

Offshore vindkraft - Tekniske og økonomiske vurderinger for utbygging og tilkobling.

Jørgen Olