egenkapitalkostnaden til Equinor. Den risikofrie renten er en tenkt avkastning på et verdipapir eller en portefølje, og havvindprosjektene må minimum gi en bedre avkastning enn denne. Rentenivået på statsobligasjoner vil være den som i størst grad sammenfaller med nivået på den risikofrie renten. Med statsobligasjoner som utgangspunkt, må det bestemmes om kort eller lang rente skal benyttes. I denne oppgaven brukes lang rente, og da 10-årsrenten fra 2019. Denne blir som oftest lagt til grunn i praksis, og gir en god balanse mellom det teoretisk korrekte og det praktiske (Kaldestad, 2016). 10-årsrenten vil også være gunstig å bruke hensyntatt levetiden til havvindprosjektene. 10-årsrenten på norske statsobligasjoner benyttes som risikofri rente (Norges Bank, 2020).

Markedets risikopremie: Per desember 2019 var markedsrisikopremien i det norske markedet 5%. Dette benyttes i Kapitalverdimodellen (Lindbæk, Fastbø, Hyllseth, & Bergsjø, 2019).

Beta: Nivået på Equinors beta har historisk sett vært 0,8. Dette vil være utgangspunktet for fastsettelse av beta til bruk i Kapitalverdimodellen (Yahoo finance, 2020).

$$R_e = 1,5\% + 0,8(5\%)$$

$$R_e = 5,5\%$$

Egenkapitalkostnaden til Equinor beregnes til å være 5,5%.

Trinn 2: Markedsverdi egenkapital

Equinors egenkapitalkostnad skal vektet basert på markedsverdien. Skal egenkapitalens markedsverdi estimeres, må det gjøres justeringer for eiendeler og gjeld som ikke relaterer seg til driften. Ikke driftsrelaterte eiendeler tillegges, mens verdien av netto finansielle eiendeler og gjeld fratrekkes.

Kommentarer til korrigerende av balanseposter:

Varige driftsmidler: Balanseposten er en del av virksomhetsverdien, da dette er eiendeler som inngår i selskapets daglige drift.

Immaterielle eiendeler: Balanseposten relaterer seg til selskapets drift, og inngår i virksomhetsverdien. Posten inneholder leterettigheter, goodwill ervervet gjennom oppkjøp og utgifter til leting og evaluering av olje- og gassressurser.

Utsatt skattefordel: Det fremgår at utsatt skattefordel skyldes fremførbart underskudd. Det fremførbare underskuddet har en direkte kontantstrømeffekt.

Pensjonsmidler: Slike eiendeler klassifiseres i verdsettelsessammenheng som finansielle eiendeler.

Finansielle investeringer: Gjelder investeringer i aksjer, obligasjoner og andre omsettelige verdipapirer.

Betalingsmidler: Denne posten inneholder både arbeidskapital og finansielle eiendeler. Overskuddslikviditet klassifiseres som finansielle eiendeler. Posten inneholder eksempelvis rentebærende verdipapirer og pengemarkedsfond.

Finansiell gjeld: Rentebærende gjeld som trekkes ut, skal være den samme som benyttes for å beregne WACC. Markedsverdi på gjelden skal benyttes, og bokført verdi anses som et godt estimat på markedsverdi.

Avsetninger og annen gjeld: Posten kan inneholde både driftsrelaterte poster og engangsposter. I Equinors tilfelle inngår eksempelvis avsetninger knyttet til skade på en

oljeterminal. Dette anses som en engangspost, som inngår i finansiell gjeld. Avsetninger til nedstengning og fjerning er driftsrelaterte.

6.1.2 Markedsverdi Equinor

Equinor hadde ved årsslutt 2019 utestående 3 326 millioner aksjer. Aksjekursen på New York Stock Exchange ved årsslutt 2019 var 19,91 USD per aksje.

Tabell 1: Omarbeidede balanseposter Equinor 2019

Balanseposter				
	Balanse	Finansielle poster	Operasjonelle poster	
<i>(Beløp i millioner USD)</i>	Equinor		Arbeidskapital	Drift
Varige driftsmidler	69 953			69 953
Immaterielle eiendeler	10 738			10 738
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	1 442			1 442
Utsatt skattefordel	3 881			3 881
Pensjonsmidler	1 093	1 093		
Finansielle derivater	1 365	1 365		
Finansielle investeringer	3 600	3 600		
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	1 214			
Sum anleggsmidler	93 286	6 058		86 014
Varelager	3 363		3 363	
Kundefordringer og andre fordringer	8 233		8 233	
Finansielle derivater	578	578		
Finansielle investeringer	7 426	7 426		
Betalingsmidler	5 177	3 511	1 666	
Sum omløpsmidler	24 777	11 515	13 262	
Sum eiendeler	118 063	17 573	13 262	86 014
Finansiell gjeld	24 945	24 945		
Utsatt skatt	9 410			9 410
Pensjonsforpliktelse	3 867	3 867		
Avsetninger og annen gjeld	17 951	3 232		14 719
Finansielle derivater	1 173	1 173		
Sum langsiktig gjeld	57 346	33 217		24 129
Leverandørgjeld	10 450		10 450	
Betalbar skatt	3 699		3 699	
Finansiell gjeld	4 087	4 087		
Skyldig utbytte	859		859	
Finansielle derivater	462	462		
Sum kortsiktig gjeld	19 557	4 549	15 008	
Sum gjeld	76 903	37 766	15 008	24 129
Netto eiendeler/egenkapital	41 160	-20 193	-1 746	61 885

Tabell 2: Estimert markedsverdi av totalkapitalen Equinor 2019

<i>(Beløp i millioner USD)</i>	Virkelig verdi
Markedsverdi egenkapital	66 221
Markedsverdi gjeld	20 193
Markedsverdi totalkapital	86 414

Trinn 3: Equinors gjeldskostnad

I selskapets årsregnskap for 2019 fremgår det at den gjennomsnittlige rentesatsen på årsbasis er 3,53%. Equinor ASA har også utstedt obligasjonslån i april 2020. Renten på obligasjonslån med forfall i 2020 ligger på 3,63% (Equinor, 2020c). I WACC vil 3,53% benyttes.

Trinn 4: Skatt

I WACC er det selskapets gjeldskostnad etter skatt som skal brukes. Den nominelle selskapskatten bør benyttes, og ikke effektiv skatt (Kaldestad, 2016). En skattesats gjeldende fra 2020 på 22% benyttes.

Trinn 5: Markedsverdi gjeld

Equinors bokførte gjeld ble identifisert i trinn nummer 2 ovenfor. Bokført verdi av gjelden vil som oftest være et godt estimat på markedsverdien på gjelden (Kaldestad, 2016).

Trinn 6: Beregne totalavkastningskravet

Siste trinn innebærer å sette inn alle faktorene som ble beregnet og fastsatt i tidligere trinn, inn i WACC-formelen.

$$WACC = 5,5\% \frac{66\,221}{66\,221 + 20\,193} + 3,53\%(1 - 22\%) \frac{20\,193}{66\,221 + 20\,193}$$

$$WACC = 4,86\%$$

Totalavkastningskravet til Equinor estimeres til 4,86%.

6.2 Avkastningskrav havvind

Totalavkastningskravet til Equinor estimeres til 4,86%. Denne brukes som utgangspunkt for å vurdere avkastningskravet som skal benyttes for havvind-prosjektene. Havvind-segmentet til Equinor utgjør kun en liten andel av selskapets samlede aktiviteter, slik at det estimerte avkastningskravet ikke reflekterer risikoen knyttet til havvind-prosjektene direkte. Avkastningskravet henger sammen med risikoen knyttet til prosjektet, og den vil ha en vesentlig påvirkning på lønnsomhetsvurderingene. Planlegging, utvikling og utbygging av havvind er en kompleks prosess. Kostbare utfordringer kan oppstå underveis. Dette taler for et høyere avkastningskrav. Eksempelvis ble konstruksjonen av Sheringham Shoal-parken forsinket med 10 måneder, grunnet utfordrende vær- og bølgeforhold. Forsinkelsen forårsaket en merkostnad estimert til 600 MNOK (OffshoreWIND, 2012).

Samtidig foreligger det ulike former for subsidieordninger for hver av vindparkene, som gjør at markedsrisikoen elimineres. Dette vil tale for et lavere avkastningskrav. Renewable Obligation Certificates, Contract for Difference og Feed in Tariff er ulike typer mekanismer brukt til å støtte prosjektene, men uansett hvilken ordning havvindparken er tildelt, vil prisrisikoen være fjernet.

Undersøkelser viser at investorer i Tyskland, Storbritannia og Norden opererer med et egenkapitalavkastningskrav for havvind i intervallet 6 til 7,25 prosent (Freyman & Tran, 2019). Dette er også i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

I og med at projektrisikoen fortsatt er tilstedeværende, og hensyntatt nivået på Equinor sitt avkastningskrav, må et avkastningskrav vurdert til 6 prosent anses som rimelig, og vil bli benyttet i denne oppgaven.

7 Prosjektestimering

7.1 Fordeling av CAPEX

I analysene brukes totalbeløp på investeringskostnadene (CAPEX). Nedenfor følger en oppdeling av CAPEX på de ulike komponentene en bunnfast- eller flytende havvindpark består av. Dette vil også være hensiktsmessig når skatten skal behandles, for å skille mellom hva som skal balanseføres og avskrives, og hva som skal kostnadsføres direkte.

7.1.1 Bunnfast teknologi

Det deles her inn i ulike grupper av komponenter basert på hvor i verdikjeden de tilhører: Vindturbin, tårn og fundament, og transformator og kabler. Etter britiske skatteregler vil alle disse komponentene avskrives med samme sats. Etter ordinære norske regler ville derimot disse gruppene ha blitt avskrevet med ulike satser. Fordelingen baserer seg på informasjon gitt av britiske myndigheter (Cable, Davey, & Fallon, 2013).

Tabell 3: Avskrivningsgruppe 1 Bunnfast

Gruppe 1	
Vindturbin	Andel av CAPEX
Rotor	14%
Nacelle	18%
Montering - Nacelle	2%
Installasjon - Vindturbin	6%
Total andel	40%

Tabell 4: Avskrivningsgruppe 2 Bunnfast

Gruppe 2	
Tårn og fundament	Andel av CAPEX
Tårn	5%
Fundament	17%
Installasjon - Fundament	11%
Total andel	33%

Tabell 5: Avskrivningsgruppe 3 Bunnfast

Gruppe 3	
Transformator og kabler	Andel av CAPEX
Kabler	7%
Elektrisk infrastruktur	11%
Installasjon - kabler	4%
Installasjon – Elektrisk infrastruktur	2%
Total andel	29%

Tabell 6: Avskrivningsgruppe 4 Bunnfast

Gruppe 4	
Prosjektutvikling	Andel av CAPEX
Forskning og utvikling	3%
Total andel	3%

Flytende teknologi

Flytende havvind er dyrere å bygge sammenlignet med bunnfast havvind. Hvordan investeringskostnadene fordeler seg på ulike komponenter vil også variere mellom disse to typene av teknologi. Det er spesielt kostnadene knyttet til selve infrastrukturen som utgjør en forskjell.

Tabell 7: Avskrivningsgruppe 1 Flytende

Gruppe 1	
Vindturbin	Andel av CAPEX
Rotor	10%
Nacelle	15%
Montering - Nacelle	1%
Installasjon - Vindturbin	4%
Total andel	30%

Tabell 8: Avskrivningsgruppe 2 Flytende

Gruppe 2	
Tårn og fundament	Andel av CAPEX
Tårn	5%
Fundament	27%
Installasjon - Fundament	6%
Total andel	38%

Tabell 9: Avskrivningsgruppe 3 Flytende

Gruppe 3	
Transformator og kabler	Andel av CAPEX
Kabler	7%
Elektrisk infrastruktur	14%
Installasjon - kabler	4%
Installasjon – Elektrisk infrastruktur	4%
Total andel	29%

Tabell 10: Avskrivningsgruppe 4 Flytende

Gruppe 4	
Prosjektutvikling	Andel av CAPEX
Forskning og utvikling	3%
Total andel	29%

7.2 Arbeidskapital

I en nåverdianalyse skal det normalt tas hensyn til endringer i arbeidskapitalen. Det er vanlig å definere arbeidskapitalen som kortsiktige eiendeler minus kortsiktige forpliktelser. I verdsettelsessammenheng skal man hensynta den arbeidskapitalen som varierer og påvirkes av den ordinære driften. Dette vil typisk omfatte poster som varelager, kundefordringer og leverandørgjeld. Vindparker, verken landbaserte eller til havs, vil ha noen betydelige endringer i arbeidskapital knyttet til driften. En slik korrigering for endring i arbeidskapital er derfor ikke hensyntatt i nåverdianalysen.

I årsregnskapene til Scira Offshore Energy Limited, Dudgeon Offshore Wind Limited og Hywind (Scotland) Limited, fremgår det at arbeidskapitalen varierer fra år til år. Etter en gjennomgåelse av noteopplysningene, kan det tilsynelatende se ut til at disse skapes av finansielle poster, men informasjonen om arbeidskapitalen i årsregnskapet fremgår som så begrenset at det ikke er hensiktsmessig å trekke noen konklusjon på bakgrunn av dette.

Selskapsregnskapene til Scira Offshore Energy Limited, Dudgeon Offshore Wind Limited og Hywind (Scotland) Limited er utarbeidet etter FRS 102. Denne regnskapsstandarden gjelder for de selskaper i Storbritannia og Irland som ikke benytter seg av internasjonale regnskapsstandarder (IFRS). Alle tre havvindselskapene klassifiseres som små selskaper etter FRS 102. Det betyr at det tillates å benytte seg av forenklete regnskapsregler. Etter FRS 102

punkt 1AA.2 fremgår det at små selskaper kan utarbeide en forenklet balanseoppstilling. Punkt 1A.7 og 3.17.d i FRS 102 tillater også små foretak å unnlate å utarbeide en kontantstrømoppstilling, samt at kravene til noteopplysninger generelt sett er forenklet (Financial Reporting Council, 2020). Informasjon om arbeidskapital i disse regnskapene er derfor svært lite detaljert.

7.3 Inflasjon

Nominelle verdier på historiske strømpriser og Renewable Obligation Certificates benyttes til å estimere fremtidige verdier. Disse vil derfor ikke bli justert for inflasjon. Tall for operasjonelle kostnader og Contract for Difference er reelle, slik at disse blir inflasjonsjustert. For de norske prosjektene settes inflasjonen til 2%. Dette er på bakgrunn av inflasjonsmålet satt av norske myndigheter (Finansdepartementet, 2018).

Inflasjonen til prosjektene i Storbritannia settes også til 2%. Dette gjøres på bakgrunn av britiske myndigheter sitt inflasjonsmål, som er 2% (Bank of England, 2019).

Inflasjonen til havvindparken lokalisert i Tyskland settes også til 2%. Dette er i henhold til inflasjonsmålet til den europeiske sentralbanken, og gjelder for hele eurosonen (ECB, 2020).

7.4 Skatt

7.4.1 Britiske skatteregler for havvind

Et selskap blir skattepliktig til Storbritannia hvis selskapet er inkorporert i Storbritannia, eller er styrt og kontrollert fra Storbritannia. Både inntekter og andre gevinster er som hovedregel skattepliktig. Dette uavhengig om profitten deles ut eller ikke. Kostnader vil generelt sett være fradragsberettiget, gitt at de har oppstått helt og utelukkende for å sikre skattepliktig inntekt.

Inntekter generert av havvindparkene som analyseres, er skattepliktige. De aller fleste kostnader knyttet til investering og drift vil man få skattefradrag for. Enkelte kostnader tillates kostnadsført direkte. Dette gjelder både investeringer og driftskostnader. Samtidig vil en stor andel av investeringsbeløpet måtte balanseføres som eiendeler, og skattefradraget gis i form av årlige avskrivninger. De britiske skattereglene benytter degressiv avskrivning, som betyr at størrelsen på avskrivningsbeløpet vil reduseres fra periode til periode.

Investeringsbeløp som knytter seg til eiendeler, skal balanseføres og avskrives med en årlig sats på 18%. Samtidig tillates deler av investeringsbeløpet kostnadsført i år 1. Dette gjelder forskning og utvikling. I tillegg tillates den første 1 000 000 britiske pund av investeringen knyttet til eiendeler også kostnadsført i år 1. Det eksisterer ingen spesialregler innen skatt for vindkraftbransjen i Storbritannia (Nyberg, Thorvaldsen, & Greni, 2019).

7.4.2 Tyske skatteregler for havvind

Inntekter fra fornybar energi er i Tyskland skattlagt både med selskapsskatt og en lokal handelsskatt. Både den gjennomsnittlige selskapsskatten og handelsskatten ligger på omtrent 15 prosent hver. I likhet med Storbritannia, finnes det ikke noen særregler når det kommer til fornybar energi eller vindkraft. Støtten fra staten kommer gjennom andre mekanismer, blant annet Feed in Tariff (Nyberg m.fl., 2019).

I Tyskland behandles alle komponentene i en havvindpark likt når det kommer til avskrivningen. Det opereres med lineære avskrivninger over 16 år.

7.5 Introduksjon til analysedelen av havvindparkene

De neste kapitlene vil omhandle nåverdianalysene av Equinors havvindparker i Storbritannia og Tyskland. Til disse analysene benyttes teorien fra de foregående kapitler som omhandler fordeling av investeringskostnadene til de forskjellige tekniske løsningene som er benyttet. I tillegg vil teorien fra verdsettelsesmetoden benyttes, hvor nåverdimetoden står sentralt. Verdsettelsesmetoder som IRR og Payback og diskontert-payback benyttes som et supplement for å fremstille resultatet av prosjektenes verdiestimering. Scenarioanalyse benyttes for å fremstille subsidiens påvirkning av prosjektenes lønnsomhet. Fremtidsestimater for priser på elektrisitet, samt kapasitetsutnyttelse er simulert ved å benytte tidsrekkeanalyse og Monte Carlo-simulering i programtillegget @RISK.

7.6 Sheringham Shoal Wind Farm

7.6.1 Generelt

Havvindparken Sheringham Shoal ligger utenfor Norfolk, 17 til 23 kilometer fra land. Driften startet i 2011. Totalkapasiteten er på 317 MW, bestående av 88 vindturbiner av typen Siemens SWT 3.6. Hver turbin har en kapasitet på 3,6 MW. Arealet på havvindparken er på ca. 35 kvadratkilometer. I området der havvindparken er lokalisert, er havdybden 17 til 22 meter. Havvindparken er eid av Equinor (40 prosent), Equitix (40 prosent) og Green Investment Group (20 prosent) (Sheringham Shoal, 2017). Driftsselskapet til vindparken Sheringham Shoal er Scira Offshore Energy Limited.

Tabell 11: Informasjon Sheringham Shoal Wind Farm

Sheringham Shoal Wind Farm		
Antall vindmøller	88	
Turbin effekt	3,6	MW
Installert effekt	316,8	MW
Total kapasitet per år	2 775 168	MWh
Første investeringsår	2011	
Produksjonsstart	2012	
Prosjekt levetid	20	År
Siste produksjonsår	2032	
Investert beløp	908 000 000	GBP
ROC pris	40,69	GBP
Antall ROC	2	
År med ROC	20	År
OPEX per turbin årlig	281 541	GBP
Inflasjon	2	%
Skatteprosent	19	%
Avkastningskrav	6	%

7.6.2 Investeringskostnader

Etter gjennomgåelse av regnskapene til Scira Offshore Energy Limited, fremgår det en samlet investeringskostnad på 908 000 000 britiske pund (Scira Offshore Energy Ltd, 2005-2018). Dette tallet vil bli brukt i nåverdianalysen.

Tabell 12: Investeringskostnad Sheringham Shoal Wind Farm (alle tall i GBP)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2011
Vindturbin	40 %	363 200 000
Tårn og Fundament	33 %	299 640 000
Transformator og kabler	24 %	217 920 000
Prosjektering og ledelse	3 %	27 240 000
Sum		908 000 000

7.6.3 Inntekter

Sheringham Shoal genererer inntekten gjennom salg av elektrisitet og innløsning av Renewable Obligation Certificates (ROC).

Vindparken genererer 2 stk. Renewable Obligation Certificates per MWh frem til 2032. For å estimere inntekten knyttet til fremtidig innløsning av ROC, benyttes historiske ROC-sertifikatpriser. Disse historiske dataene benyttes til å simulere fremtidige ROC-priser ved hjelp av Monte Carlo-simulering og tidsrekkeanalyse i @RISK programmet. Historiske "buy out prices" fra tidsperioden 2002 til 2018 benyttes i simuleringen. Verdien av en ROC er 10 prosent høyere enn "buy out" prisen (Abadie & Chamorro, 2012).

Tabell 13: Produksjon, strømpris og ROC (år 2015 til 2029 skjult)

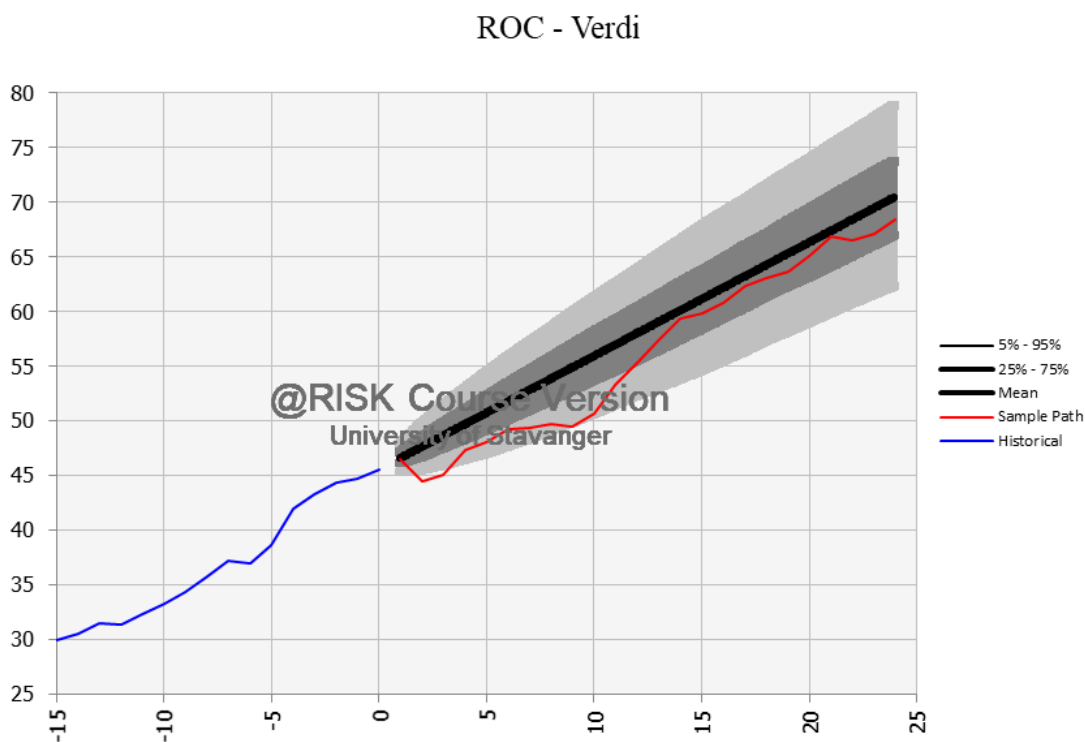
Produksjon, strømpris og ROC						
År	2012	2013	2014	2030	2031	2032
Produksjon (MWh)	138 413	1 055 334	1 087 314	1 017 602	1 110 889	965 185
Estimert strømpris (GBP/MWh)				54,18	57,26	44,86
ROC kompensasjon (GBP/MWh)				128,68	131,02	133,66

7.6.4 @RISK estimering og simulering

Tidsrekkeanalysefunksjonen i versjon 7.6 i @RISK benyttes i estimeringen. Analysen går ut på å avdekke variasjonsmønsteret til de etterfølgende registreringene av en variabel. I dette tilfellet er variabelen historiske ROC-priser. Ved at variasjonsmønsteret til de historiske ROC-prisene avdekkes av @RISK, gir også programvaren muligheten til å fremskrive/prognostisere de fremtidige prisene (Brockwell & Davis, 2002). Ved bruk av programvaren er det en forutsetning at historisk data består av minst seks datapunkter, og det må ikke være manglende data.

Når data tilpasses en tidsseriemodell, kreves det en startverdi. @RISK gir muligheten til å definere startpunktet som enten den første verdien i datasettet, eller den siste verdien av datasettet. Siden historiske data her benyttes til å estimere fremtidige verdier, benyttes siste verdi i datasettet som startverdi. Prosessen med å tilpasse en modell til de historiske dataene, innebærer at tidsserien er stasjonær. Det betyr at gjennomsnitt og standardavviket er konstant. Er ikke dette tilfelle, vil @RISK ha en funksjon som betegnes som Auto Detect. Programmet gjør da nødvendige transformasjoner, slik at tidsserien blir stasjonær. Det finnes ulike tidsseriemodeller inkludert i @RISK, blant annet auto regressiv - glidende gjennomsnitt (ARMA) og Geometrisk Brownian Motion (GBM). @RISK har en egen funksjon (Fit) der den mest egnede modellen identifiseres. Programvaren gir mulighet til å velge mellom to typer kriterier for å identifisere den mest egnede modellen. Disse er Akaike Information Criterion (AIC) og Bayesian Information Criterion (BIC). For alle datasett benyttet i denne oppgaven, gir både AIC og BIC samme rangering til modellene som benyttes. Standardinnstillingen brukt i oppgaven er AIC. Ved estimeringen av fremtidige ROC-priser, fremgår det av programvaren at glidende gjennomsnitt (MA1) er den mest egnede modellen til tidsrekken.

7.6.5 @RISK estimering og simulering ROC

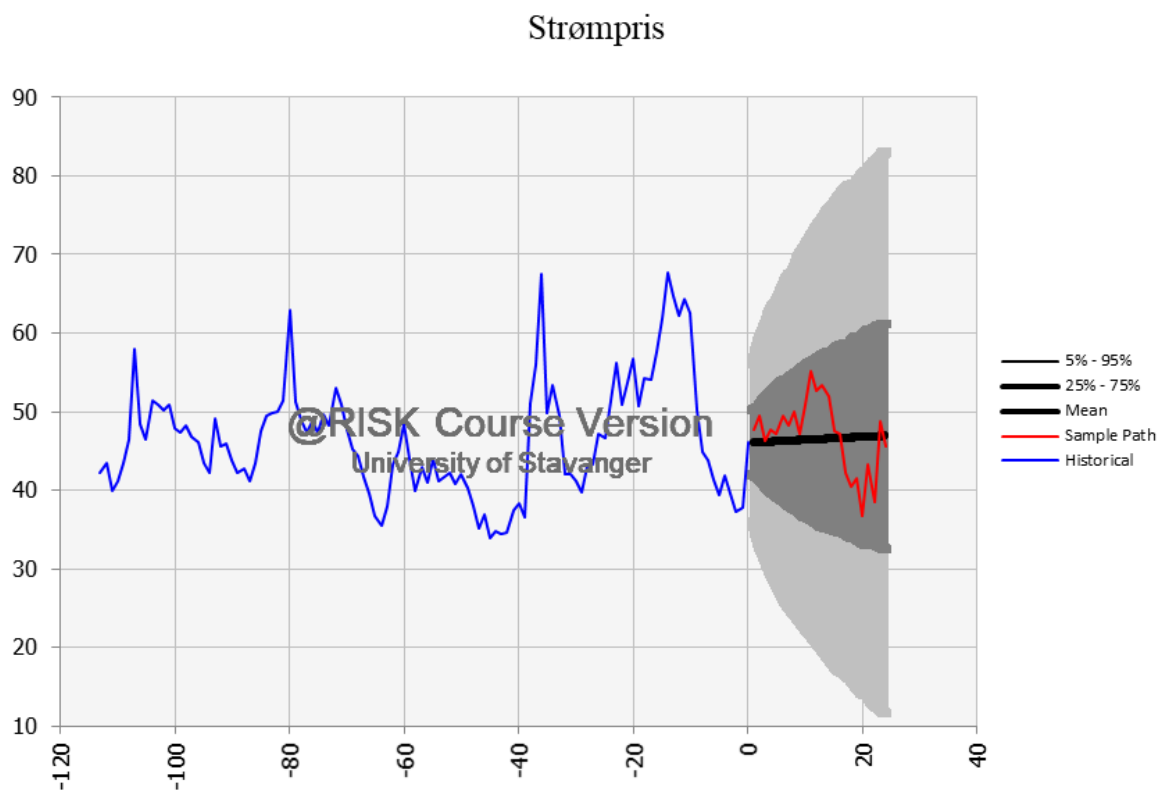


Figur 3: Historisk og estimert ROC-verdi Sheringham Shoal

7.6.6 @RISK estimering og simulering av elektrisitetspriser

Historiske månedlige strømpriser (wholesale) fra 2010 frem til 2019 er innhentet fra Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), det britiske forvaltningsorganet som regulerer markedet for elektrisitet og naturgass i Storbritannia.

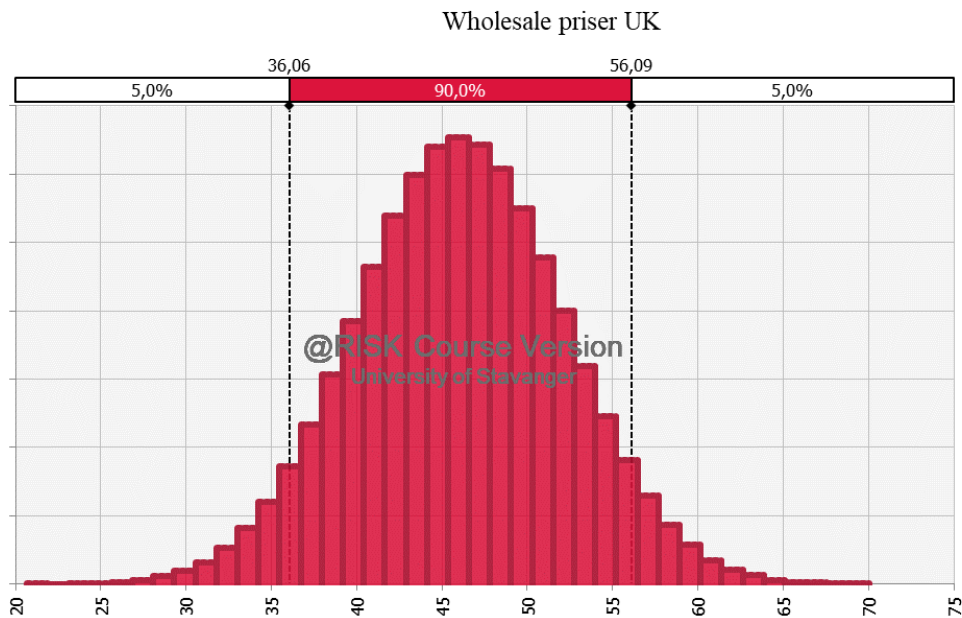
@RISK versjon 7.6 og tidsrekkeanalysefunksjonen benyttes til å estimere fremtidige strømpriser. Prosedyren vil være lik den beskrevet tidligere i avsnitt 7.6.4. Til forskjell fra de historiske ROC-dataene, er ikke de historiske strømprisene stasjonære. Grunnen er at de historiske strømprisene i mye større grad inneholder trender og sesongvariasjoner. Funksjonen Auto Detect benyttes da for denne tidsserien, for å korrigere for dette. AIC benyttes som kriterium for å identifisere den mest egnede modellen, og startpunktet er definert til siste verdi i datasettet. Både AIC og BIC gir at auto regressivt glidende gjennomsnitt (ARMA) er den mest egnede modellen til tidsrekken.



Figur 4: Virkelig og estimert elektrisitetspris

7.6.7 @RISK Simulering av sannsynlighet elektrisitetspriser

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at wholesale-prisene på elektrisitet i Storbritannia vil ligge i intervallet 36,06 til 56,09 GBP per MWh.



Figur 5: Simulert sannsynlighet elektrisitetspriser

7.6.8 Simulering kapasitetsutnyttelse

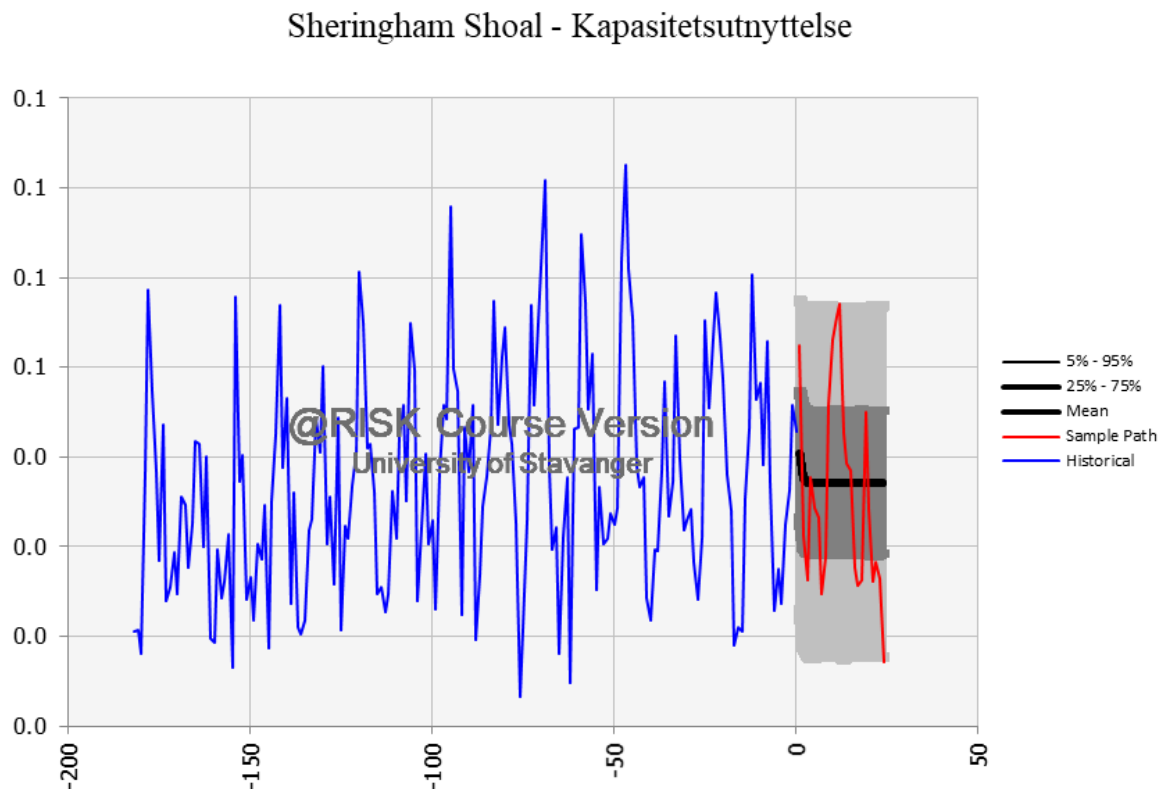
Både ROC og prisen på elektrisitet blir i oppgaven regnet per MWh. Årlig kapasitetsutnyttelse blir da avgjørende for hvor mye inntekter som inntjenes av havvindparken per år. Den årlige totalkapasiteten til Sheringham Shoal er 2 776 920 MWh per år. Dette er med 100% kapasitetsutnyttelse.

Til estimeringen av den fremtidige kapasitetsutnyttelsen til Sheringham Shoal, benyttes historiske data fra en eldre vindpark som ligger i samme område. Scroby Sands Wind Farm startet strømproduksjonen i 2004, og historiske månedlige data på kapasitetsutnyttelse fra 31.10.2004 til 31.12.2019 benyttes i estimeringen (Renewables-map, 2020). Scroby Sands og Sheringham Shoal er eksponert for den samme gjennomsnittlige vindhastigheten. Det legges derimot på et tillegg på 20% ved estimeringen av data til Sheringham. Dette grunnet at Scroby Sands benytter Vestas V80 - 2 MW vindturbiner (Windturbine models, 2020c). Turbinen begynner å produsere strøm ved 4 m/s (cut-in wind speed), produserer full kapasitet ved 15 m/s (rated wind speed) og har en rotordiameter på 80 meter. Sheringham benytter derimot Siemens

SWT 3.6 MW vindturbiner (Windturbine models, 2020a). Denne har høyere kapasitet, og turbinen begynner å produsere strøm ved 3,6 m/s, og produserer full kapasitet ved 12 m/s. Rotordiameteren er på 120 meter. I tillegg er gjennomsnittlig kapasitetsutnyttelse 31% for Scroby Sands, mens Sheringham er 37,4%.

7.6.9 @RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse

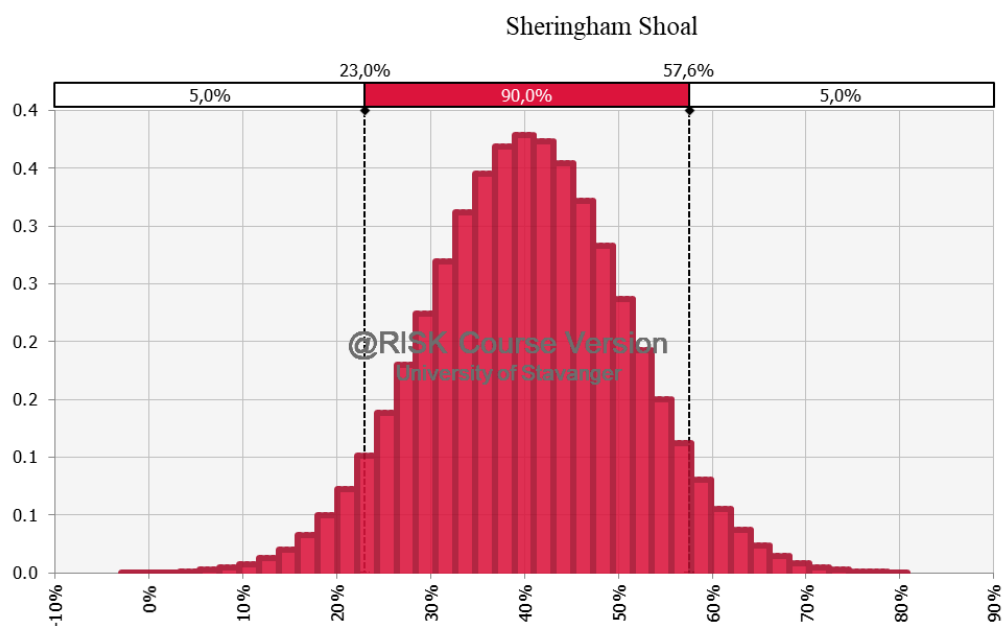
Tidsrekkeanalysefunksjonen til @RISK 7.6 benyttes til estimeringen av fremtidig kapasitetsutnyttelse. Fremgangsmåten er beskrevet i avsnitt 7.6.4. Det er for dette datasettet ikke nødvendig å korrigere for trend eller sesongvariasjon. Både AIC og BIC viser at glidende gjennomsnitt (MA2) er den mest egnende modellen for den historiske kapasitetsutnyttelsen.



Figur 6: Kapasitetsutnyttelse Sheringham Shoal

7.6.10 @RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at kapasitetsutnyttelsen for Sheringham Shoal vil ligge i intervallet 23 til 57,6 prosent over levetiden.



Figur 7: Sheringham Shoal simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

7.6.11 Operasjonelle kostnader

Det er antall turbiner og distanse fra land som først og fremst er kostnadsdrivere for de operasjonelle kostnadene. Det tas utgangspunkt i rapporten utarbeidet av Scottish Enterprise og The Crown Estate ved fastsettelse av de operasjonelle kostnadene (GL Garrard Hassan, 2013). Sheringham Shoal sin avstand fra land tilsier at de operasjonelle kostnadene per vindmølle beløper seg til 250 000 britiske pund i reelle 2013 priser. Når det justeres for inflasjon, vil det si at OPEX for 2019 beløper seg til 281 541 britiske pund per turbin. Sheringham Shoal har 88 vindturbiner, som gir en total OPEX på 24 775 608 britiske pund i 2019. Kostnadene knyttet til onshore og offshore logistikk, samt back office, administrasjon og operasjoner, utgjør en svært liten del av de operasjonelle kostnadene, og påvirkes ikke av antall vindturbiner og distanse fra land.

7.6.12 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Utvikling av en havvindpark er i seg selv en kompleks prosess, noe som kan tale for et høyere avkastningskrav. Samtidig foreligger ordningen med Renewable Obligation Certificates, som gjør at markedsrisikoen elimineres, og vil tale for et lavere avkastningskrav. I og med at prosjektrisikoen fortsatt er tilstedeværende, må et avkastningskrav på 6% anses som rimelig. Dette er også i samsvar med Enova sin

normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

7.6.13 Terminalverdi

Sheringham Shoal har en levetid på 20 år (Scira Offshore Energy, 2010). Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

7.6.14 Nåverdianalyse

Tabell 14: Nåverdianalyse Sheringham Shoal (år 2015 til 2030 skjult) (alle tall i GBP)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2011	2012	2013	2014	2031	2032
Inntekt fra strømsalg		824 000	67 244 000	137 137 000	63 609 505	43 298 215
Inntekt fra ROC					145 548 679	129 006 674
Total inntekt		824 000	67 244 000	137 137 000	209 158 184	172 304 889
OPEX		13 831 000	28 565 000	34 980 000	30 805 354	31 421 462
Avskrivning 1		65 376 000	53 608 320	43 958 822	1 506 196	1 235 081
Bokført verdi 1	363 200 000	297 824 000	244 215 680	200 256 858	6 861 560	5 626 479
Avskrivning 2		53 935 200	44 226 864	36 266 028	1 242 612	1 018 942
Bokført verdi 2	299 640 000	245 704 800	201 477 936	165 211 908	5 660 787	4 641 846
Avskrivning 3		39 225 600	32 164 992	26 375 293	903 718	741 049
Bokført verdi 3	217 920 000	178 694 400	146 529 408	120 154 115	4 116 936	3 375 888
Kostnadsført	27 240 000	27 240 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt		-198 783 800	-91 321 176	-4 443 144	174 700 304	137 888 357
Utlignet skatt		-37 768 922	-17 351 023	-844 197	33 193 058	26 198 788
Fremførbar skatt		37 768 922	55 119 945	55 964 143	0	0
Skatt		0	0	0	33 193 058	26 198 788
Overskudd etter skatt		-198 783 800	-91 321 176	-4 443 144	141 507 246	111 689 569
Kontantstrøm	-908 000 000	-13 007 000	38 679 000	102 157 000	145 159 772	114 684 640

Tabell 15: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Sheringham Shoal

NPV analyse	
Resultat	
NPV	201 590 489
NPV uten ROC	-645 290 856
IRR	8,14 %
Payback	10,06
Diskontert payback	16,18

Analysen av kontantstrømmene generert av Sheringham Shoal gir en positiv netto nåverdi på 201 590 489 britiske pund.

(i millioner GBP)

$$NNV = -908 + \frac{-13}{1 + 0,06} + \frac{38,7}{(1 + 0,06)^2} + \frac{102}{(1 + 0,06)^3} \dots + \frac{145,2}{(1 + 0,06)^{19}} + \frac{114,7}{(1 + 0,06)^{20}} = 201,6$$

Internrenten til prosjektet er 8,14%.

(i millioner GBP)

$$IRR: -908 + \frac{-13}{1 + 0,0814} + \frac{38,7}{(1 + 0,0814)^2} + \frac{102}{(1 + 0,0814)^3} \dots + \frac{145,2}{(1 + 0,0814)^{19}} + \frac{114,7}{(1 + 0,0814)^{20}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 10,06 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback er tilbakebetalingstiden 16,18 år.

7.7 Dudgeon Offshore Wind Farm

7.7.1 Generelt

Havvindparken Dudgeon Offshore Wind er lokalisert utenfor North Norfolk. Den ligger om lag 32 kilometer utenfor Cromer. Totalkapasiteten er på 402 MW, og elektrisiteten generes av 67 vindturbiner, hver med en kapasitet på 6 MW. I området der havvindparken ligger, er havdybden mellom 18 til 25 meter. Parken eies av Equinor (35 prosent), Masdar (35 prosent) og China Resources (30 prosent) (Dudgeon, 2019c). Operatøren på prosjektet er Equinor.

Tabell 16: Informasjon Dudgeon Wind Farm

Dudgeon Wind Farm		
Antall vindmøller		67
Turbin effekt		6 MW
Installert effekt		402 MW
Total kapasitet per år		3 521 520 MWh
Første investeringsår		2016
Produksjonsstart		2018
Prosjekt levetid		25 År
Siste produksjonsår		2042
Investert beløp	1 400 000 000	GBP
CfD pris (2017)		150 GBP
Antall CfD		N/A
År med CfD		15 År
OPEX per turbin årlig	450 465	GBP
Inflasjon		2 %
Skatteprosent		19 %
Avkastningskrav		6 %

7.7.2 Investeringskostnader

Investeringskostnaden til Dudgeon Offshore Wind Farm beløper seg til 1 400 000 000 britiske pund. Opprinnelig var det budsjettet med 17 prosent høyere investeringskostnad, men kostnadene under konstruksjonen av vindparken ble lavere enn først budsjettet. 1 400 000 000 britiske pund er beløpet som vil benyttes i nåverdiberegningen (Dudgeon Offshore Wind Ltd, 2012-2018).

Tabell 17: Investeringskostnad Dudgeon Wind Farm (alle tall i GBP)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2016
Vindturbin	40 %	560 000 000
Tårn og Fundament	33 %	462 000 000
Transformator og kabler	24 %	336 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	42 000 000
Sum		1 400 000 000

7.7.3 Inntekter

Dudgeon Offshore Wind Farm genererer inntekten gjennom salg av elektrisitet og innløsning av Contract for Difference (CfD). Havvindparken er tildelt en Contract for Difference, og mottar 150 britiske pund per MWh produsert i 15 år frem til 2032. Havvindparken må betale tilbake overskytende inntekt hvis markedsprisen på elektrisitet beveger seg over 150 britiske pund per MWh.

I likhet med foregående analyse av Sheringham Shoal vil månedlige historiske (wholesale) strømpriser fra intervallet 2010 til 2019, innhentet fra Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), brukes til å estimere de fremtidige markedsprisene på elektrisitet (Ofgem, 2020a). Til forskjell fra Sheringham Shoal, strekker den estimerte tidsperioden seg frem til 2042. @RISK-tillegget i Excel benyttes til å estimere fremtidige strømpriser.

Tabell 18: Produksjon, strømpris og CfD (år 2020 til 2039 skjult)

Produksjon, strømpris og CfD						
År	2017	2018	2019	2040	2041	2042
Produksjon (MWh)	414 219	1 580 000	1 591 727	1 610 039	1 698 781	1 150 481
Estimert strømpris (GBP/MWh)			62,55	47,74	46,88	55,57
CfD kompensasjon (GBP/MWh)			87,45	102,26	103,12	94,43

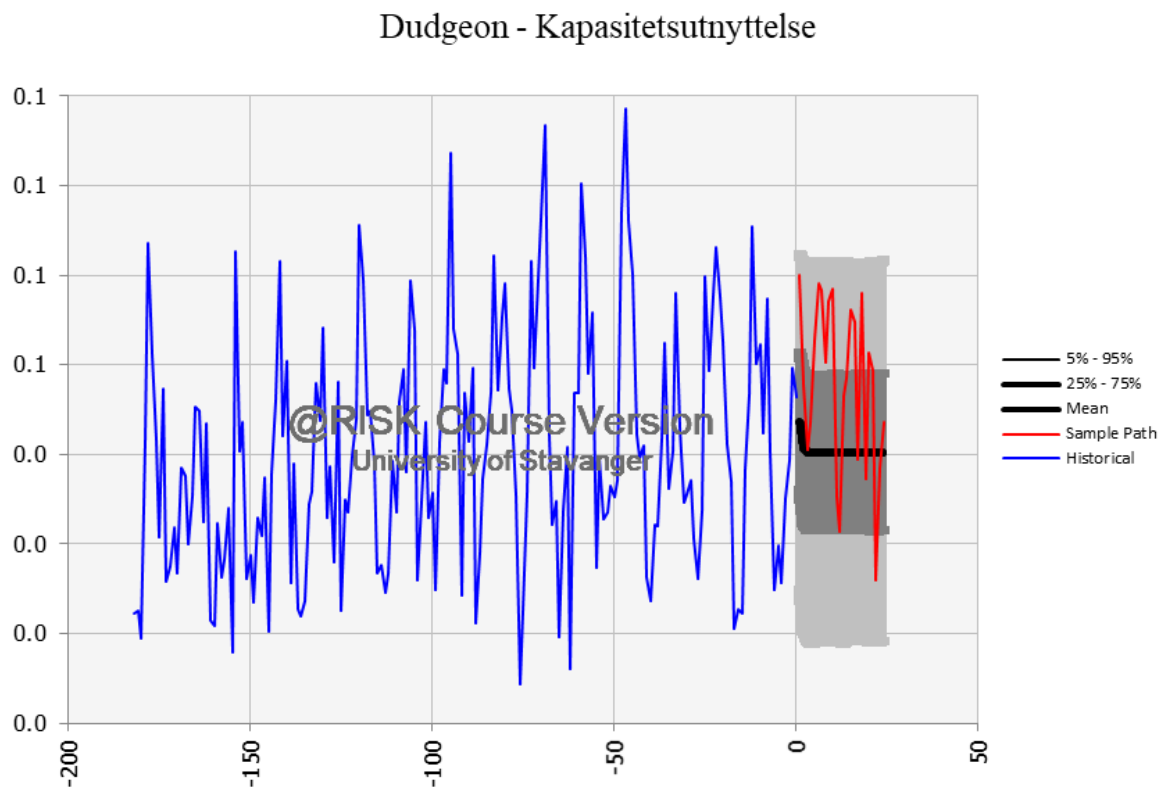
7.7.4 Simulering kapasitetsutnyttelse

Totalkapasiteten til Dudgeon Offshore Wind Farm er 3 521 520 MWh per år. Dette er med 100% kapasitetsutnyttelse. Den budsjetterte kapasitetsutnyttelsen er oppgitt til 48 prosent. Analysen vil derfor være basert på samme grunnlag som brukt for Sheringham, nemlig Scroby Sands. Dudgeon er lokalisert i samme område som Scroby Sands, og eksponert for samme middelvind og variasjon. Dataene fra Scroby Sands vil bli oppjustert med 30% ved bruk til Dudgeon, siden Dudgeon benytter Siemens SWT 6 MW vindturbiner (Windturbine models,

2020b). Disse har altså tre ganger så mye kapasitet som turbinene til Scroby Sands, og disse har også en lavere cut-in speed (4 m/s) og lavere rated wind speed (13 m/s). Rotordiameteren er på 154 meter. Gjennomsnittlig kapasitetsutnyttelse ligger også noe høyere enn både Scroby Sands og Sheringham Shoal, på 41,4%.

7.7.5 @RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse

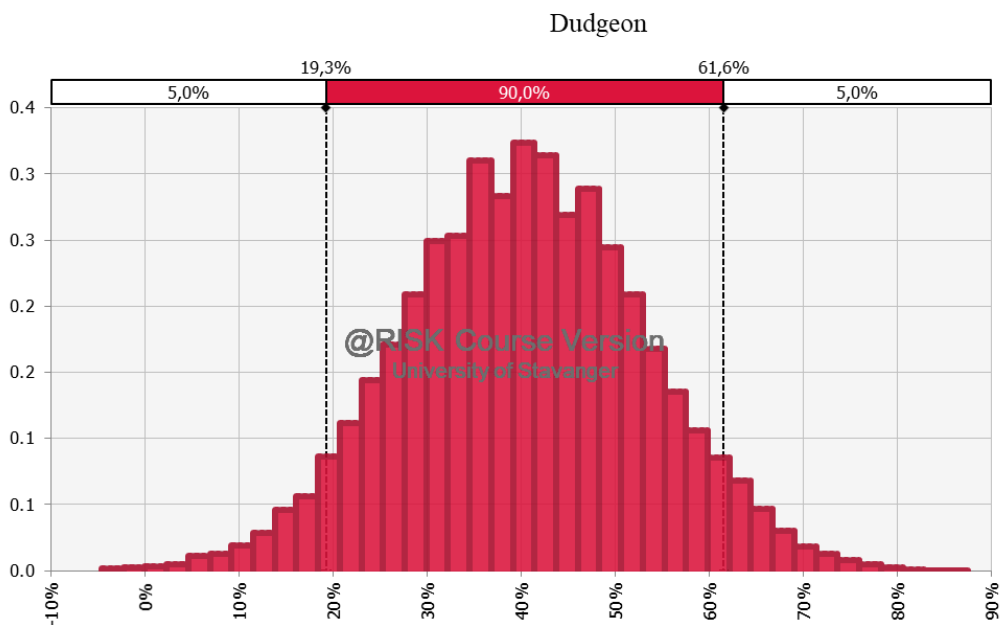
Tidsrekkeanalysefunksjonen til @RISK 7.6 benyttes til estimeringen av fremtidig kapasitetsutnyttelse. Fremgangsmåten er beskrevet i avsnitt 7.6.4. Det er for dette datasettet ikke nødvendig å korrigere for trend eller sesongvariasjon. Både AIC og BIC viser at glidende gjennomsnitt (MA2) er den mest egnende modellen for den historiske kapasitetsutnyttelsen.



Figur 8: Faktisk og estimert kapasitetsutnyttelse Dudgeon

7.7.6 @RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at kapasitetsutnyttelsen for Dudgeon vil ligge i intervallet 19,3 til 61,6 prosent over levetiden.



Figur 9: Dudgeon simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

7.7.7 Operasjonelle kostnader

Utgangspunktet for beregningen av de operasjonelle kostnadene for Dudgeon er hentet fra Scottish Enterprise og The Crown Estate rapporten (GL Garrard Hassan, 2013). Der vil en operasjonell kostnad per vindturbin for en tenkt havvindpark med tilsvarende avstand fra land lik Dudgeon således beregnes til 400 000 britiske pund i reelle 2013 priser. For 2019 blir operasjonell kostnad per vindturbin 450 465 britiske pund. Dudgeon har 67 vindturbiner, som gir en total OPEX på 30 181 155 britiske pund for det aktuelle året.

7.7.8 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Utvikling av en havvindpark er i seg selv en kompleks prosess, noe som kan tale for et høyere avkastningskrav. Samtidig foreligger ordningen med Contract for Difference, som gjør at markedsrisikoen elimineres, og vil tale for et lavere avkastningskrav. I og med at prosjektrisikoen fortsatt er tilstedeværende, må et avkastningskrav på 6% anses som rimelig. Dette er også i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

7.7.9 Terminalverdi

Dudgeon Offshore Wind Farm har en levetid på 25 år (Equinor, 2015). Det vil i analysen bli estimert eksplisitte kontantstrømmer for hvert år frem til avslutning av prosjektet, slik at det ikke vil brukes noen terminalverdi.

7.7.10 Nåverdianalyse

Tabell 19: Nåverdianalyse Dudgeon Wind Farm (år 2020 til 2040 skjult) (alle tall i GBP)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2016	2017	2018	2019	2041	2042
Inntekt fra strømsalg		35 906 000	77 176 000	99 562 526	79 638 865	63 932 206
Inntekt fra CfD		92 244 000	171 621 000	139 196 530	175 178 322	108 639 882
Total inntekt		128 150 000	248 797 000	238 759 056	254 817 187	172 572 088
OPEX		60 079 000	88 228 000	30 181 155	46 659 452	47 592 641
Avskrivning 1		100 800 000	82 656 000	67 777 920	860 980	706 003
Bokført verdi 1	560 000 000	459 200 000	376 544 000	308 766 080	3 922 242	3 216 238
Avskrivning 2		83 160 000	68 191 200	55 916 784	710 308	582 453
Bokført verdi 2	462 000 000	378 840 000	310 648 800	254 732 016	3 235 849	2 653 396
Avskrivning 3		60 480 000	49 593 600	40 666 752	516 588	423 602
Bokført verdi 3	336 000 000	275 520 000	225 926 400	185 259 648	2 353 345	1 929 743
Kostnadsført	42 000 000	42 000 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt		-218 369 000	-39 871 800	44 216 445	206 069 859	123 267 388
Utlignet skatt		-41 490 110	-7 575 642	8 401 125	39 153 273	23 420 804
Fremførbar skatt		41 490 110	49 065 752	40 664 627	0	0
Skatt		0	0	0	39 153 273	23 420 804
Overskudd etter skatt		-218 369 000	-39 871 800	44 216 445	166 916 586	99 846 584
Kontantstrøm	-1 400 000 000	68 071 000	160 569 000	208 577 901	169 004 462	101 558 643

Tabell 20: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dudgeon Wind Farm

NPV analyse	
Resultat	
NPV	870 529 027
NPV uten CfD	-924 830 118
IRR	11,75 %
Payback	7,70
Diskontert payback	10,83

Analysen av kontantstrømmene generert av Dudgeon gir en positiv netto nåverdi på 870 529 027 britiske pund.

(i millioner GBP)

$$NNV = -1\,400 + \frac{-68}{1 + 0,06} + \frac{160,6}{(1 + 0,06)^2} + \frac{208,6}{(1 + 0,06)^3} \dots + \frac{169}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{101,6}{(1 + 0,06)^{25}} = 870,5$$

Internrenten til prosjektet er 11,75%.

(i millioner GBP)

$$IRR: -1\,400 + \frac{-68}{1 + 0,1175} + \frac{160,6}{(1 + 0,1175)^2} + \frac{208,6}{(1 + 0,1175)^3} \dots + \frac{169}{(1 + 0,1175)^{24}} + \frac{101,6}{(1 + 0,1175)^{25}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 7,70 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback er tilbakebetalingstiden 10,83 år.

7.8 Hywind Scotland Pilot Park

7.8.1 Generelt

Hywind Scotland er verdens første kommersielle flytende havvindpark. Parken er lokalisert i den britiske delen av Nordsjøen, omtrent 25 kilometer øst for Peterhead i Skottland. Elektrisitetsproduksjonen startet i 2017. Den samlede kapasiteten til vindparken er på 30 MW, der hver av de 5 vindturbinene har en kapasitet på 6 MW. Havdybden i området der parken ligger er fra 95 til 120 meter. Hywind Scotland eies av Equinor (75 prosent) og Masdar (25 prosent) (Equinor, 2019b).

Tabell 21: Informasjon Hywind Scotland

Hywind Scotland	
Antall vindmøller	5
Turbin effekt	6 MW
Installert effekt	30 MW
Total kapasitet per år	262 800 MWh
Første investeringsår	2016
Produksjonsstart	2017
Prosjekt levetid	20 År
Siste produksjonsår	2037
Investert beløp	152 000 000 GBP
ROC pris initiell	49,25 GBP
Antall ROC	3,5
År med ROC	20 År
OPEX per MW	90 000 GBP
Inflasjon	2 %
Skatteprosent	19 %
Avkastningskrav	6 %

7.8.2 Investeringskostnader

Investeringskostnadene til Hywind Scotland Pilot Park er hentet fra årsregnskapene og beløper seg til 152 000 000 britiske pund (Hywind Scotland Ltd, 2014-2018).

Tabell 22: Investeringskostnad Hywind Scotland Pilot Park (alle tall i GBP)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2016
Vindturbin	40 %	45 600 000
Tårn og Fundament	33 %	57 760 000
Transformator og kabler	24 %	44 080 000
Prosjektering og ledelse	3 %	4 560 000
Sum		152 000 000

7.8.3 Inntekter

Hywind Scotland genererer inntekten gjennom salg av elektrisitet og innløsning av Renewable Obligation Certificates (ROC).

Den flytende havvindparken genererer 3,5 stk. Renewable Obligation Certificates per MWh produsert.

I likhet med den foregående analysen av Sheringham Shoal, benyttes historiske ROC-priser til å estimere de fremtidige ROC-prisene, ved hjelp av tidsrekkeanalyse og Monte Carlo-simulering i @RISK-tillegget i Excel. Utgangspunktet tas i historiske "buy out prices" fra 2002 til 2018, med ett tillegg på 10%. Fremgangsmåten er forklart i avsnitt 7.6.4.

I likhet med de to foregående analysene av Sheringham Shoal og Dudgeon, vil månedlige historiske (wholesale) strømpriser fra intervallet 2010 til 2019, innhentet fra Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), brukes til å estimere de fremtidige markedsprisene på elektrisitet (Ofgem, 2020a). Estimeringen følger samme metode som for Renewable Obligation Certificates. Fremgangsmåten er forklart i avsnitt 7.6.4.

Tabell 23: Produksjon, strømpris og ROC (år 2020 til 2034 skjult)

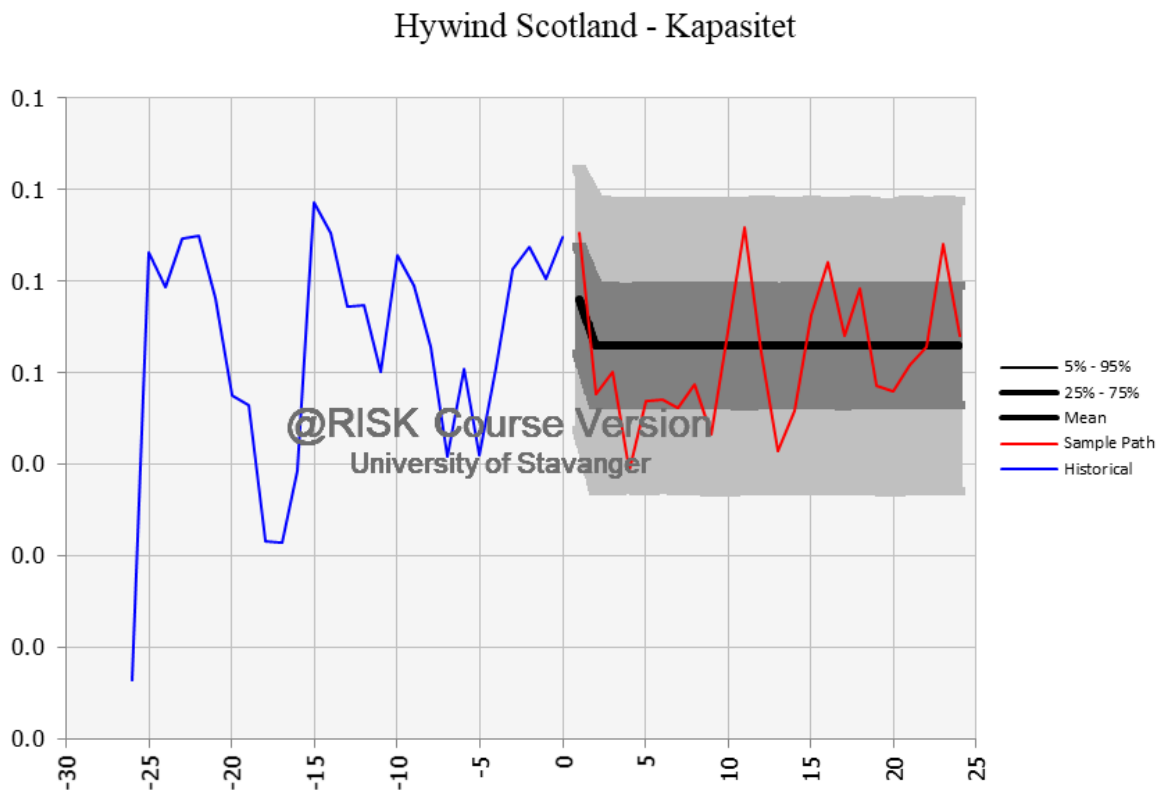
Produksjon, strømpris og ROC						
År	2017	2018	2019	2035	2036	2037
Produksjon (MWh)	36 792	147 168	142 569	145 488	131 922	110 814
Estimert strømpris (GBP/MWh)			62,55	54,18	57,26	44,86
ROC kompensasjon (GBP/MWh)			185,89	253,30	255,61	260,05

7.8.4 Simulering kapasitetsutnyttelse

Totalkapasiteten til Hywind Scotland med 100% kapasitetsutnyttelse er 262 800 MWh. Havvindparken startet driften i 2017, og i både 2017 og 2018 oppgir Equinor at den gjennomsnittlige kapasitetsutnyttelsen er 56% (Equinor, 2019b). Hywind Scotland ligger også i et område der vindhastigheten er stabil. Gjennomsnittlig vindhastighet ligger i intervallet 9,02 til 10,7 sekundmeter. Til sammenligning er vindhastigheten i området der Sheringham Shoal og Dudgeon ligger, i intervallet 7,23 til 9,01 sekundmeter (Cruz, 2016). Månedlige historiske kapasitetsdata fra Hywind Scotland benyttes til å estimere fremtidig kapasitetsutnyttelse frem til og med 2037 (Energynumbers, 2020).

7.8.5 @RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse

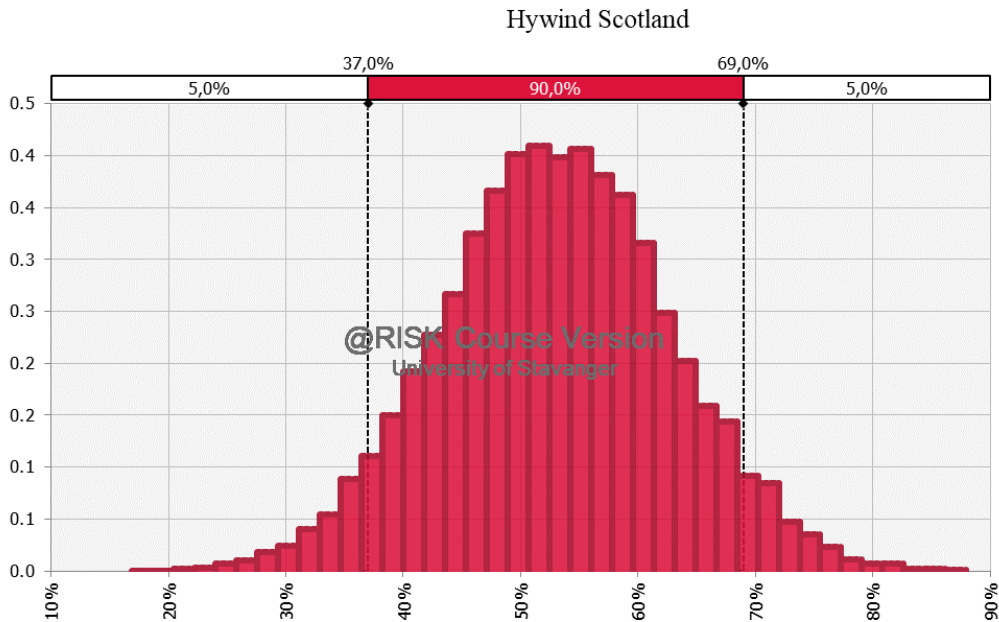
Tidsrekkeanalysefunksjonen til @RISK 7.6 brukes til estimeringen. Fremgangsmåten er beskrevet i avsnitt 7.6.4. Det er for dette datasettet ikke nødvendig å korrigere for trend eller sesongvariasjon. Både AIC og BIC viser at glidende gjennomsnitt (MA1) er den mest egnende modellen for den historiske kapasitetsutnyttelsen.



Figur 10: Faktisk og estimert kapasitetsutnyttelse Hywind Scotland

7.8.6 @RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at kapasitetsutnyttelsen for Hywind Scotland vil ligge i intervallet 37 til 69 prosent over levetiden.



Figur 11: Hywind Scotland simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

7.8.7 Operasjonelle kostnader

For kostnadsestimeringen av de operasjonelle kostnadene tas det utgangspunkt i to uavhengige studier av flytende havvind fra 2018:

BVG Associates: "Floating Offshore Wind: 57 Technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms" (ORE Catapult, 2018).

Crown Estate Scotland: Catapult Offshore Renewable Energy: "Macroeconomic benefits of floating offshore wind in the UK" (Valpy, Hundleby, Freeman, Roberts, & Logan, 2017).

Det antas en årlig OPEX på 90 000 britiske pund per MW, i henhold til rapportene.

7.8.8 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Utvikling av en havvindpark er i seg selv en kompleks prosess, noe som kan tale for et høyere avkastningskrav. Samtidig foreligger ordningen med ROC, som gjør at markedsrisikoen elimineres, og vil tale for et lavere avkastningskrav. I og med at prosjektrisikoen fortsatt er tilstedeværende, må et avkastningskrav på 6% anses som rimelig. Dette er også i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

7.8.9 Terminalverdi

Hywind Scotland har en levetid på 20 år (Equinor, 2017). Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

7.8.10 Nåverdianalyse

Tabell 24: Nåverdianalyse Hywind Scotland (år 2020 til 2035 skjult) (alle tall i GBP)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2016	2017	2018	2019	2036	2037
Inntekt fra strømsalg		1 036 000	6 959 000	8 917 691	7 553 835	4 971 124
Inntekt fra ROC		4 479 000	22 095 000	26 501 439	33 719 839	28 817 225
Total inntekt		5 515 000	29 054 000	35 419 130	41 273 674	33 788 348
OPEX		4 209 000	20 090 000	2 700 000	3 780 652	3 856 265
Avskrivning 1		8 208 000	6 730 560	5 519 059	189 104	155 065
Bokført verdi 1	45 600 000	37 392 000	30 661 440	25 142 381	861 473	706 408
Avskrivning 2		10 396 800	8 525 376	6 990 808	239 532	196 416
Bokført verdi 2	57 760 000	47 363 200	38 837 824	31 847 016	1 091 200	894 784
Avskrivning 3		7 934 400	6 506 208	5 335 091	182 800	149 896
Bokført verdi 3	44 080 000	36 145 600	29 639 392	24 304 301	832 758	682 861
Kostnadsført	4 560 000	4 560 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt		-29 793 200	-12 798 144	14 874 171	36 881 586	29 430 706
Utlignet skatt		-5 660 708	-2 431 647	2 826 093	7 007 501	5 591 834
Fremførbar skatt		5 660 708	8 092 355	5 266 263	0	0
Skatt		0	0	0	7 007 501	5 591 834
Overskudd etter skatt		-29 793 200	-12 798 144	14 874 171	29 874 084	23 838 872
Kontantstrøm	-152 000 000	1 306 000	8 964 000	32 719 130	30 485 521	24 340 249

Tabell 25: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Hywind Scotland

NPV analyse	
Resultat	
NPV	143 046 738
NPV uten ROC	-130 228 296
IRR	14,08 %
Payback	6,99
Diskontert payback	9,26

Analysen av de faktiske og estimerte kontantstrømmene generert av Hywind Scotland gir en positiv netto nåverdi på 143 046 738 britiske pund.

(i millioner GBP)

$$NPV = -152 + \frac{1,3}{1 + 0,06} + \frac{9}{(1 + 0,06)^2} + \frac{32,7}{(1 + 0,06)^3} + \dots + \frac{30,5}{(1 + 0,06)^{19}} + \frac{24,3}{(1 + 0,06)^{20}} = 143$$

Internrenten til prosjektet er 14,08%.

(i millioner GBP)

$$IRR: -152 + \frac{1,3}{1 + 0,1408} + \frac{9}{(1 + 0,1408)^2} + \frac{32,7}{(1 + 0,1408)^3} + \dots + \frac{30,5}{(1 + 0,1408)^{19}} + \frac{24,3}{(1 + 0,1408)^{20}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 6,99 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback er tilbakebetalingstiden 9,26 år.

7.9 Arkona Windpark

7.9.1 Generelt

Arkona er en havvindpark som ligger i Østersjøen, 35 kilometer nordøst for Rügen i Tyskland. Parken ble offisielt åpnet i april 2019. Totalkapasiteten til Arkona utgjør 358 MW, og består av totalt 60 Siemens SWT 6-154 turbiner, hver med en totalkapasitet på 6,45 MW. Havvindparken strekker seg over et område på 40 kvadratkilometer, og dybden varierer fra 23 til 37 meter. RWE er operatør på Arkona. Parken er eid av RWE (50 prosent), Credit Suisse Energy Infrastructure Partners AG (25 prosent) og Equinor (25 prosent) (Equinor, 2016).

Tabell 26: Informasjon Arkona Windpark

Arkona Windpark		
Antall vindmøller	60	
Turbin effekt	6,45 MW	
Installert effekt	385 MW	
Total kapasitet per år	3 372 600 MWh	
Første investeringsår	2018	
Produksjonsstart	2019	
Prosjekt levetid	25 År	
Siste produksjonsår	2043	
Investert beløp	1 200 000 000 Euro	
Antall FiT per MWh	1	
År med FiT	20 År	
OPEX per turbin årlig	530 558 Euro	
Inflasjon	2 %	
Skatteprosent	30 %	
Avkastningskrav	6 %	

7.9.2 Investeringskostnader

Investeringskostnadene er oppgitt til å være 1 200 000 000 euro (AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, 2016-2018). Dette tallet vil bli benyttet i nåverdianalysen.

Tabell 27: Investeringskostnad Arkona Windpark (alle tall i euro)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2018
Vindturbin	40 %	480 000 000
Tårn og Fundament	33 %	396 000 000
Transformator og kabler	24 %	288 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	36 000 000
Sum		1 200 000 000

7.9.3 Inntekter

Arkona genererer inntekten gjennom salg av elektrisitet og innløsning av Feed in Tariff (FiT). Ordningen har en varighet på 20 år, og fungerer slik at Arkona mottar 184 euro per MWh de første 8 årene. Deretter følger 2 år med 149 euro per MWh. I de siste ti årene som Feed in Tariff gjelder, mottas det 39 euro per MWh. Feed in Tariff ordningen i Tyskland blir ikke justert for inflasjon.

Det franske selskapet Engie har inngått en kontrakt med rettigheter til all elektrisitet produsert av Arkona, med en årlig estimert produksjon tilsvarende 1,5 TWh (Engie, 2018). Dette tilsier en kapasitetsutnyttelse på om lag 44% årlig, og dette vil også benyttes i analysen til å estimere den faktiske produksjonen i MWh.

Tabell 28: Produksjon, strømpris og FiT (år 2022 til 2040 skjult)

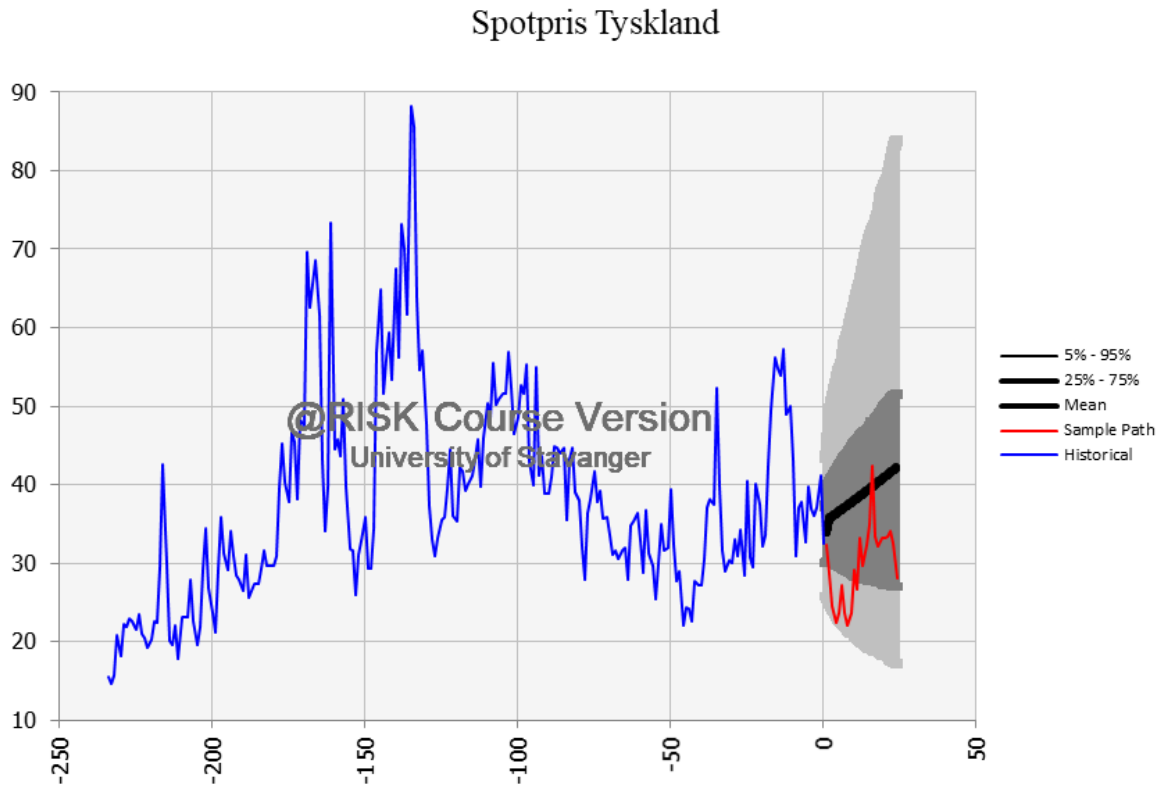
Produksjon, strømpris og FiT						
År	2019	2020	2021	2041	2042	2043
Produksjon (MWh)	1 483 944	1 483 944	1 483 944	1 483 944	1 483 944	1 483 944
Estimert strømpris (Euro/MWh)	37,93	34,80	29,71	86,32	84,35	72,15
FiT kompensasjon (Euro/MWh)	184,00	184,00	184,00	0	0	0

7.9.4 @RISK estimering og simulering strømpriser

For å estimere fremtidige strømpriser i Tyskland til bruk i analysen, benyttes historiske daglige spotpriser fra Nord Pool for årene 2000 til 2019. Disse blir brukt som inndata i @RISK – tillegget der de fremtidige spotprisene blir estimert.

Tidsrekkeanalysefunksjonen til @RISK 7.6 benyttes til estimeringen av fremtidig kapasitetsutnyttelse. Fremgangsmåten er beskrevet i avsnitt 7.6.4. Auto Detect funksjonen må her benyttes for å korrigere for trender og sesongvariasjoner, slik at tidsrekken blir stasjonær.

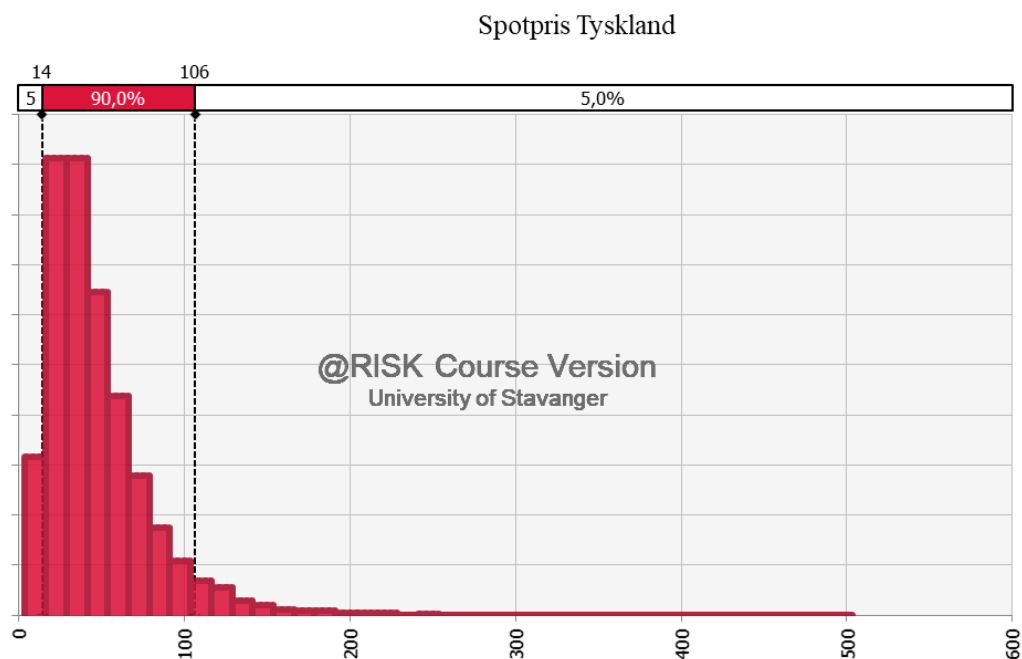
Startpunktet for estimeringen er siste verdi i datasettet. Både AIC og BIC finner at glidende gjennomsnitt er den mest egnede modellen.



Figur 12: Faktisk og simulert spotpris elektrisitet Tyskland

7.9.5 @RISK Simulering av sannsynlighet elektrisitetspriser

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at spot-prisene på elektrisitet i Tyskland vil ligge i intervallet 14 til 106 euro per MWh, som vist under i figur 13.



Figur 13: Simulert sannsynlighet elektrisitetspriser

7.9.6 Operasjonelle kostnader

Arkona har en avstand fra land som fører til at årlige operasjonelle kostnader i denne analysen estimeres til 530 558 euro per vindturbin. For alle 60 havvindmøllene gir dette en operasjonell kostnad på 31 833 480 euro i 2019. Det tas utgangspunkt i rapporten (GL Garrard Hassan, 2013) utarbeidet av Scottish Enterprise og The Crown Estate ved fastsettelse av de operasjonelle kostnadene.

7.9.7 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Utvikling av en havvindpark er i seg selv en kompleks prosess, noe som kan tale for et høyere avkastningskrav. Samtidig foreligger ordningen med Feed in Tariff, som gjør at markedsrisikoen elimineres, og vil tale for et lavere avkastningskrav. I og med at prosjektrisikoen fortsatt er tilstedeværende, må et avkastningskrav på 6% anses som rimelig. Dette er også i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

7.9.8 Terminalverdi

Arkona Windpark har en levetid på 25 år. Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

7.10 Nåverdianalyse

Tabell 29: Nåverdianalyse Arkona Windpark (år 2022 til 2041 skjult) (alle tall i euro)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2018	2019	2020	2021	2042	2043
Inntekt fra strømsalg		56 281 479	51 643 170	44 080 814	125 171 603	107 072 954
Inntekt fra FiT		273 045 696	273 045 696	273 045 696	0	0
Total inntekt		329 327 175	324 688 866	317 126 510	125 171 603	107 072 954
OPEX		31 833 480	32 470 150	33 119 553	50 198 191	51 202 155
Avskrivning 1		30 000 000	30 000 000	30 000 000	0	0
Bokført verdi 1	480 000 000	450 000 000	420 000 000	390 000 000	0	0
Avskrivning 2		24 750 000	24 750 000	24 750 000	0	0
Bokført verdi 2	396 000 000	371 250 000	346 500 000	321 750 000	0	0
Avskrivning 3		18 000 000	18 000 000	18 000 000	0	0
Bokført verdi 3	288 000 000	270 000 000	252 000 000	234 000 000	0	0
Kostnadsført	36 000 000	36 000 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt		188 743 695	219 468 717	211 256 957	74 973 412	55 870 799
Utlignet skatt		56 623 109	65 840 615	63 377 087	22 492 024	16 761 240
Fremførbar skatt		0	0	0	0	0
Skatt		56 623 109	65 840 615	63 377 087	22 492 024	16 761 240
Overskudd etter skatt		132 120 587	153 628 102	147 879 870	52 481 388	39 109 559
Kontantstrøm	-1 200 000 000	240 870 587	226 378 102	220 629 870	52 481 388	39 109 559

Tabell 30: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Arkona Windpark

NPV analyse	
Resultat	
NPV	710 580 774
NPV uten FiT	-1 007 779 187
IRR	4,78 %
Payback	5,37
Diskontert payback	6,70

Analysen av kontantstrømmene generert av Arkona gir en netto nåverdi på 710 580 774 euro.

(i millioner euro)

$$NNV = -1\,200 + \frac{240,9}{1 + 0,06} + \frac{226,4}{(1 + 0,06)^2} + \frac{220,6}{(1 + 0,06)^3} \dots + \frac{52,5}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{39,1}{(1 + 0,06)^{25}} = 710,6$$

Internrenten til prosjektet er 4,78%.

(i millioner euro)

$$IRR: -1\,200 + \frac{240,9}{1 + 0,0478} + \frac{226,4}{(1 + 0,0478)^2} + \frac{220,6}{(1 + 0,0478)^3} \dots + \frac{52,5}{(1 + 0,0478)^{24}} + \frac{39,1}{(1 + 0,0478)^{25}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 4,78 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback har prosjektet en tilbakebetalingstid på 6,70 år.

7.11 Dogger Bank Wind Farm

7.11.1 Generelt

Dogger Bank er et havvindparkprosjekt lokalisert i den britiske delen av Nordsjøen. Den ligger omtrent 130 kilometer øst for kysten av Yorkshire. Havvindparken kan deles inn i tre ulike prosjekter: Dogger Bank A, Dogger Bank B og Dogger Bank C. Driftsstarten for det første prosjektet estimeres til 2023. Totalkapasiteten til alle tre prosjektene vil være på 3,6 GW. Vindturbinene som skal benyttes vil være av typen GE Haliade-X, hver med en kapasitet på 12 MW. Havdybden i Dogger Bank området er 20-35 meter. Prosjektet er et samarbeidsprosjekt mellom SSE Renewables og Equinor, hver med en eierandel på 50% (Equinor, 2019f).

7.11.2 Investeringskostnader

Equinor oppgir på sine hjemmesider at investeringskostnaden vil beløpe seg til 9 000 000 000 britiske pund for alle tre prosjektene. Dette er også tallet som vil bli benyttet som investeringskostnad (CAPEX) i nåverdiberegningen.

7.11.3 Inntekter

Dogger Bank Wind Farm vil generere inntektene gjennom salg av elektrisitet, samt innløsning av Contract for Difference (CfD). Dogger Bank A har fremforhandlet en Contract for Difference på 39,54 britiske pund per MWh, mens Dogger Bank B og C har fremforhandlet en Contract for Difference per MWh på 41,61 britiske pund. Tallene er oppgitt i 2012-priser, og blir indeksert for inflasjon. Contract for Difference gjelder i 15 år, og etter dette gjelder ordinære markedspriser (Equinor, 2019d).

Estimatet på fremtidige markedspriser på elektrisitet er identisk som brukt på både Sheringham Shoal, Dudgeon og Hywind Scotland. Historiske månedlige (wholesale) priser (Ofgem, 2020a) benyttes til å estimere fremtidige elektrisitetspriser ut levetiden på Dogger Bank prosjektet, ved hjelp av tidsrekkeanalysefunksjonen i @RISK 7.6.

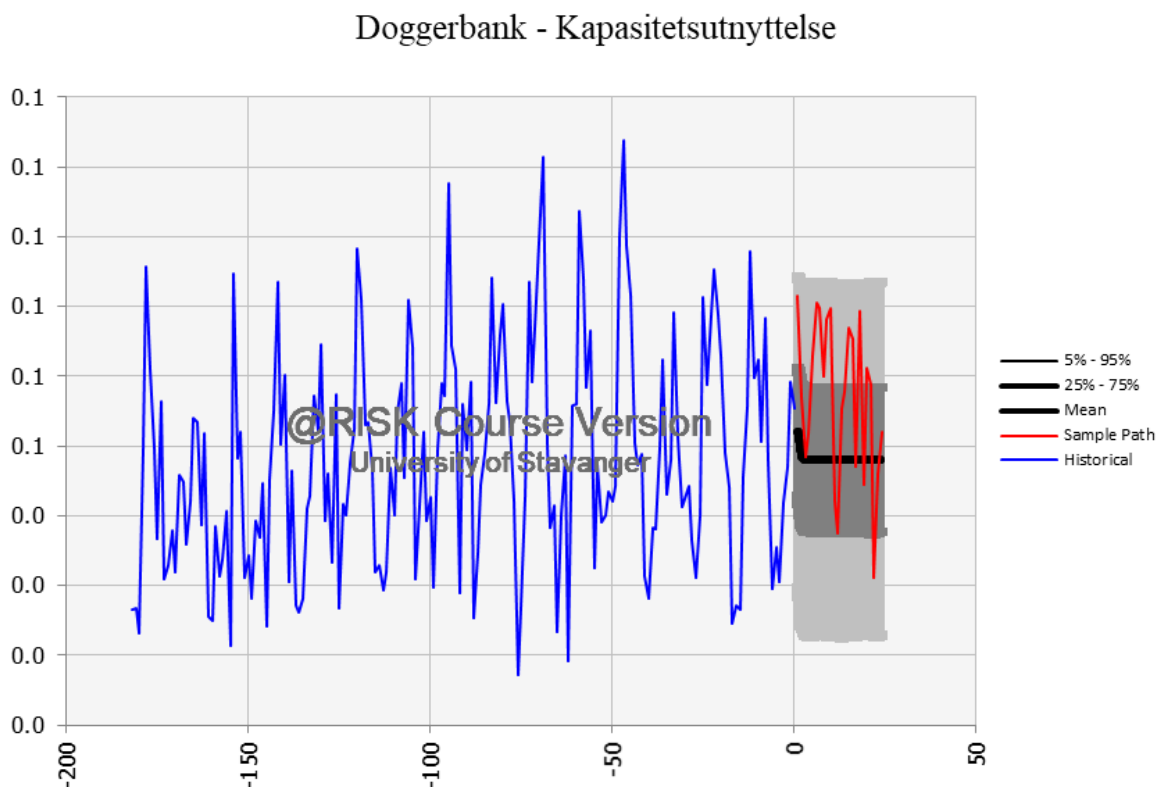
7.11.4 Simulering kapasitetsutnyttelse

Til estimeringen av den fremtidige kapasitetsutnyttelsen til Dogger Bank, benyttes det historiske data for en eldre vindpark som ligger i samme område. Scroby Sands Wind Farm startet strømproduksjonen i 2004, og historiske månedlige data på kapasitetsutnyttelse fra

31.10.2004 til 31.12.2019 benyttes i estimeringen (Renewables-map, 2020). Scroby Sands og Dogger Bank er eksponert for den samme gjennomsnittlige vindhastigheten. Det legges derimot på et tillegg på 55% ved estimeringen av data til Dogger Bank. Dette er basert på Equinors anslag på årlig strømproduksjon på 5 000 000 MW. Dette tilsier en kapasitetsutnyttelse på 48%, vesentlig høyere enn for Scroby Sands. I tillegg benyttes GE Haliade-X, verdens kraftigste vindturbiner.

7.11.5 @RISK estimering og simulering kapasitetsutnyttelse

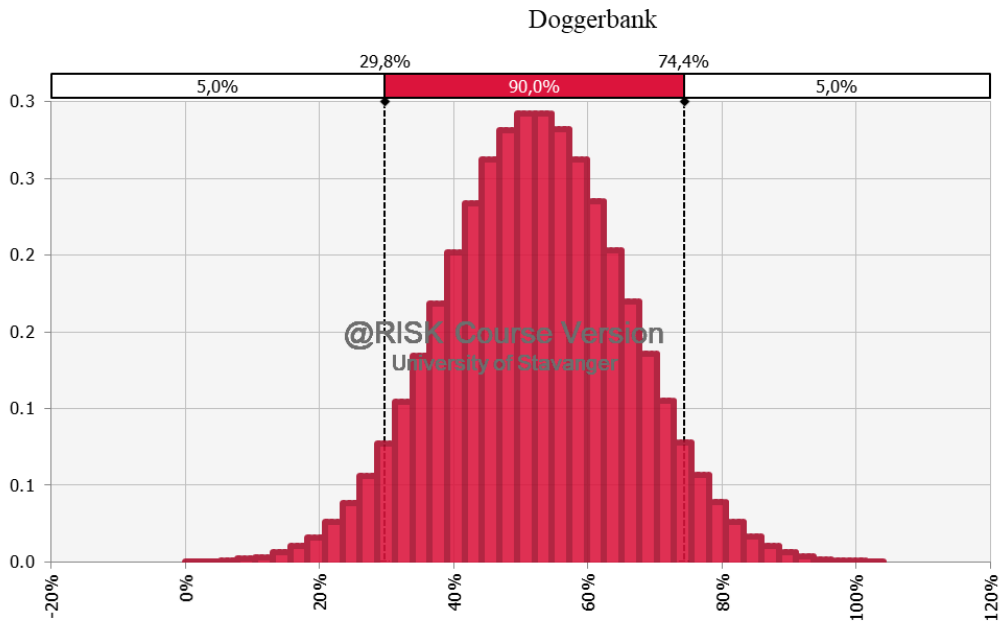
Fremgangsmåten for estimeringen er beskrevet i avsnitt 7.6.4. Det er for dette datasettet ikke nødvendig å korrigere for trend eller sesongvariasjon. Startpunktet er definert som siste verdi i datasettet. Både AIC og BIC viser at glidende gjennomsnitt er den mest egnende modellen for den historiske kapasitetsutnyttelsen.



Figur 14: Faktisk og estimert kapasitetsutnyttelse Dogger Bank

7.11.6 @RISK Simulering av sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at kapasitetsutnyttelsen for Dogger Bank vil ligge i intervallet 29,8 til 74,4 prosent over levetiden.



Figur 15: Dogger Bank simulering sannsynlighet kapasitetsutnyttelse

7.11.7 Operasjonelle kostnader

Dogger Bank er lokalisert om lag 130 kilometer fra land. Den relativt store avstanden vil påvirke de operasjonelle kostnadene. Rapporten fra Scottish Enterprise og The Crown Estate oppgir for en tenkt havvindpark basert på avstanden fra land tilsvarende Dogger Bank en OPEX per vindturbin til 560 000 britiske pund i reelle 2013 priser (GL Garrard Hassan, 2013). For Doggerbank A, med estimert driftsstart i 2023, vil da operasjonell kostnad justert for inflasjon per vindturbin beløpe seg til 682 637 britiske pund. Estimater benyttes også for Doggerbank B og C.

7.11.8 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Utvikling av en havvindpark er i seg selv en kompleks prosess, noe som kan tale for et høyere avkastningskrav. Samtidig foreligger ordningen med Contracts for Difference, som gjør at markedsrisikoen elimineres, og vil tale for

et lavere avkastningskrav. I og med at projektrisikoen fortsatt er tilstedeværende, må et avkastningskrav på 6% anses som rimelig. Dette er også i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

7.11.9 Terminalverdi

Dogger Bank prosjektene har en levetid på 25 år. Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

7.12 Dogger Bank A

Tabell 31: Informasjon Dogger Bank A

Dogger Bank A	
Antall vindmøller	100
Turbin effekt	12 MW
Installert effekt	1200 MW
Total kapasitet per år	10 512 000 MWh
Første investeringsår	2022
Produksjonsstart	2023
Prosjekt levetid	25 År
Siste produksjonsår	2047
Investert beløp	3 000 000 000 GBP
CfD pris (2012)	39,65 GBP
Antall CfD	N/A
År med CfD	15 År
OPEX per turbin årlig	682 637 GBP
Inflasjon	2,0 %
Skatteprosent	19 %
Avkastningskrav	6 %

7.12.1 Investeringskostnader

Tabell 32: Investeringskostnad Dogger Bank A (alle tall i GBP)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2022
Vindturbin	40 %	1 200 000 000
Tårn og Fundament	33 %	990 000 000
Transformator og kabler	24 %	720 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	90 000 000
Sum		3 000 000 000

7.12.2 Inntekter

Tabell 33: Produksjon, strømpris og CfD (år 2026 til 2044 skjult)

Produksjon, strømpris og CfD						
År	2023	2024	2025	2045	2046	2047
Produksjon (MWh)	3 972 771	4 053 554	5 675 165	5 727 930	5 777 991	4 117 550
Estimert strømpris (GBP/MWh)	52,03	53,09	62,55	51,52	47,74	46,88
CfD kompensasjon (GBP/MWh)	-2,73	-2,80	-11,26	0,00	0,00	0,00

7.12.3 Nåverdianalyse

Tabell 34: Nåverdianalyse Dogger Bank A (år 2026 til 2045 skjult) (alle tall i GBP)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2022	2023	2024	2025	2046	2047
Inntekt fra strømsalg		206 703 287	215 203 169	354 981 542	275 841 301	193 030 763
Inntekt fra CfD		-10 846 494	-11 367 028	-63 893 824	0	0
Total inntekt		195 856 793	203 836 142	291 087 719	275 841 301	193 030 763
OPEX		68 263 700	69 628 974	71 021 553	107 644 978	109 797 878
Avskrivning 1		216 000 000	177 120 000	145 238 400	2 249 947	1 844 957
Bokført verdi 1	1 200 000 000	984 000 000	806 880 000	661 641 600	10 249 760	8 404 803
Avskrivning 2		178 200 000	146 124 000	119 821 680	1 856 207	1 522 089
Bokført verdi 2	990 000 000	811 800 000	665 676 000	545 854 320	8 456 052	6 933 963
Avskrivning 3		129 600 000	106 272 000	87 143 040	1 349 968	1 106 974
Bokført verdi 3	720 000 000	590 400 000	484 128 000	396 984 960	6 149 856	5 042 882
Kostnadsført	90 000 000	90 000 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt		-486 206 907	-295 308 832	-132 136 955	162 740 201	78 758 865
Utlignet skatt		-92 379 312	-56 108 678	-25 106 021	30 920 638	14 964 184
Fremførbar skatt		92 379 312	148 487 991	173 594 012	0	0
Skatt		0	0	0	30 920 638	14 964 184
Overskudd etter skatt		-486 206 907	-295 308 832	-132 136 955	131 819 563	63 794 680
Kontantstrøm	-3 000 000 000	127 593 093	134 207 168	220 066 165	137 275 685	68 268 701

Tabell 35: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dogger Bank A

NPV analyse	
Resultat	
NPV	-685 584 635
NPV uten CfD	-942 439 076
IRR	3,30 %
Payback	15,07
Diskontert payback	0,00

Analysen av kontantstrømmene generert av Dogger Bank A gir en negativ netto nåverdi på -685 584 635 britiske pund.

(i millioner GBP)

$$NNV = -3\,000 + \frac{127,6}{1 + 0,06} + \frac{134,2}{(1 + 0,06)^2} + \frac{220,1}{(1 + 0,06)^3} + \frac{137,3}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{68,3}{(1 + 0,06)^{25}} = -685,6$$

Internrenten til prosjektet er 3,30%.

(i millioner GBP)

$$IRR: -3\,000 + \frac{127,6}{1 + 0,033} + \frac{134,2}{1 + 0,033^2} + \frac{220,1}{(1 + 0,033)^3} + \frac{137,3}{(1 + 0,033)^{24}} + \frac{68,3}{(1 + 0,033)^{25}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 15,07 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback overstiger tilbakebetalingstiden prosjektets levetid.

7.13 Dogger Bank B

Tabell 36: Informasjon Dogger Bank B

Dogger Bank B		
Antall vindmøller	100	
Turbin effekt	12 MW	
Installert effekt	1200 MW	
Total kapasitet per år	10 512 000 MWh	
Første investeringsår	2023	
Produksjonsstart	2024	
Prosjekt levetid	25 År	
Siste produksjonsår	2048	
Investert beløp	3 000 000 000 GBP	
CfD pris (2012)	41,611 GBP	
Antall CfD	N/A	
År med CfD	15 År	
OPEX per turbin årlig	696 290 GBP	
Inflasjon	2,0 %	
Skatteprosent	19 %	
Avkastningskrav	6 %	

7.13.1 Investeringskostnader

Tabell 37: Investeringskostnad Dogger Bank B (alle tall i GBP)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2023
Vindturbin	40 %	1 200 000 000
Tårn og Fundament	33 %	990 000 000
Transformator og kabler	24 %	720 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	90 000 000
Sum		3 000 000 000

7.13.2 Inntekter

Tabell 38: Produksjon, strømpris og CfD (år 2027 til 2045 skjult)

Produksjon, strømpris og CfD						
År	2024	2025	2026	2046	2047	2048
Produksjon (MWh)	3 972 771	4 053 554	5 675 165	5 727 930	5 777 991	4 117 550
Estimert strømpris (GBP/MWh)	53,09	62,55	57,48	47,74	46,88	48,43
CfD kompensasjon (GBP/MWh)	-0,32	-8,72	-2,58	0,00	0,00	0,00

7.13.3 Nåverdianalyse

Tabell 39: Nåverdianalyse Dogger Bank B (år 2027 til 2046 skjult) (alle tall i GBP)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2023	2024	2025	2026	2047	2048
Inntekt fra strømsalg	210 914 425	253 549 788	326 208 458	270 872 229	199 412 966	
Inntekt fra CfD	-1 260 126	-35 354 020	-14 614 509	0	0	
Total inntekt	209 654 299	218 195 768	311 593 949	270 872 229	199 412 966	
OPEX	69 629 000	71 021 580	72 442 012	109 797 919	111 993 877	
Avskrivning 1	216 000 000	177 120 000	145 238 400	2 249 947	1 844 957	
Bokført verdi 1	1 200 000 000	984 000 000	806 880 000	661 641 600	10 249 760	8 404 803
Avskrivning 2	178 200 000	146 124 000	119 821 680	1 856 207	1 522 089	
Bokført verdi 2	990 000 000	811 800 000	665 676 000	545 854 320	8 456 052	6 933 963
Avskrivning 3	129 600 000	106 272 000	87 143 040	1 349 968	1 106 974	
Bokført verdi 3	720 000 000	590 400 000	484 128 000	396 984 960	6 149 856	5 042 882
Kostnadsført	90 000 000	90 000 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt	-473 774 701	-282 341 812	-113 051 182	155 618 188	82 945 068	
Utlignet skatt	-90 017 193	-53 644 944	-21 479 725	29 567 456	15 759 563	
Fremførbar skatt	90 017 193	143 662 137	165 141 862	0	0	
Skatt	0	0	0	29 567 456	15 759 563	
Overskudd etter skatt	-473 774 701	-282 341 812	-113 051 182	126 050 732	67 185 505	
Kontantstrøm	-3 000 000 000	140 025 299	147 174 188	239 151 938	131 506 854	71 659 526

Tabell 40: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dogger Bank B

NPV analyse	
Resultat	
NPV	-532 962 450
NPV uten CfD	-980 505 944
IRR	3,89 %
Payback	13,66
Diskontert payback	0,00

Analysen av kontantstrømmene generert av Dogger Bank B gir en negativ netto nåverdi på -532 962 450 britiske pund.

(i millioner GBP)

$$NNV = -3\,000 + \frac{140}{1 + 0,06} + \frac{147,2}{(1 + 0,06)^2} + \frac{239,2}{(1 + 0,06)^3} + \frac{131,5}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{71,7}{(1 + 0,06)^{25}} = -533$$

Internrenten til prosjektet er 3,89%.

(i millioner GBP)

$$IRR: -3\,000 + \frac{140}{1 + 0,0389} + \frac{147,2}{(1 + 0,0389)^2} + \frac{239,2}{(1 + 0,0389)^3} + \frac{131,5}{(1 + 0,0389)^{24}} + \frac{71,7}{(1 + 0,0389)^{25}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 13,66 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback overstiger tilbakebetalingstiden prosjektets levetid.

7.14 Dogger Bank C

Tabell 41: Informasjon Dogger Bank C

Dogger Bank C		
Antall vindmøller	100	
Turbin effekt	12 MW	
Installert effekt	1200 MW	
Total kapasitet per år	10 512 000 MWh	
Første investeringsår	2024	
Produksjonsstart	2025	
Prosjekt levetid	25 År	
Siste produksjonsår	2049	
Investert beløp	3 000 000 000 GBP	
CfD pris (2012)	41,611 GBP	
Antall CfD	N/A	
År med CfD	15 År	
OPEX per turbin årlig	710 215 GBP	
Inflasjon	2,0 %	
Skatteprosent	19 %	
Avkastningskrav	6 %	

7.14.1 Investeringskostnader

Tabell 42: Investeringskostnad Dogger Bank C (alle tall i GBP)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2024
Vindturbin	40 %	1 200 000 000
Tårn og Fundament	33 %	990 000 000
Transformator og kabler	24 %	720 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	90 000 000
Sum		-3 000 000 000

7.14.2 Inntekter

Tabell 43: Produksjon, strømpris og CfD (år 2028 til 2046 skjult)

Produksjon, strømpris og CFD						
År	2025	2026	2027	2047	2048	2049
Produksjon (MWh)	3 972 771	4 053 554	5 675 165	5 727 930	5 777 991	4 117 550
Estimert strømpris (GBP/MWh)	62,55	51,52	47,74	46,88	48,43	51,54
CfD kompensasjon (GBP/MWh)	-8,72	-2,58	9,14	0,00	0,00	0,00

7.14.3 Nåverdianalyse

Tabell 44: Nåverdianalyse Dogger Bank C (år 2028 til 2047 skjult) (alle tall i GBP)

NPV analyse - Kontantstrøm						
År	2024	2025	2026	2027	2048	2049
Inntekt fra strømsalg	248 496 841	232 998 270	265 938 211	279 828 115	212 218 548	
Inntekt fra CfD	-34 649 456	-10 438 587	51 887 618	0	0	
Total inntekt	213 847 385	222 559 683	317 825 828	279 828 115	212 218 548	
OPEX	71 021 500	72 441 930	73 890 769	111 993 751	114 233 626	
Avskrivning 1	216 000 000	177 120 000	145 238 400	2 249 947	1 844 957	
Bokført verdi 1	1 200 000 000	984 000 000	806 880 000	661 641 600	10 249 760	8 404 803
Avskrivning 2	178 200 000	146 124 000	119 821 680	1 856 207	1 522 089	
Bokført verdi 2	990 000 000	811 800 000	665 676 000	545 854 320	8 456 052	6 933 963
Avskrivning 3	129 600 000	106 272 000	87 143 040	1 349 968	1 106 974	
Bokført verdi 3	720 000 000	590 400 000	484 128 000	396 984 960	6 149 856	5 042 882
Kostnadsført	90 000 000	90 000 000	0	0	0	0
Overskudd før skatt	-470 974 115	-279 398 247	-108 268 060	162 378 242	93 510 901	
Utlignet skatt	-89 485 082	-53 085 667	-20 570 931	30 851 866	17 767 071	
Fremførbar skatt	89 485 082	142 570 749	163 141 680	0	0	
Skatt	0	0	0	30 851 866	17 767 071	
Overskudd etter skatt	-470 974 115	-279 398 247	-108 268 060	131 526 376	75 743 830	
Kontantstrøm	-3 000 000 000	142 825 885	150 117 753	243 935 060	136 982 498	80 217 850

Tabell 45: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Dogger Bank C

NPV analyse	
Resultat	
NPV	-497 732 209
NPV uten CfD	-1 022 537 585
IRR	4,03 %
Payback	13,38
Diskontert payback	0,00

Analysen av kontantstrømmene generert av Dogger Bank C gir en negativ netto nåverdi på -497 732 209 britiske pund.

(i millioner GBP)

$$NNV = -3\,000 + \frac{142,9}{1 + 0,06} + \frac{150,1}{(1 + 0,06)^2} + \frac{243,9}{(1 + 0,06)^3} + \frac{137}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{80,2}{(1 + 0,06)^{25}} = -497,7$$

Internrenten til prosjektet er 4,03%.

(i millioner GBP)

$$IRR: -3\,000 + \frac{142,9}{1 + 0,0403} + \frac{150,1}{(1 + 0,0403)^2} + \frac{243,9}{(1 + 0,0403)^3} + \frac{137}{(1 + 0,0403)^{24}} + \frac{80,2}{(1 + 0,0403)^{25}} = 0$$

Havvindparken gir en tilbakebetalingstid på 13,38 år ved bruk av payback-metoden. Ved bruk av diskontert payback-metoden overstiger tilbakebetalingstiden prosjektets levetid.

7.15 Forutsetninger for Dogger Bank prosjektenes lønnsomhet

Som vist i nåverdianalysene, vil alle tre Doggerbank-prosjektene generere en negativ nåverdi. Ifølge teorien bør alle prosjekter med positiv nåverdi gjennomføres, mens prosjekter med negativ nåverdi bør avvises. Som nevnt i avsnitt 2.10.9 forventes det at både drifts og vedlikeholdskostnadene knyttet til havvindparkene vil reduseres i fremtiden. En reduksjon på opp til 40% anses av bransjen som å være realistisk. Nivået på investeringskostnader reduseres også, og det forventes ytterligere reduksjoner i fremtiden (Chamberlain, 2017). Dette grunnet forbedret teknologi, høyere effektivitet og tilegnelse av erfaring. Eksempelvis ble konstruksjonen av havvindparken Dudgeon, 17% lavere enn først budsjettert som beskrevet i årsrapporten fra 2017 (Dudgeon Offshore Wind Ltd, 2012-2018). Det kan basert på dette dermed forventes at investerings- og de operasjonelle kostnadene vil ligge på et lavere nivå enn det som antas i basisscenarioene. Muligheten for at prosjektene likevel vil fremstå som lønnsomme der da fortsatt til stede. Doggerbank B og C har blitt tildelt en høyere CfD enn Doggerbank A, slik at det kreves en større kostnadsreduksjon for Doggerbank A, enn for de to andre prosjektene for å generere lønnsomhet.

7.16 Verdssettelse av Equinors havvindportefølje

Equinors havvindportefølje for prosjekter som er i drift, og hvor investeringsbeslutninger er tatt har en estimert samlet negativ nåverdi på NOK -2 546 881 346 som vist i tabell 46. Verdien i NOK er basert på valutakurser for GBP og Euro fra 26.05.2020. Sett bort fra Dogger Bank A, B og C prosjektene så vil porteføljen av havvindprosjektene vise til en positiv nåverdi tilsvarende NOK 7 973 910 726.

Tabell 46: Equinor porteføljeværdi havvindparker

Equinor havvindparker						
Navn	Nåverdi prosjekt		Kurs NOK	Andel	Verdi NOK	
Sheringham Shoal Offshore Wind Farm	201 590 489	GBP	12,26	40%	988 599 758	
Dudgeon Offshore Wind Farm	870 529 027	GBP	12,26	35%	3 735 440 055	
Hywind Scotland Pilot Park	143 046 738	GBP	12,26	75%	1 315 314 756	
Dogger Bank A	-685 584 635	GBP	12,26	50%	-4 202 633 813	
Dogger Bank B	-532 962 450	GBP	12,26	50%	-3 267 059 819	
Dogger Bank C	-497 732 209	GBP	12,26	50%	-3 051 098 441	
Arkona Windpark	710 580 774	Euro	10,89	25%	1 934 556 157	
Sum porteføljeværdi		NOK			-2 546 881 346	

Investerings- og operasjonelle kostnader er omtalt i avsnitt 2.10.8 og 2.10.9, og det fremgår at investeringsbeslutningen sannsynligvis er basert på forventede kostnadsreduksjoner i CAPEX og OPEX når prosjektets utbyggingsfase starter, og når havvindparken er satt i drift. Kostnadsnivået i nåverdianalysen benyttet for Dogger Bank prosjektet er basert på historiske verdier fra rapporten fra Scottish Enterprise og The Crown Estate (GL Garrard Hassan, 2013).

8 Mulige havvind prosjekter i Norge

8.1 Generelt

Denne delen av oppgaven omhandler utvikling av mulige havvindparker i Norge. I 2019 ble det foreslått to områder for bygging av havvind. Det ble også bedt om innspill for utbygging av et tredje område. Områdene ble utredet på bakgrunn av miljømessige, tekniske og politiske hensyn. Havvindparker i disse tre områdene er utgangspunktet i oppgaven, og lønnsomheten til disse havvindparkene vil bli estimert og vurdert ved bruk av nåverdimetoden. Lønnsomheten blir vurdert med gjeldende skatteregler, subsidieordninger i form av elsertifikater, og historiske spotpriser som utgangspunkt for strømprisene i fremtiden. Det vil også gjøres lønnsomhetsanalyser basert på scenarier der alternative subsidieordninger eksempelvis brukes som inndata, for å få en forståelse av påvirkningen på lønnsomheten. At prosjektene fremstår som lønnsomme, er en forutsetning for investeringsvilligheten til slike prosjekter. De tre områdene er: Sandskallen - Sørøya Nord, Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Myndighetene har tatt mange hensyn ved valget av lokasjonene, både tekniske forhold, miljø- og arealbruksinteresser. Bunnforhold, kraftoverføring og vindforhold er svært viktig for valget, samt friluftsliv og reiselivsinteressene.

8.2 Støtteordninger for havvindkraft

Lønnsomhetsanalysene av Equinors havvindparker i utlandet, samt vurderingene av mulige norske prosjekter, viser at havvindparker er avhengig av subsidier for å bli lønnsomme. Sheringham Shoal, Dudgeon, Arkona og Hywind Scotland fremstår som lønnsomme, men det er på grunn av subsidieordningene som disse prosjektene er tildelt. Subsidiene er knyttet til inntektssiden, og disse kan utgjøre så mye som 70 til 80 prosent av omsetningen per år. Tas disse bort, vil også disse havvindparkene generere negativ nåverdi.

For de norske prosjektene antas det først at ordningen med elsertifikater gjelder 15 år inn i fremtiden. Nivået på disse er vesentlig lavere enn subsidiene som Equinors havvindparker i Storbritannia har blitt tildelt. Ordningen med elsertifikater vil også være mindre aktuell for fremtidige havvind-prosjekter lenger frem i tid, da den skal fases ut. I Norge må kraftprodusenten starte driften innen utløpet av 2021 for å kunne få elsertifikat (Olje- og energidepartementet, 2014).

Ønsker myndighetene at det skal investeres i havvind i Norge, er man nødt til å innføre en mer effektiv form for subsidieordning. Den politiske interessen for havvind, og omskiftningen til det grønne skiftet står sentralt, selv om Norge er selvforsynt fra andre mindre kostnadskrevende energikilder. En mulig fremtidig subsidieordning i Norge er differansekontrakter. Dette er tilsvarende den Contract for Difference-ordningen som Dudgeon Offshore Wind Farm og Dogger Bank prosjektene er tildelt. Dette er et auksjonsbasert rammeverk der aktørene byr på subsidievilkårene til prosjektene. Den aktøren som vinner auksjonen, får retten til å produsere elektrisitet i det bestemte området. Minste bud vinner, som er den aktør som påtar seg å levere elektrisitet til den laveste statsstøtten. Denne type subsidieordning er også ønsket av Equinor selv (Seglem, 2019). I Tyskland har også innmatingstariffen som subsidieordning blitt erstattet med auksjonsbasert rammeverk (Hampel, 2015).

Det vil videre i oppgaven bli beregnet hvilket nivå differansekontraktene bør ligge på i Norge, for at prosjektene Sandskallen, Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord sin nåverdi skal gå i null.

8.3 Skatt

Skatteloven § 14-51 benyttes i analysen, dette er en spesialregel som sier at alle driftsmidler i et vindkraftverk avskrives lineært med like store beløp over fem år. Regelen skal fremme investering i vindkraft, da det gis et stort skattefradrag de første driftsårene. Skattesatsen settes til 22 prosent som er selskapsskatten i Norge for året 2020.

8.4 Generelle forutsetninger

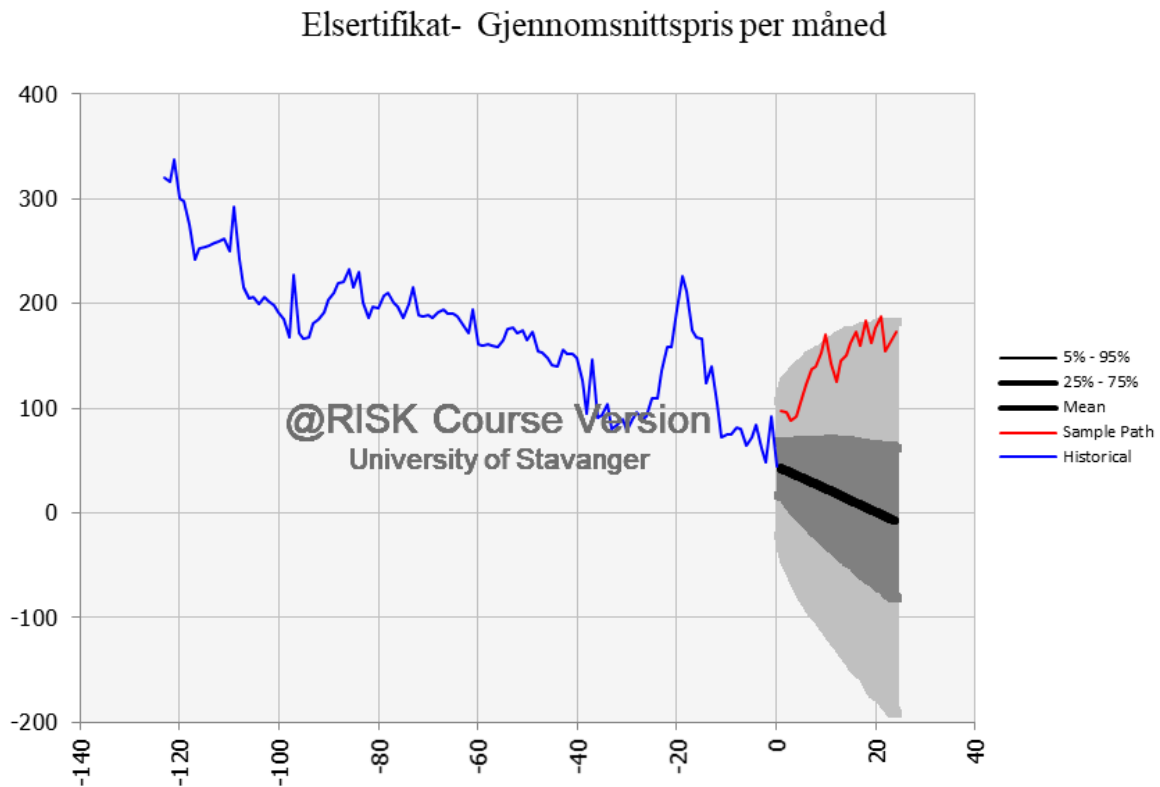
Levetiden til alle tre prosjektene settes til 25 år, i henhold til norske regler om konsesjon. Det antas at produksjon starter i 2021, og første investeringsår er 2020.

Historiske månedlige priser på elsertifikat/grønne sertifikat er hentet fra Statnett fra tidsperioden 2010 til 2019 (Statnett, 2020). Disse benyttes til å simulere de fremtidige prisene på elsertifikat, som vil bli benyttet i analysen. @RISK 7.6 benyttes til dette.

8.4.1 @RISK estimering og simulering elsertifikat

Fremgangsmåten er beskrevet i avsnitt 7.6.4. Auto Detect funksjonen må her benyttes for å korrigere for trender og sesongvariasjoner, slik at tidsrekken blir stasjonær. Startpunktet for

estimeringen er siste verdi i datasettet. Både AIC og BIC finner at glidende gjennomsnitt er den mest egnede modellen.

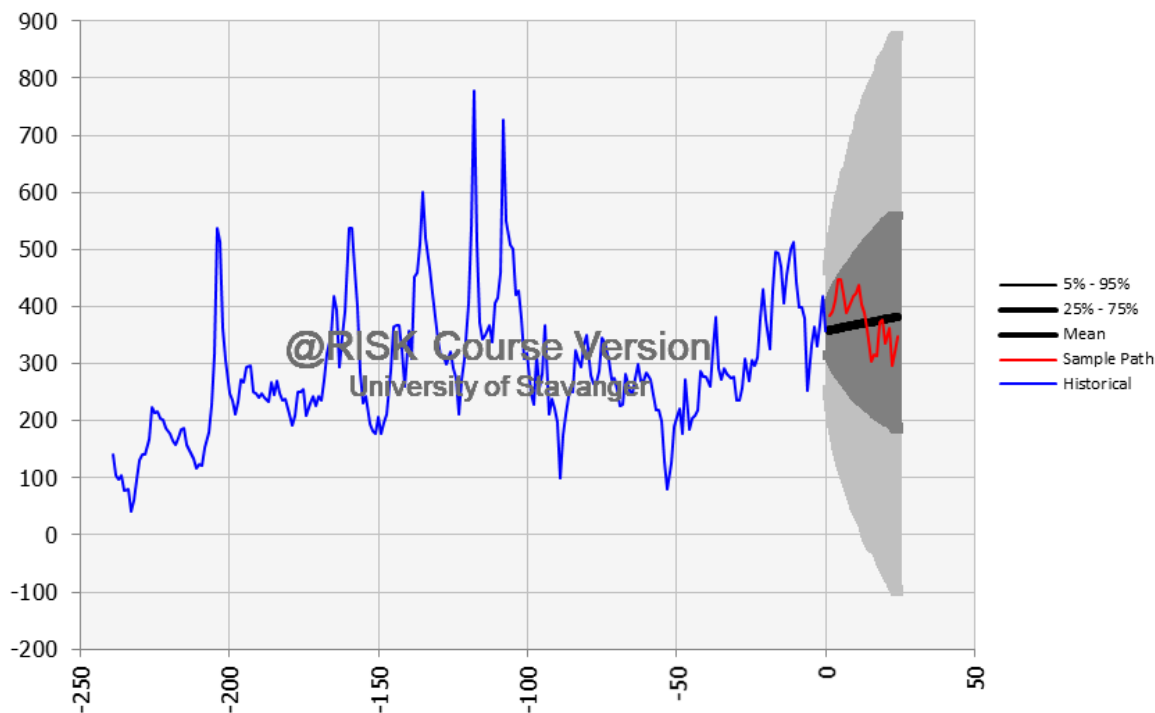


Figur 16: Virkelig og estimert elsertifikat - gjennomsnittspris per måned

8.4.2 @RISK estimering og simulering elektrisitetspriser

Spotpriser på elektrisitet i Norge (månedlige) fra 2000 til 2019 er hentet fra Nord Pool sin database over historiske elspotpriser (Nord Pool, 2020). @RISK 7.6 benyttes til å simulere de fremtidige prisene på elektrisitet i Norge. Fremgangsmåten er tilsvarende beregningen av de tyske spotprisene som vist i avsnitt 8.9.4.

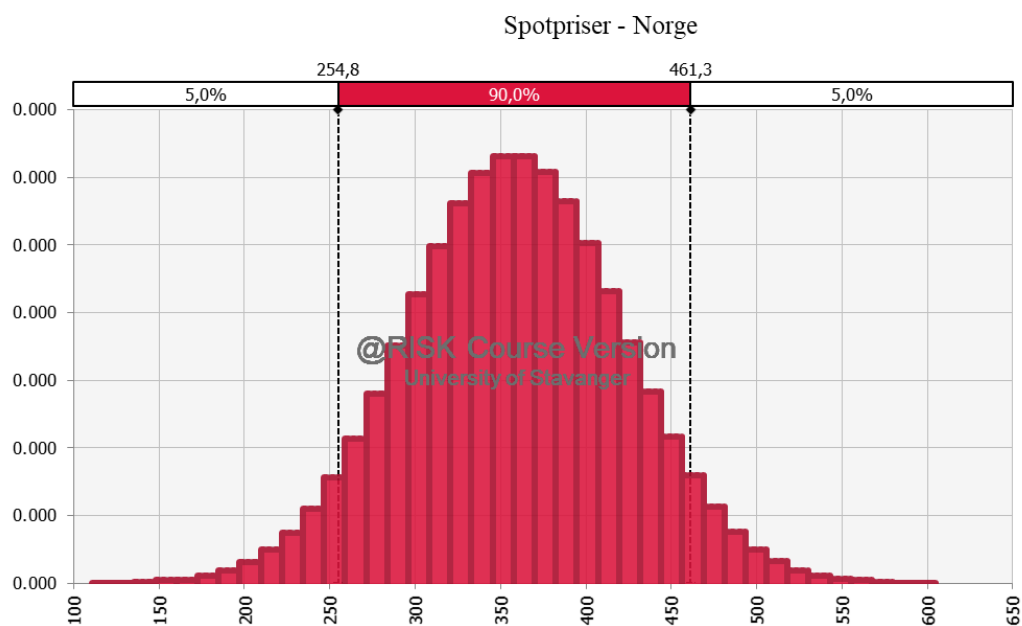
Spotpriser - Norge



Figur 17: Faktiske og estimerte spotpriser på elektrisitet

8.4.3 @RISK Simulering av sannsynlighet elektrisitetspriser

I Monte Carlo-simuleringen med 10 000 iterasjoner fremgår det at det er 90% sannsynlighet for at spot-prisene på elektrisitet i Norge vil ligge i intervallet NOK 254,8 til 461,3 per MWh.



Figur 18: Sannsynlighet for estimerte spotpriser

8.5 Sandskallen - Sørøya Nord

Området Sandskallen-Sørøya Nord ligger i Vest-Finnmark. Det forventes en stor økning i forbruk av elektrisitet i området, blant annet fra økning av aktivitet i gruvedriften (Jakobsen m.fl., 2019). Det vil da være gunstig med en økning av elektrisitetsproduksjon i området. Havdybden i området ligger på 23 til 70 meter, og arealet for området er på 260 kvadratkilometer. Avstanden til kysten er 14 kilometer.

Tabell 47: Informasjon Sandskallen - Sørøya Nord

Sandskallen - Sørøya Nord	
Antall vindmøller	25
Turbin effekt	8,0 MW
Installert effekt	200 MW
Total kapasitet per år	1 752 000 MWh
Første investeringsår	2020
Produksjonsstart	2021
Prosjekt levetid	25 År
Siste produksjonsår	2045
CAPEX per MW	35 000 000
Investert beløp	7 000 000 000 NOK
Antall elsertifikat per MWh	1
År med elsertifikat	15 År
OPEX per turbin årlig	2 802 327 NOK
Avskrivning	5 År
Inflasjon	2 %
Skatteprosent	22 %
Avkastningskrav	6 %

8.5.1 Forutsetninger i analysen

I "Forslag til nasjonal ramme for vindkraft" (Jakobsen m.fl., 2019) fremgår det at den mulige kapasiteten til denne havvindparken vil ligge i intervallet 100 - 300 MW. Utgangspunktet i basisscenarioet vil være en kapasitet på 200 MW. Videre oppgis det at antatte fullproduksjonstimer i løpet av et år vil bli 3 300. Dette gir en årlig kapasitetsutnyttelse på omtrent 38%. Av alle tre områdene, har Sandskallen den laveste gjennomsnittlige vindhastighet på 8,8 m/s.

8.5.2 Investeringskostnader

Flesteparten av vindturbinene som ble installert i Europa i 2019, hadde en effekt på mellom 6 og 9,5 MW per turbin (Ramírez m.fl., 2019). I analysen vil det bli brukt vindturbiner med kapasitet på 8 MW hver. Det kreves da 25 vindturbiner for at totalkapasiteten på 200 MW skal nås.

I "Forslag til nasjonal ramme for vindkraft" (Jakobsen m.fl., 2019) oppgis investeringskostnadene til å ligge i intervallet 16 til 66 MNOK per MW installert. For de gjennomgåtte havvindprosjektene tidligere i oppgaven, ligger kostnaden i intervallet 27 til 45 MNOK per MW. For Sandskallen settes investeringskostnaden til 35 MNOK per MW. Dette hensyntatt både turbinstørrelse og bunnforhold. I det aktuelle området er havdybden på et slikt nivå at det ikke er egnet med monopæl som fundament. I stedet må det benyttes jacket /stålgitterstruktur. Dette fører til en investeringskostnad som er ca. 10% høyere enn om monopæler skulle bli brukt (Damiani, Dykes, & Scott, 2016). Dette gir en investeringskostnad på 7 000 000 000 NOK.

Tabell 48: Investeringskostnad Sandskallen - Sørøya Nord (alle tall i NOK)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2020
Vindturbin	40 %	2 800 000 000
Tårn og Fundament	33 %	3 210 000 000
Transformator og kabler	24 %	1 680 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	210 000 000
Sum		7 000 000 000

8.5.3 Inntekter

Tabell 49: Produksjon, strømpris og elsertifikat (år 2024 til 2042 skjult)

Produksjon, strømpris og elsertifikat						
År	2021	2022	2023	2043	2044	2045
Produksjon (MWh)	660 000	660 000	660 000	660 000	660 000	660 000
Estimert strømpris (NOK/MWh)	228,50	403,61	325,98	500,07	426,28	424,80
Elsertifikat (NOK/MWh)	86,10	66,26	95,42	0,00	0,00	0,00

8.5.4 Operasjonelle kostnader

Sandskallen ligger omtrent 14 kilometer fra land, som vil ha en positiv innvirkning på de operasjonelle kostnadene. I likhet med de foregående prosjektene, vil også rapporten til

Scotland Enterprise og The Crown Estate benyttes som grunnlag for de operasjonelle kostnadene (GL Garrard Hassan, 2013). Første driftsår settes til 2021, og OPEX per vindturbin er 2 802 327 NOK.

8.5.5 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Dette er i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

8.5.6 Terminalverdi

Sandskallen - Sørøya Nord gis en levetid på 25 år. Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

8.5.7 Nåverdianalyse

Tabell 50: Nåverdianalyse Sandskallen (år 2023 til 2043 skjult) (alle tall i NOK)

NPV analyse - Kontantstrøm					
År	2020	2021	2022	2044	2045
Inntekt fra strømsalg		150 808 689	266 384 846	281 343 009	280 368 507
Inntekt fra elsertifikat		56 827 442	43 729 101	0	0
Total inntekt		207 636 131	310 113 947	281 343 009	280 368 507
OPEX		70 058 175	71 459 339	110 474 685	112 684 178
Avskrivning 1		560 000 000	560 000 000	0	0
Bokført verdi 1	2 800 000 000	2 240 000 000	1 680 000 000	0	0
Avskrivning 2		462 000 000	462 000 000	0	0
Bokført verdi 2	2 310 000 000	1 848 000 000	1 386 000 000	0	0
Avskrivning 3		336 000 000	336 000 000	0	0
Bokført verdi 3	1 680 000 000	1 344 000 000	1 008 000 000	0	0
Kostnadsført	210 000 000	210 000 000	0	0	0
Overskudd før skatt		-1 430 422 044	-1 119 345 392	170 868 324	167 684 329
Utlignet skatt		-314 692 850	-246 255 986	37 591 031	36 890 552
Fremførbar skatt		314 692 850	560 948 836	440 154 273	403 263 720
Skatt		0	0	0	0
Overskudd etter skatt		-1 430 422 044	-1 119 345 392	170 868 324	167 684 329
Kontantstrøm	-7 000 000 000	137 577 956	238 654 608	170 868 324	167 684 329

Tabell 51: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Sandskallen

NPV analyse	
Resultat	
NPV	-4 279 789 134
NPV uten elsertifikat	-4 906 675 885
IRR	-2,31 %
Payback	0,00
Diskontert payback	0,00

Analysen viser en negativ netto nåverdi på -4 279 789 134 NOK.

(i millioner NOK)

$$NNV = -7\,000 + \frac{137,6}{1 + 0,06} + \frac{238,7}{(1 + 0,06)^2} + \frac{205,2}{(1 + 0,06)^3} + \frac{170,9}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{167,7}{(1 + 0,06)^{25}} = -4\,279,8$$

Internrenten til prosjektet er -2,31%.

(i millioner NOK)

$$IRR: -7\,000 + \frac{137,6}{1 + (-0,0231)} + \frac{238,7}{(1 + (-0,0231))^2} + \frac{205,2}{(1 + (-0,0231))^3} + \frac{167,7}{(1 + (-0,0231))^{25}} = 0$$

Ved bruk av payback og diskontert payback overstiger tilbakebetalingstiden prosjektets levetid.

8.5.8 Forutsetninger for prosjektets lønnsomhet

Tabell 52: Produksjon, strømpris og differansekontrakt (år 2024 til 2042 skjult)

Produksjon, strømpris og differansekontrakt						
År	2021	2022	2023	2043	2044	2045
Produksjon (MWh)	660 000	660 000	660 000	660 000	660 000	660 000
Estimert strømpris (NOK/MWh)	228,50	403,61	325,98	500,07	426,28	424,80
Differansekontrakt (NOK/MWh)	626,87	468,86	563,95	822,31	922,55	951,00

Break-even punktet for en eventuell differansekontrakt for Sandskallen prosjektet vil måtte være på nivået NOK 838,59 (i 2020 priser) for hver MWh produsert for at prosjektets nåverdi skal bli NOK 0.

8.6 Sørilige Nordsjø II

Området Sørilige Nordsjø II ligger i Nordsjøen, nær grensen til dansk farvann. Her finnes et større sammenhengende havdyp som egner seg for bunnfast teknologi. Vindkraftområdet muliggjør også eksport av strøm til Nord-Europa, fordi Sørilige Nordsjø ligger nært planlagte utvekslingsforbindelser mellom Norge og land som Tyskland, Nederland og Storbritannia. Havdybden er her mellom 50 til 70 meter, og det totale arealet er 1 375 kvadratmeter. Avstanden til kysten er 149 kilometer.

Tabell 53: Informasjon Sørilige Nordsjø II

Sørilige Nordsjø II	
År	
Antall vindmøller	188
Turbin effekt	8 MW
Installert effekt	1 500 MW
Total kapasitet per år	13 140 000 MWh
Første investeringsår	2020
Produksjonsstart start	2021
Prosjekt levetid	25 År
Siste produksjonsår	2045
CAPEX per MW	38 000 000 NOK
Investert beløp	57 000 000 000 NOK
Antall elsertifikat per MWh	1
År med elsertifikat	15 År
Avskrivning	5 År
Inflasjon	2%
OPEX per turbin årlig	6 277 212 NOK
Skatteprosent	22 %
Avkastningskrav	6 %

8.6.1 Forutsetninger i analysen

Myndighetene oppgir en antatt mulig kapasitet på 1 000 og 2 000 MW (Jakobsen m.fl., 2019). I basisscenarioet benyttes derfor en kapasitet på 1 500 MW for havvindparken. Antatte fullproduksjonstimer oppgis til 3 800 - 4 050 i løpet av ett år. Dette gir en kapasitetsutnyttelse på 45%, når 3 900 brukes i analysen. Gjennomsnittlig vindhastighet i området er 10,2 m/s.

8.6.2 Investeringskostnader

I likhet med Sandskallen, vil også her 8 MW vindturbiner benyttes i modellen. 188 vindturbiner kreves da på prosjektet.

Investeringskostnaden settes til 38 MNOK per MW installert. Dette på bakgrunn av typen vindturbiner, havdybde og avstand fra land. Også her kan ikke monopæler benyttes som fundament, men jacket/stålgitterstruktur. Total investeringskostnader beløper seg da til NOK 57 000 000 000.

Tabell 54: Investeringskostnad Sørilige Nordsjø II (alle tall i NOK)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2020
Vindturbin	40 %	22 800 000 000
Tårn og Fundament	33 %	18 810 000 000
Transformator og kabler	24 %	13 680 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	1 710 000 000
Sum		57 000 000 000

8.6.3 Inntekter

Tabell 55: Produksjon, strømpris og elsertifikat (år 2024 til 2042 skjult)

Produksjon, strømpris og elsertifikat						
År	2021	2022	2023	2043	2044	2045
Produksjon (MWh)	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000
Estimert strømpris (NOK/MWh)	228,50	403,61	325,98	500,07	426,28	424,80
Elsertifikat (NOK/MWh)	86,10	66,26	95,42	0,00	0,00	0,00

8.6.4 Operasjonelle kostnader

Rapporten til Scotland Enterprise og The Crown Estate benyttes som grunnlag for de operasjonelle kostnadene (GL Garrard Hassan, 2013). Denne settes til 6 277 212 NOK per vindmølle for første driftsår. Dette grunnet parkens lange avstand fra land.

8.6.5 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Dette er i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

8.6.6 Terminalverdi

Sørilige Nordsjø II gis en levetid på 25 år. Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

8.6.7 Nåverdianalyse

Tabell 56: Nåverdianalyse Sørilige Nordsjø II (år 2023 til 2043 skjult) (alle tall i NOK)

NPV analyse - Kontantstrøm					
År	2020	2021	2022	2044	2045
Inntekt fra strømsalg		1 336 713 384	2 361 138 406	2 493 722 124	2 485 084 493
Inntekt fra elsertifikat		503 697 780	387 598 850	0	0
Total inntekt		1 840 411 164	2 748 737 256	2 493 722 124	2 485 084 493
OPEX		1 176 977 250	1 200 516 795	1 855 974 559	1 893 094 051
Avskrivning 1		4 560 000 000	4 560 000 000	0	0
Bokført verdi 1	22 800 000 000	18 240 000 000	13 680 000 000	0	0
Avskrivning 2		3 762 000 000	3 762 000 000	0	0
Bokført verdi 2	18 810 000 000	15 048 000 000	11 286 000 000	0	0
Avskrivning 3		2 736 000 000	2 736 000 000	0	0
Bokført verdi 3	13 680 000 000	10 944 000 000	8 208 000 000	0	0
Kostnadsført	1 710 000 000	1 710 000 000	0	0	0
Overskudd før skatt		-12 104 566 086	-9 509 779 539	637 747 564	591 990 442
Utlignet skatt		-2 663 004 539	-2 092 151 498	140 304 464	130 237 897
Fremførbar skatt		2 663 004 539	4 755 156 037	6 512 616 901	6 382 379 004
Skatt		0	0	0	0
Overskudd etter skatt		-12 104 566 086	-9 509 779 539	637 747 564	591 990 442
Kontantstrøm	-57 000 000 000	663 433 914	1 548 220 461	637 747 564	591 990 442

Tabell 57: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Sørilige Nordsjø II

NPV analyse	
Resultat	
NPV	-41 475 749 721
NPV uten elsertifikat	-47 032 245 919
IRR	-5,42 %
Payback	0,00
Diskontert payback	0,00

Analysen viser en negativ netto nåverdi på -41 475 749 721 NOK.

(i millioner NOK)

$$NNV = -57\,000 + \frac{663,4}{1 + 0,06} + \frac{1\,548,2}{(1 + 0,06)^2} + \frac{1\,240,7}{(1 + 0,06)^3} + \frac{637,7}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{592,0}{(1 + 0,06)^{25}} = -41\,475,7$$

Internrenten til prosjektet er -5,42%.

(i millioner NOK)

$$IRR: -57\,000 + \frac{663,4}{1 + (-0,0542)} + \frac{1\,548,2}{(1 + (-0,0542))^2} + \frac{1\,240,7}{(1 + (-0,0542))^3} + \frac{592,0}{(1 + (-0,0542))^{25}} = 0$$

Ved bruk av payback og diskontert payback overstiger tilbakebetalingstiden prosjektets levetid.

8.6.8 Forutsetninger for prosjektets lønnsomhet

Tabell 58: Produksjon, strømpris og differansekontrakt (år 2024 til 2042 skjult)

Produksjon, strømpris og differansekontrakt						
År	2021	2022	2023	2043	2044	2045
Produksjon (MWh)	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000
Estimert strømpris (NOK/MWh)	228,50	403,61	325,98	500,07	426,28	424,80
Differansekontrakt (NOK/MWh)	660,99	503,66	599,45	875,05	976,35	1 005,88

Break-even punktet for en eventuell differansekontrakt for Sørilige Nordsjø II prosjektet vil måtte være på nivået NOK 872,04 (i 2020 priser) for hver MWh produsert for at prosjektets nåverdi skal bli NOK 0.

8.7 Utsira Nord

Området Utsira Nord er lokalisert vest for Karmøy, og sentralnettet i området er til tider tungt belastet grunnet energikrevende industri. Det vil likevel være positivt med mer energiproduksjon i dette området. Det er også positivt at Statnett og britiske National Grid har et samarbeid om utvekslingsforbindelsen North Sea Link, med tilknytningssted i Kvilldal i Suldal kommune. Forbindelsen vil passere i nærheten av Utsira Nord, og havvindparken kan derfor eventuelt kobles til denne. Havdybden i området varierer mellom 185 - 280 meter. Det betyr at flytende teknologi er det eneste alternativet. Det totale arealet er 1 010 kvadratkilometer, og avstanden til land er 22 kilometer.

Tabell 59: Informasjon Utsira Nord

Utsira Nord	
År	
Antall vindmøller	125
Turbin effekt	8 MW
Installert effekt	1000 MW
Total produksjon	8 760 000 MWh
Første investeringsår	2020
Produksjonsstart start	2021
Prosjekt levetid	25 År
Siste produksjonsår	2045
CAPEX per MW	52 000 000
Investert beløp	52 000 000 000 NOK
Antall elsertifikat per MWh	1
År med elsertifikat	15 År
Avskrivning	5 År
OPEX årlig kostnad	900 000 000 NOK
Inflasjon	2 %
Skatteprosent	22 %
Avkastningskrav	6 %

8.7.1 Forutsetninger i analysen

Antatt mulig kapasitet på vindparken er oppgitt til mellom 500 til 1 500 MW (Jakobsen m.fl., 2019). I basisscenarioet vil en kapasitet på 1 000 MW benyttes. Antatte fullproduksjonstimer er oppgitt til å ligge i intervallet 3 600 til 3 750. Det benyttes 3 675 timer i analysen. Dette gir en kapasitetsutnyttelse på 42%. Den gjennomsnittlige vindhastigheten i områder er 9,8 m/s.

8.7.2 Investeringskostnader

Det antas bruk av 8 MW vindturbiner som utgangspunkt. For 100 MW kreves da 125 vindturbiner.

I basisscenarioet tas det utgangspunkt i Sparbøye teknologien, altså den samme som er benyttet på havvindparken Hywind Scotland. For kostnadsestimeringen tas det videre utgangspunkt i Hywind Tampen, og to uavhengige studier av flytende havvind fra 2018:

BVG Associates: "Floating Offshore Wind: 55 Technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms" (ORE Catapult, 2018).

Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy: "Macroeconomic benefits of floating offshore wind in the UK" (Valpy m.fl., 2017).

BVG kommer frem i sin rapport at et prosjekt på 500 MW med en investeringsbeslutning i 2020 vil ha en CAPEX på 4,8 millioner euro per MW. Catapult på sin side kommer frem til at et identisk prosjekt vil ha en CAPEX på 6,5 millioner euro per MW. Med datidens valutakurs ligger altså CAPEX basert på disse to rapportene mellom 48 og 65 MNOK. Hywind Tampen vil ha en totalkapasitet på 88 MW fordelt på 11 turbiner, og en investeringskostnad på 5 milliarder NOK. Dette gir en investeringskostnad på 57 MNOK per MW. Dette er en reduksjon på 15% i forhold til Hywind Scotland med 67 MNOK per MW. Reduksjonen er en følge av økning i turbinstørrelse fra 6 til 8 MW, samt at fundamentene skal bygges i betong i stedet for stål. Dette reduserer kostnadene knyttet til både produksjon og transport.

Det antas i basisscenarioet at denne kostnadsreduksjonen vil fortsette, siden man vil få skalaeffekter ved produksjon av et stort antall fundamenter. Turbinkapasiteten er identisk med Hywind Tampen. Investeringskostnaden per MW settes dermed til 52 MNOK. Total investeringskostnad beløper seg dermed til 52 000 000 000 NOK. Fordelingen av CAPEX på ulike avskrivningsgrupper blir identisk som ved Hywind Scotland-analysen.

Tabell 60: Investeringskostnad Utsira Nord (alle tall i NOK)

Investeringskostnad		
Investering anleggsmidler	CAPEX	2020
Vindturbin	30 %	15 600 000 000
Tårn og Fundament	38 %	19 760 000 000
Transformator og kabler	29 %	15 080 000 000
Prosjektering og ledelse	3 %	1 560 000 000
Sum		52 000 000 000

8.7.3 Inntekter

Tabell 61: Produksjon, strømpris og elsertifikat (år 2024 til 2042 skjult)

Produksjon, strømpris og elsertifikat						
År	2021	2022	2023	2043	2044	2045
Produksjon (MWh)	3 675 000	3 675 000	3 675 000	3 675 000	3 675 000	3 675 000
Estimert strømpris (NOK/MWh)	228,50	403,61	325,98	500,07	426,28	424,80
Elsertifikat (NOK/MWh)	86,10	66,26	95,42	0,00	0,00	0,00

8.7.4 Operasjonelle kostnader

OPEX settes til 900 000 000 NOK årlig, da det antas en årlig OPEX på 90 000 euro per MW, for denne kostnadsestimeringen er det tatt utgangspunkt i to uavhengige studier av flytende havvind fra 2018:

BVG Associates: "Floating Offshore Wind: 55 Technology innovations that will have greater impact om reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms" (ORE Catapult, 2018).

Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy: "Macroeconomic benefits of floating offshore wind in the UK" (Valpy m.fl., 2017).

8.7.5 Avkastningskrav

Avkastningskravet i denne analysen settes til 6%. Dette er i samsvar med Enova sin normalavkastning beregnet for 2020. Beregningen er basert på WACC, og er satt til 6,1% for "annen kraftproduksjon" (Røkke, 2020).

8.7.6 Terminalverdi

Utsira Nord har en levetid på 25 år. Det mest hensiktsmessige er da å benytte en lang prognoseperiode over hele prosjektets levetid, fremfor å forsøke å estimere en terminalverdi.

8.7.7 Nåverdianalyse

Tabell 62: Nåverdianalyse Utsira Nord (år 2023 til 2043 skjult) (alle tall i NOK)

NPV analyse - Kontantstrøm					
År	2020	2021	2022	2044	2045
Inntekt fra strømsalg		839 730 203	1 483 279 255	1 566 569 026	1 561 142 822
Inntekt fra elsertifikat		316 425 528	243 491 585	0	0
Total inntekt		1 156 155 731	1 726 770 841	1 566 569 026	1 561 142 822
OPEX		900 000 000	918 000 000	1 419 209 338	1 447 593 525
Avskrivning 1		3 120 000 000	3 120 000 000	0	0
Bokført verdi 1	15 600 000 000	12 480 000 000	9 360 000 000	0	0
Avskrivning 2		3 952 000 000	3 952 000 000	0	0
Bokført verdi 2	19 760 000 000	15 808 000 000	11 856 000 000	0	0
Avskrivning 3		3 016 000 000	3 016 000 000	0	0
Bokført verdi 3	15 080 000 000	12 064 000 000	9 048 000 000	0	0
Kostnadsført	1 560 000 000	1 560 000 000	0	0	0
Overskudd før skatt		-11 391 844 269	-9 279 229 159	147 359 689	113 549 298
Utlignet skatt		-2 506 205 739	-2 041 430 415	32 419 132	24 980 846
Fremførbar skatt		2 506 205 739	4 547 636 154	8 728 545 085	8 703 564 240
Skatt		0	0	0	0
Overskudd etter skatt		-11 391 844 269	-9 279 229 159	147 359 689	113 549 298
Kontantstrøm	-52 000 000 000	256 155 731	808 770 841	147 359 689	113 549 298

Tabell 63: Resultater NPV, IRR, Payback og diskontert payback for Utsira Nord

NPV analyse	
Resultat	
NPV	-44 728 076 992
NPV uten elsertifikat	-48 218 696 398
IRR	-10,51 %
Payback	0,00
Diskontert payback	0,00

Analysen viser en negativ netto nåverdi på -44 728 076 992 NOK.

(i millioner NOK)

$$NNV = -52\,000 + \frac{256,2}{1 + 0,06} + \frac{808,8}{(1 + 0,06)^2} + \frac{612,3}{(1 + 0,06)^3} + \frac{147,4}{(1 + 0,06)^{24}} + \frac{113,5}{(1 + 0,06)^{25}} = -44\,728,1$$

Internrenten til prosjektet er -10,51%.

(i millioner NOK)

$$IRR: -52\,000 + \frac{256,2}{1 + (-0,1051)} + \frac{808,8}{(1 + (-0,1051))^2} + \frac{612,3}{(1 + (-0,1051))^3} + \frac{113,5}{(1 + (-0,1051))^{25}} = 0$$

Ved bruk av payback og diskontert payback overstiger tilbakebetalingstiden prosjektets levetid.

8.7.8 Forutsetninger for prosjektets lønnsomhet

Tabell 64: Produksjon, strømpris og differansekontrakt (år 2024 til 2042 skjult)

Produksjon, strømpris og differansekontrakt						
År	2021	2022	2023	2043	2044	2045
Produksjon (MWh)	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000	5 850 000
Estimert strømpris (NOK/MWh)	228,50	403,61	325,98	500,07	426,28	424,80
Differansekontrakt (NOK/MWh)	1 015,94	865,71	968,74	1 423,80	1 536,08	1 576,80

Break-even punktet for en eventuell differansekontrakt for Utsira Nord prosjektet vil måtte være på nivået NOK 1 220,04 (i 2020 priser) for hver MWh produsert for at prosjektets nåverdi skal bli NOK 0.

9 Konklusjon

I denne utredningen har nåverdien av Equinors havvindparker i Storbritannia og Tyskland som er operative og vedtatt utbygge, blitt estimert ved bruk av både reelle og estimerte fremtidige kontantstrømmer. Denne informasjonen gir et oversiktsbilde av ulike tekniske løsnings påvirkning på havvindparkenes lønnsomhet, samt en oversikt over hvilke økonomiske forutsetninger som må legges til grunn for at prosjektene skal bli lønnsomme.

De tekniske og finansielle prosjektdetaljene relatert til Equinors prosjekter i Storbritannia og Tyskland, har videre blitt benyttet til å utvikle mulige norske havvindparker, herunder en kartlegging av hvilke tekniske og finansielle aspekter som blir viktige for utvikling av havvind i Norge.

Historiske strømpriser i Storbritannia ble innhentet fra Ofgem, og var grunnlaget for estimering av fremtidig nivå på strømpriser i Storbritannia. For Equinors tyske havvindprosjekt, ble historiske tyske strømpriser innhentet fra Nord Pool. Fremtidige inntekter i form av salg av elektrisitet er estimert ved bruk av tidsrekkeanalyse i @RISK 7.6.

To av Equinors havvindprosjekter i Storbritannia har blitt tildelt Renewable Obligation Certificates som subsidieordning. Historiske tall på ROC ble da innhentet fra Ofgem, og benyttet i en tidsrekkeanalyse i @RISK 7.6, for å estimere det fremtidige nivået på ROC.

Det fremtidige nivået på operasjonelle kostnader ble satt på bakgrunn av bransjetall oppgitt av Crown Estate for bunnfaste installasjoner, og rapporter fra Crown Estate Scotland og BVG Associates for flytende installasjoner. Beregningene og estimatene av Equinors prosjekter viser at flytende havvind er vesentlig dyrere sammenlignet med bunnfaste installasjoner, samt at avstand fra land i stor grad driver drifts- og vedlikeholdskostnadene (GL Garrard Hassan, 2013; Valpy m.fl., 2017).

Analysene av de gjennomgåtte Equinor prosjektene, viser at 4 av 5 prosjekter genererer positiv nåverdi. Videre viser analysene at det er en forutsetning at disse havvindparkene er tildelt en form for offentlig støtte, i form av enten Renewable Obligation Certificates, Contract for Difference eller Feed in Tariff for at prosjektene skal bli lønnsomme. Basert på de

forutsetninger og estimater gjort i oppgaven om kostnadsnivået og fremtidige strømpriser, er ikke disse havvindparkene i stand til å generere positiv nåverdi kun ved ordinært strømsalg.

Dogger Bank-prosjektet til Equinor har blitt tildelt en subsidie som i nivå ligger vesentlig lavere enn de øvrige av Equinors havvindprosjekter, og ifølge analysene gjort i denne oppgaven, genererer prosjektet negativ nåverdi. Hensyntatt den utviklingen i kostnadsreduksjoner industrien har hatt, samt forventninger om fremtidige kostnadsreduksjoner, er det ikke urealistisk at også disse prosjektene vil kunne generere positiv nåverdi.

Porteføljeverdien til Equinors havvindprosjekter i Storbritannia og Tyskland ble estimert til en negativ nåverdi tilsvarende -2 546 881 346 NOK.

Utgangspunktet for de mulige norske havvind-prosjektene, var tre områder der det i 2019 ble foreslått utbygging av norske havvindparker, nemlig Sandskallen-Sørøya Nord, Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Tekniske og finansielle aspekter fra Equinors havvindprosjekter i Storbritannia og Tyskland, samt for havvindparker ellers i Europa, ble benyttet for utarbeidelse av disse tenkte prosjektene.

Basisscenarioene bygget på en antakelse om at disse norske havvindparkene vil generere inntekt gjennom salg av elektrisitet, samt en tildeling av elsertifikater, som er den norske subsidieordningen for fornybar energi. Historiske norske strømpriser ble innhentet fra Nord Pool, og brukt som inndata i en tidsrekkeanalyse i @RISK 7.6, og ved hjelp av dette programmet ble fremtidige norske strømpriser estimert. De historiske månedlige prisene på elsertifikater ble innhentet fra Statnett, og tidsrekkeanalysen i @RISK 7.6 ble benyttet til estimeringen av det fremtidige nivået på elsertifikater. Skattelovens § 14-51, spesialregelen om avskrivningsreglene for vindkraft, ble også lagt inn i denne nåverdimodellen.

"Forslag til nasjonal ramme for vindkraft" fra NVE ble benyttet for å bestemme kapasiteten til den enkelte havvindpark, samt til å bestemme antall fullproduksjonstimer i løpet av ett år. Forslaget ble også benyttet, sammen med kunnskap fra de analyserte havvindprosjektene til Equinor, til å fastsette investeringskostnadene og de operasjonelle kostnadene for de bunnfaste installasjonene. For Utsira Nord, det eneste flytende prosjektet, ble i stor grad informasjon fra Hywind Scotland og Hywind Tampen benyttet, sammenholdt med rapporter fra Crown Estate Scotland og BVG Associates.

Nåverdianalysene av Sandskallen-Sørøya Nord, Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord viser at samtlige havvindprosjekter genererer negativ nåverdi. Dette grunnet et høyt kostnadsnivå, som spesielt kommer tydelig frem for det flytende prosjektet Utsira Nord, men også mye grunnet en lite effektiv subsidieordning. Verken Skattelovens § 14-51 eller nivået på norske elsertifikater er tilstrekkelig til at prosjektene fremstår som lønnsomme.

Grunnet manglende lønnsomhet vurderes videre bruken av differansekontrakter som en mulig subsidieordning for de norske havvindprosjektene. Et minimumsnivå på en differansekontakt med varighet på 25 år ble så estimert for hvert prosjekt. Disse nåverdianalysene som inkluderer differansekontraktene, viser at norske havvindprosjekter er sterkt avhengig av en offentlig støtteordning.

Vurderinger basert på dagens forutsetninger, viser at fornybar energi i form av havvind i stor grad er avhengig av offentlige støtteordninger for å bli bedriftsøkonomisk lønnsomt i Norge.

Referanser

- Abadie, L. M., & Chamorro, J. (2012). Valuation of wind energy projects: A real options approach. Hentet 10.03.2020 fra: <https://EconPapers.repec.org/RePEc:bcc:wpaper:2012-11>
- AIB. (2020). AIB Guaranteeing the origin of European energy. Hentet 08.05.2020 fra: <https://www.aib-net.org>
- AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH. (2016-2018). Jahresabschluss zum Geschäftsjahr. Hentet 25.05.2020 fra: https://www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexsservlet?session.sessionid=d141ce5e16879de7712cd87d07743251&page.navid=to_start
- Bank of England. (2019). Inflation and the 2% target: We are responsible for keeping inflation (price rises) low and stable. The Government has set us a target of keeping inflation at 2%. Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.bankofengland.co.uk/monetary-policy/inflation>
- Beltoft, P. K. (2018). Thulesen Dahl om vindmøllepark: - Jeg vil selv ud og se udfordringerne. Hentet 06.03.2020 fra: <https://www.tv2nord.dk/region-nordjylland/thulesen-dahl-om-vindmøllepark-jeg-vil-selv-ud-og-se-udfordringerne>
- Berg, T., Østebø, L. K., & Nesse, L. G. (2013). Bruk av investeringsanalysemetoder og avkastningskrav-Norge anno 2012. *Praktisk økonomi & finans*, 29(2), 87-101 E. Hentet 25.04.2020 fra: http://www.idunn.no/pof/2013/02/bruk_av_investeringsanalysemetoder_og_avkastningskrav_-_nor
- Bierman, H. (2010). *An Introduction to Accounting and Managerial Finance : A Merger of Equals*: World Scientific Publishing Company.
- Boye, K. (2006). *Finansielle emner* (14. utg. ed.). Oslo: Cappelen akademisk.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2020). *Principles of corporate finance*. New York: McGraw-Hill Education.
- Bredsdorff, M. (2018). Fjerner vindmøller i Danmark: Danskene skal fjerne rundt 2500 turbiner på land; Mer enn halverer dagens antall. Hentet 23.04.2020 fra: <https://www.tu.no/artikler/plukker-ned-vindmøller-danskene-skal-fjerne-rundt-2500-turbiner-pa-land/442958>
- Brenna, A. (2017). Sterk vekst i etterspørselen etter fornybar energi. Hentet 25.04.2020 fra: <https://enerwe.no/sterk-vekst-i-etterspørselen-etter-fornybar-energi/147828>
- Brockwell, P. J., & Davis, R. A. (2002). *Introduction to time series and forecasting* (2nd ed. ed.). New York: Springer.
- Cable, V., Davey, E., & Fallon, M. (2013). *Industrial Strategy: government and industry in partnership; Offshore Wind Industrial Strategy; Business and Government Action*. (BIS/13/1092). Hentet 19.03.2020 fra: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/243987/bis-13-1092-offshore-wind-industrial-strategy.pdf
- Chamberlain, K. (2017). Offshore wind opex set to fall 40% by 2030 as suppliers dig deep. Hentet 17.03.2020 fra: <https://analysis.newenergyupdate.com/wind-energy-update/offshore-wind-opex-set-fall-40-2030-suppliers-dig-deep>
- Coren, M. J. (2019). Floating wind farms just became a serious business. Hentet 12.03.2020 fra: <https://qz.com/1650433/hywind-scotland-makes-floating-wind-farms-a-serious-business/>

- Cruz, D. C. P. (2016). Offshore Wind Energy Potential in the UK. Hentet 10.03.2020 fra: <https://blogs.ubc.ca/offshorewinduk/methodology/data-sources/realwindspeedpolygon/>
- Dale, M. S., Gjerde, S. S., Holmås, H. E., Jacobsen, A. K., Magnus, E., Mekki, A., . . . Vevatne, T. I. (2019). *Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger*. Oslo: Hentet 23.04.2020 fra: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKewjfvZjk0aToAhVro4sKHUL5C9cQFjAAegQIARAB&url=https%3A%2F%2Fwww.equinor.com%2Fcontent%2Fdam%2Fstatoil%2Fdocuments%2Fimpact-assessment%2Fhywind-tampen%2Fequinor-multiconsult-2019-hywind-tampen-samfunnsmessige-ringvirkninger.pdf&usq=AOvVaw0XhZReFH_MWc83Of9wKIUI
- Damiani, R., Dykes, K., & Scott, G. (2016). A comparison study of offshore wind support structures with monopiles and jackets for U.S. waters. *Journal of Physics: Conference Series*, 753, 092003. Hentet 30.03.2020 fra: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/9/092003>
- Damodaran, A. (2011). *Applied corporate finance* (3rd ed. ed.). Hoboken, N.J: Wiley.
- Drivenes, A., Eirum, T., Johnson, N. H., Mindeberg, S. K., Lunde, S., Undem, L. S., . . . Voksø, A. (2010). *Havvind - Forslag til utredningsområder*. Oslo: Hentet 09.04.2020 fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/havvind_ver02.pdf
- Dudgeon. (2019a). Dudgeon Offshore Wind Farm- Frequently Asked Questions. Hentet 11.03.2020 fra: <http://dudgeonoffshorewind.co.uk/operations/FAQs>
- Dudgeon. (2019b). The Dudgeon Offshore Wind Farm-Index. Hentet 12.03.2020 fra: <http://dudgeonoffshorewind.co.uk/index.php>
- Dudgeon. (2019c). Dudgeon Offshore Wind Farm-Overview. Hentet 11.03.2020 fra: <http://dudgeonoffshorewind.co.uk/extensionproject/overview>
- Dudgeon Offshore Wind Ltd. (2012-2018). Annual Reports and Financial Statements 2012-2018. Hentet 25.05.2020 fra: <https://beta.companieshouse.gov.uk/company/04418909/filing-history>
- Duracovic, A. (2019). Danske Commodities Books Hywind Scotland Power. Hentet 14.04.2020 fra: <https://www.offshorewind.biz/2019/06/19/danske-commodities-books-hywind-scotland-power>
- ECB. (2020). Monetary policy. Hentet 25.05.2020 fra: <https://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/pricestab/html/index.en.html>
- Energi- Forsynings- og Klimaministeriet. (2018). *Energiaftale 2018; Mere havvind*. Hentet 02.03.2020 fra: <https://kefm.dk/media/12199/handout-energiaftale-3-havvind.pdf>
- Energistyrelsen. (2011). *Vindmølleindustrien som historisk flagskib*. Hentet 02.03.2020 fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/vindmoelleindustrien_historisk_flagskib.pdf
- Energynumbers. (2020). Hywind Scotland Pilot Park Capacity. Hentet 12.03.2020 fra: <https://energynumbers.info/uk-offshore-wind-capacity-factors>
- Engie. (2018). ENGIE signs major offshore wind contract in Europe's largest renewable energy market. Hentet 10.04.2020 fra: <https://gems.engie.com/business-news/engie-signs-major-offshore-wind-contract-in-europes-largest-renewable-energy-market/>
- Equinor. (2015). *Decommissioning Programme for Dudgeon Offshore Wind Farm*. Hentet 03.05.2020 fra: [http://dudgeonoffshorewind.co.uk/construction/downloads/Dudgeon%20Decommissioning%20Programme%20v4%20\(C177-DOW-A-TB-0001\).pdf](http://dudgeonoffshorewind.co.uk/construction/downloads/Dudgeon%20Decommissioning%20Programme%20v4%20(C177-DOW-A-TB-0001).pdf)
- Equinor. (2016). Statoil inn i tysk havvind-prosjekt til 11 milliarder kroner sammen med E.ON. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/german-offshore-wind-market-eon.html>

- Equinor. (2017). *Decommissioning Programme for Hywind Scotland Pilot Park*. Hentet 03.05.2020 fra: <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/impact-assessment/statoil-hywind-scotland-decommissioning-programme-march-2017.pdf>
- Equinor. (2019a). Equinor med vinnerbud i havvindauksjon i delstaten New York. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/2019-new-york-offshore-wind-bid.html>
- Equinor. (2019b). Equinor og Catapult samarbeider om deling av driftsdata fra Hywind Scotland. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/2019-11-28-hywind-scotland-data.html>
- Equinor. (2019c). Equinor styrker sin posisjon i det polske havvindmarkedet. Hentet 07.05.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/2019-12-10-poland-wind.html>
- Equinor. (2019d). Equinor tildelt mulighet til å bygge verdens største havvindpark. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/2019-09-19-doggerbank.html>
- Equinor. (2019e, 11.10). Investerer i utbygging av Hywind Tampen. Hentet 18.03.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/2019-10-11-hywind-tampen.html>
- Equinor. (2019f). *Årsrapport 2019*. Hentet 27.04.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/investors/our-dividend/annual-reports-archive.html>
- Equinor. (2020a). Equinor's Empire Wind. Hentet 25.04.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/what-we-do/empirewind.html>
- Equinor. (2020b). Renewables and low-carbon: We're always exploring for the energy of tomorrow. Now we're going beyond the horizon. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/what-we-do/new-energy-solutions.html>
- Equinor. (2020c). Transaksjoner i kapitalmarkedet. Hentet 12.05.2020 fra: <https://www.equinor.com/no/news/2020-04-capital-market.html>
- European Environment Agency. (2017, 29.04.2019). Overview of electricity production and use in Europe. Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment-4>
- Fertl, D. (2011). Germany: Nuclear power to be phased out by 2022. Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.greenleft.org.au/content/germany-nuclear-power-be-phased-out-2022>
- Financial Reporting Council. (2020). FRS 102 The Financial Reporting Standard applicable in the UK and Republic of Ireland. Hentet 22.05.2020 fra: <https://www.frc.org.uk/accountants/accounting-and-reporting-policy/uk-accounting-standards/standards-in-issue/frs-102-the-financial-reporting-standard-applicabl>
- Finansdepartementet. (2018). *Ny forskrift for pengepolitikken*. Oslo Hentet 04.05.2020 fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-forskrift-for-pengepolitikken/id2592551/>
- Fiskeridirektoratet. (2019). Svar - Høyring av forslag om opning av område for fornybar energi til havs og forslag til forskrift til havenergilova. Hentet 11.03.2020 fra: <https://www.fiskeridir.no/Sjoeareal/Nyheter/2019/Fraaader-havvinnanlegg-ved-Soeroeya>
- Fjeld, K. (2009). Vindmøller i innlandet er ikke noe nytt; Norges første vinddrevne elektrisitetsverk ble bygd på Hovindberget i Hernes for 100 år siden! *Østlendingen*. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.ostlendingen.no/elverum/da-hernes-hadde-landets-forste-vindkraftverk/s/2-2.2757-1.4036324>
- FN. (2020). Parisavtalen. Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.fn.no/Om-FN/Avtaler/Miljoe-og-klima/Parisavtalen>
- Freyman, T., & Tran, T. (2019). *Renewable energy discount rate survey results – 2018*. Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.granthornton.co.uk/globalassets/1.-member-firms/united-kingdom/pdf/documents/renewable-energy-discount-rate-survey-results-2018.pdf>

- Futurepolicy. (2020). The German Feed-in Tariff. Hentet 07.07.2020 fra: <https://www.futurepolicy.org/climate-stability/renewable-energies/the-german-feed-in-tariff/>
- GE. (2019). GE Renewable Energy's Haliade-X turbines to be used by Dogger Bank Wind Farms. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.genewsroom.com/press-releases/ge-renewable-energy-haliade-x-turbines-be-used-dogger-bank-wind-farms>
- GL Garrard Hassan. (2013). *A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance*. Hentet 19.03.2020 fra: <http://questfwe.com/wp-content/uploads/2018/02/Wind-farm-operations-and-maintenance-GL-Garrard-Hassan.pdf>
- Gregersen, T., & Tvinnereim, E. (2019). Dette mener nordmenn om vindkraft på land og til havs. Hentet 28.04.2020 fra: <https://energiogklima.no/nyhet/vindkraft-pa-land-og-til-havs-nordmenns-holdninger/>
- Gronholdt-Pedersen, J. (2020). Denmark sources record 47% of power from wind in 2019. *Reuters*. Hentet 29.03.2020 fra: <https://www.reuters.com/article/us-climate-change-denmark-windpower/denmark-sources-record-47-of-power-from-wind-in-2019-idUSKBN1Z10KE>
- Hampel, C. (2015). *Germany waves good-bye to feed-in Tariffs*. Hentet 23.04.2020 fra: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-plug-in-tax-mar-2015/\\$FILE/EY-plug-in-tax-mar-2015.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-plug-in-tax-mar-2015/$FILE/EY-plug-in-tax-mar-2015.pdf)
- Hovland, K. M. (2018). Equinors flytende vindpark leverer over all forventning: – En kjempesuksess. Hentet 12.03.2020 fra: <https://e24.no/energi/i/EoPX0P/equinors-flytende-vindpark-leverer-over-all-forventning-en-kjempesuksess>
- Hovland, K. M. (2019). Skaper titusenvis av havvind-jobber: – En av vår tids største muligheter. *E24*. Hentet 12.03.2020 fra: <https://e24.no/olje-og-energi/i/6nmM8O/skaper-titusenvis-av-havvind-jobber-en-av-vaar-tids-stoerste-muligheter>
- Hovland, K. M. (2020). Bilsalget falt med 3,8 prosent i 2019: Tesla Model 3 ble toppselgeren. *E24*. Hentet 12.03.2020 fra: <https://e24.no/privatoekonomi/i/wPpLe1/bilsalget-falt-med-38-prosent-i-2019-tesla-model-3-ble-toppiselgeren>
- Hywind Scotland Ltd. (2014-2018). Directors' Annual Reports and Financial Statements 2014-2018. Hentet 25.05.2020 fra: <https://beta.companieshouse.gov.uk/company/08709450/filing-history>
- IEEFA. (2020). Poland looks to add 10GW of offshore wind capacity by 2027. Hentet 17.04.2020 fra: <https://ieefa.org/poland-looks-to-add-10gw-of-offshore-wind-capacity-by-2027/>
- IRENA. Illustrations. Hentet 15.03.2020 fra: <https://www.irena.org/wind>
- Jakobsen, S. B., Mindeberg, S. K., Østenby, A. M., Dalen, E. V., Lundsbakken, M., Bjerkestrand, E., . . . Engebrigtsen, K. H. (2019). *Forslag Til Nasjonal Ramme For Vindkraft*. (12-2019). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat Hentet 11.03.2020 fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf
- Jensen, C. V. (2019). Gigantstøtte til havvind-prosjekt. Hentet 24.04.2020 fra: <https://hoyre.no/aktuelt/nyheter/2019/gigantstotte-til-havvind-prosjekt/>
- Kaldestad, Y. (2016). *Verdivurdering : teoretiske modeller og praktiske teknikker for å verdsette selskaper* (2. utg. ed.). Bergen: Fagbokforl.
- Karstad, P. I., Tomasgard, A., Bjørgum, Ø., Bolstad, H. C., Crespo del Granado, P., Korsnes, M., . . . Tande, J. O. (2019). *Havvind – en industriell mulighet*. Hentet 02.03.2020 fra: <https://www.ntnu.no/documents/1284688443/1285504199/Havvind+-+en+industriell+mulighet+-+NTRANS-rapport.pdf/163a21ec-8b39-46d1-9636-19ffa5e82b2d>

- Klimaavdelingen. (2020). *Norge forsterker klimamålet for 2030 til minst 50 prosent og opp mot 55 prosent*. Oslo: Klima- og miljødepartementet Hentet 08.03.2020 fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-forsterker-klimamalet-for-2030-til-minst-50-prosent-og-opp-mot-55-prosent/id2689679/>
- Kristoffersen, M., & Vegard, K. E. (2019). Sterk vekst i norsk økonomi. Hentet 25.04.2020 fra: <https://www.ssb.no/nasjonaltregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/sterk-vekst-i-norsk-okonomi--395986>
- Lindbæk, M., Fastbø, K., Hyllseth, S., & Bergsjø, C. C. (2019). *Risikopremien i det norske markedet*. Hentet 06.04.2020 fra: <https://www.pwc.no/no/publikasjoner/pwc-risikopremie-2019.pdf>
- Lindebjerg, G. (2020). Vi har analysert medieåret i 2019: Dette var det vi kom fram til. Hentet 25.04.2020 fra: <https://www.retriever.no/vi-har-analysert-mediearet-i-2019-dette-var-det-kom-vi-fram-til/>
- Lorentzen, M. (2019). Bransjeorganisasjon vil få fart i norsk havvind: Vil hente gammelt prosjekt opp av skuffen. Hentet 11.03.2020 fra: <https://e24.no/olje-og-energi/i/8mjP2G/bransjeorganisasjon-vil-faa-fart-i-norsk-havvind-vil-hente-gammelt-prosjekt-opp-av-skuffen>
- Low Carbon Contracts Company. (2020). What is the CfD scheme? Hentet 18.03.2020 fra: <https://www.cfdallocationround.uk/what-is-the-CFD-scheme>
- Magretta, J. (2012). *Understanding Michael Porter : the essential guide to competition and strategy*. Boston: Harvard Business Review Press.
- Martiniussen, E. (2019a). Havvind i Irland: Equinor vil bygge havvind i Irland. Inngår partnerskap med irsk selskap. *Teknisk Ukeblad*. Hentet 22.04.2020 fra: <https://www.tu.no/artikler/equinor-vil-bygge-havvind-i-irland-inngar-partnerskap-med-irsk-selskap-br/479983>
- Martiniussen, E. (2019b). Vattenfall bygger havvindpark uten subsidier. *Teknisk Ukeblad*. Hentet 22.04.2020 fra: <https://www.tu.no/artikler/vattenfall-bygger-havvindpark-uten-subsidier/469615>
- Martiniussen, E. (2020). Ny rekord: Aldri har det blitt installert mer havvind i Europa enn i 2019. Også flytende havvind er på vei. Hentet 23.04.2020 fra: <https://www.tu.no/artikler/ny-rekord-aldri-har-det-blitt-installert-mer-havvind-i-europa-enn-i-2019/484608>
- Meld. St. 25 (2015–2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. Oslo Hentet 30.03.2020 fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/>
- Milborrow, D. (2016). Global costs analysis -- the year offshore wind costs fell. Hentet 23.04.2020 fra: <https://www.windpowermonthly.com/article/1380738/global-costs-analysis-year-offshore-wind-costs-fell>
- Miljødirektoratet. (2016). *Klimatilpasning - Vind*. Hentet 02.03.2020 fra: <https://www.klimatilpasning.no/klimautfordringer/vind/>
- Miljødirektoratet. (2020). Global temperaturøkning. Hentet 21.02.2020 fra: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/Temperaturokning/>
- NES. (2019). Offshore And Onshore Wind Farms: What Are The Pros And Cons? Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.nesgt.com/blog/2019/07/offshore-and-onshore-wind-farms>
- Nord Pool. (2020). Elspotpriser 2000 til 2019. Hentet 09.03.2020 fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- Norges Bank. (2020). Statsobligasjoner årsgjennomsnitt - Årsgjennomsnitt av daglige noteringer. Kilde: Oslo Børs kl. 16, beregninger av Norges Bank. Hentet 12.05.2020

- fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>
- Norges Miljøvernforbund. (2019, 1. november 2019). Norges Miljøvernforbund - Høyring av forslag om opning av område for fornybar energi til havs og forslag til forskrift til havenergilova. Hentet 11.03.2020 fra: <http://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hoyring-av-forslag-om-opning-av-omrade-for-fornybar-energi-til-havs-og-forslag-til-forskrift-til-havenergilova/id2662577/Download/?vedleggId=65c7b81a-5936-40c1-940a-fc6d7dee009d>
- Norwea. (2019a). Norsk vindkraft betaler milliarder i skatt. Hentet 17.03.2020 fra: <https://norwea.org/new-blog/2019/11/26/norsk-vindkraft-betaler-milliarder-i-skatt>
- Norwea. (2019b). Vindhåndboken. Hentet 03.03.2020 fra: <https://indd.adobe.com/view/61d49cc7-d167-4495-bd76-e58b03b07a56>
- NTB. (2019a). Massiv motstand mot vindkraft i Norge. *Dagbladet*. Hentet 09.03.2020 fra: <https://www.dagbladet.no/nyheter/massiv-motstand-mot-vindkraft-i-norge/71607601>
- NTB. (2019b). NVE-analyse: Motstand i folket kan føre til stans i norsk vindkraftutbygging. Hentet 25.04.2020 fra: <https://www.tu.no/artikler/nve-analyse-motstand-i-folket-kan-fore-til-stans-i-norsk-vindkraftutbygging/476553>
- NTB. (2019c). OECD ser flere faretegn for norsk økonomi. *Dagsavisen*. Hentet 22.04.2020 fra: <https://www.dagsavisen.no/nyheter/innenriks/oecd-ser-flere-faretegn-for-norsk-okonomi-1.1630367>
- NTB. (2019d). SSB spår økonomisk nedtur. Hentet 25.04.2020 fra: <https://forskning.no/ntb-okonomi/ssb-spar-okonomisk-nedtur/1559428>
- NVE. (2019). Elsertifikater. Hentet 11.03.2020 fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/>
- NVE. (2020). Vindkraft. Hentet 19.03.2020 fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/>
- Nyberg, P. D., Thorvaldsen, T., & Greni, J. E. (2019). *The power of nature: Taxation of wind power – 2019: A country overview*. Hentet 23.03.2020 fra: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/no/pdf/2019/10/the-power-of-nature.pdf>
- O'Boyle, M. (2018). Offshore Wind Prices Have Fallen 75% Since 2014 – Here's How To De-Risk Projects Even Further. Hentet 23.04.2020 fra: <https://www.utilitydive.com/news/offshore-wind-prices-have-fallen-75-since-2014-heres-how-to-de-risk-pro/543384/>
- OffshoreWIND. (2012). UK: HRH Crown Prince Haakon to Officially Open Sheringham Shoal. Hentet 12.05.2020 fra: <https://www.offshorewind.biz/2012/09/24/uk-hrh-crown-prince-haakon-to-officially-open-sheringham-shoal/>
- Ofgem. (2020a). Electricity prices: Day-ahead baseload contracts – monthly average (GB). Hentet 12.05.2020 fra: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/all-charts/policy-area/electricity-wholesale-markets>
- Ofgem. (2020b). Renewables Obligation Certificates (ROCs). Hentet 05.05.2020 fra: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>
- Olje- og energidepartementet. (2014). Elsertifikatordningen. Hentet 25.05.2020 fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/>
- Olje- og energidepartementet. (2016). ESA godkjenner avskrivningsregler for vindkraftverk. Hentet 17.03.2020 fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/esa-godkjenner-avskrivningsregler-for-vindkraftverk/id2507375/>
- Olje- og energidepartementet. (2019a). Hva Påvirker Energibruken? Hentet 25.04.2020 fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/hva-pavirker-energibruken/>

- Olje- og energidepartementet. (2019b). Høyring av forslag om opning av område for fornybar energi til havs og forslag til forskrift til havenergilova. Hentet 08.05.2020 fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hoyring-av-forslag-om-opning-av-omrade-for-fornybar-energi-til-havs-og-forslag-til-forskrift-til-havenergilova/id2662577/>
- ORE Catapult. (2018). *Macroeconomic Benefits of Floating Offshore Wind in The UK*. Hentet 29.03.2020 fra: https://offshorewindhub.org/sites/default/files/resources/PN000244-FWMS-Report_FINAL.pdf
- Palisade. (2020). About Palisade: Risk and Decision Analysis Solutions since 1984. Hentet 23.04.2020 fra: <https://www.palisade.com/about/about.asp>
- Penman, S. H. (2012). *Financial statement analysis and security valuation* (5th ed., International ed. ed.). New York: McGraw-Hill.
- Power-Technology. (2012). Sheringham Shoal Offshore Wind Farm, Greater Wash. Hentet 11.03.2020 fra: <https://www.power-technology.com/projects/sheringham-shoal/>
- Ramírez, L., Fraile, D., & Brindley, G. (2019). *Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2019*. Brussels, Belgium: Hentet 28.03.2020 fra: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>
- Randen, M., & Ånestad, M. (2019). Equinor har investert fem milliarder kroner i havvindparken Arkona. Nå selger de halvparten for fem milliarder. Hentet 12.03.2020 fra: <https://www.dn.no/energi/equinor/credit-suisse-energy-infrastructure-partners-ag/aktiv/equinor-har-investert-fem-milliarder-kroner-i-havvindparken-arkona-na-selger-de-halvparten-for-fem-milliarder/2-1-682300>
- Regeringen. (2018). *Energiaftale*. Hentet 23.02.2020 fra: <https://efkm.dk/media/12222/energitaftale2018.pdf>
- Renewables-map. (2020). Scroby Sands Wind Farm Capacity factors. Hentet 14.04.2020 fra: http://www.renewables-map.co.uk/subscriber/details_ofgem.asp?ofgemid=G00510FWEN
- Roos, G. (2014). *Strategi : en innføring* (6. utg. ed.). Bergen: Fagbokforlaget.
- Røkke, R. (2020). Normalavkastning i lønnsomhetsberegninger. Hentet 10.05.2020 fra: <https://www.enova.no/om-enova/drift/normalavkastning/>
- Saltelli, A., Chan, K., & Scott, E. M. (2000). *Sensitivity analysis*. Chichester: Wiley.
- Scira Offshore Energy. (2010). *Decommissioning Programme Sheringham Shoal*. (SC-00-NH-F15-00005) Hentet 23.04.2020 fra: <http://sheringhamshoal.co.uk/downloads/Decommissioning%20Programme.pdf>
- Scira Offshore Energy Ltd. (2005-2018). Annual Reports and Financial Statements 2004-2018. Hentet 26.05.2020 fra: <https://beta.companieshouse.gov.uk/company/05119310/filing-history>
- Seglem, E. (2019). Equinor er klar til å bygge ut havvind i Norge: Nordsjøen er perfekt for flytende havvind og Equinor kan bygge - men ikke uten milliardstøtte. *Stavanger Aftenblad*. Hentet 13.03.2020 fra: <https://www.aftenbladet.no/aenergi/i/naOPgn/eldarstre-equinor-er-klar-til-a-bygge-ut-havvind-i-norge>
- Sheringham Shoal. (2017). About the wind farm: FAQs. Hentet 11.03.2020 fra: <http://sheringhamshoal.co.uk/about/FAQs.php>
- Sheringham Shoal. (2018). Facts and figures: The Sheringham Shoal Offshore Wind Farm. Hentet 11.03.2020 fra: <http://sheringhamshoal.co.uk/about/facts-and-figures.php>
- Skarsaune, E. (2020). Equinor med milliardfest i britisk havvind. *Stavanger Aftenblad*. Hentet 19.05.2020 fra: <https://www.aftenbladet.no/aenergi/i/XgBmqW/equinor-med-milliardfest-i-britisk-havvind>

- Skatteetaten. (2018). Vindkraftverk, særregel om avskrivning med like beløp over fem år. Hentet 17.03.2020 fra:
<https://www.skatteetaten.no/en/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/2018/driftsmiddel--avskrivning-painntektsforing-av-saldo/D-2.105/D-2.164/>
- SSB. (2018). Befolkningsframskrivninger. Hentet 20.04.2020 fra:
<https://www.ssb.no/befolkning/statistikker/folkfram>
- Statkraft. (2019). Dette bør du vite om vindkraft i Norge. Hentet 21.02.2020 fra:
<https://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/fordeler-med-vindkraft/>
- Statkraft. (2020a). Om Statkraft. Hentet 24.04.2020 fra: <https://www.statkraft.no/om-statkraft/>
- Statkraft. (2020b). Store muligheter i havvind. Hentet 07.05.2020 fra:
<https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/arkiv/2020/havvind/>
- Statnett. (2020). Pris på elsertifikater 2010-2019. Hentet 09.03.2020 fra:
<https://necs.statnett.no/WebPartPages/AveragePricePage.aspx>
- Steentjes, K., Pidgeon, N., Poortinga, W., Corner, A., Arnold, A., Böhm, G., . . . Tvinnereim, E. (2017). European Perceptions of Climate Change (EPCC) - Topline findings of a survey conducted in four European countries in 2016. *Cardiff University*. Hentet 24.02.2020 fra: <http://orca.cf.ac.uk/98660/7/EPCC.pdf>
- Stehly, T., Beiter, P., Heimiller, D., & Scott, G. (2018). *2017 Cost of Wind Energy Review*. Hentet 27.02.2020 fra: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/72167.pdf>
- The green age. (2020). The background to the Feed-in Tariff (FiT) Contract for Difference (CfD) mechanism. Hentet 22.04.2020 fra: <https://www.thegreenage.co.uk/tech/fit-contract-for-difference/>
- Thorvaldsen, T., & Greni, J. E. (2018). Vindkraft – muligheter og trusler på skatteområdet. Hentet 18.03.2020 fra: <https://home.kpmg/no/nb/home/nyheter-og-innsikt/2018/11/vindkraft-muligheter-og-trusler-pa-skatteområdet.html>
- Valpy, B., Hundley, G., Freeman, K., Roberts, A., & Logan, A. (2017). *Future renewable energy costs: Offshore wind: 57 Technology Innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms*. Hentet 08.03.2020 fra: https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017_A4.pdf
- Vermes, T. (2010, 09.12). Så kom norsk-svensk el-sertifikatmarked. Hentet 18.03.2020 fra: <https://www.abcnyheter.no/nyheter/2010/12/08/122254/sa-kom-norsk-svensk-el-sertifikatmarked>
- VidenOmVind. (2019). Fordele og ulemper i et bredere perspektiv. Hentet 06.03.2020 fra: <http://www.videnomvind.dk/fordele-ulemper/fordele-og-ulemper-i-et-bredere-perspektiv.aspx>
- Vindportalen. (2017). Avskrivningsregler. Hentet 17.03.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/OEkonomi/Avskrivningsregler>
- Vindportalen. (2018a). Inntekter. Hentet 18.03.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/OEkonomi/Inntekter>
- Vindportalen. (2018b). Konsesjonsprosessen. Hentet 17.03.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Lover-og-forskrifter/Konsesjonsprosessen>
- Vindportalen. (2018c). Kostnader og investering. Hentet 17.03.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/OEkonomi/Kostnader-og-investering>

- Vindportalen. (2020a). Elsertifikater. Hentet 18.03.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/OEkonomi/Stoetteordninger-for-vindkraft/Elsertifikater>
- Vindportalen. (2020b). Hva er offshore vind? Hentet 11.03.2020 fra:
<http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Offshore-vindkraft>
- Vindportalen. (2020c). Lønnsomhet. Hentet 21.02.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/OEkonomi/Loennsomhet>
- Vindportalen. (2020d). Om systemer. Hentet 10.05.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Teknologi/Om-systemer>
- Vindportalen. (2020e). Støtteordninger for vindkraft. Hentet 18.03.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/OEkonomi/Stoetteordninger-for-vindkraft>
- Vindportalen. (2020f). Vindkraft i Norge - Produksjon og utvikling. Hentet 21.02.2020 fra:
<https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindkraft-i-Norge>
- Windturbine models. (2020a). Siemens SWT-3.6-120 Offshore. Hentet 10.05.2020 fra:
<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/669-siemens-swt-3.6-120-offshore>
- Windturbine models. (2020b). Siemens SWT-6. Hentet 10.05.2020 fra: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/657-siemens-swt-6.0-154>
- Windturbine models. (2020c). Vestas V80-2.0. Hentet 10.05.2020 fra: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/19-vestas-v80-2.0>
- Yahoo finance. (2020). Equinor 5 year average beta. Hentet 25.05.2020 fra:
<https://finance.yahoo.com/quote/EQNR/key-statistics?p=EQNR&guccounter=1>
- Yttervik, R. (2015). Hywind Scotland - status and plans. Hentet 12.03.2020 fra:
https://www.sintef.no/globalassets/project/eera-deepwind-2015/presentations/closing/rune-yttervik_statoil.pdf
- Zhang, Y. (2009). *Offshore Wind Farms in the UK: Challenges and Risks in the development Process*. University of Nottingham, Hentet fra
http://eprints.nottingham.ac.uk/23328/1/2_Dissertation_Yiping_Zhang.pdf
- Ørsted. (2020a). About Ørsted. Hentet 21.02.2020 fra: <https://orsted.co.uk/About-us/Our-company/About-Orsted>
- Ørsted. (2020b). Our offshore wind farms; Where we operate. Hentet 21.02.2020 fra:
<https://orsted.com/en/Our-business/Offshore-wind/Our-offshore-wind-farms>
- Ørsted. (2020c). Udforsk vores historie. Hentet 21.02.2020 fra: <https://privat.orsted.dk/om-orsted/udforsk-historien/>
- Østenby, A. M. (2019). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*. Hentet 04.04.2020 fra:
http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf
- Øystese, K. Å. (2019). Offshore vind er blitt mye billigere. Hentet 23.04.2020 fra:
<https://energiogklima.no/nyhet/fem-paa-fredag/fem-pa-fredag-offshore-vind-er-blitt-mye-billigere/>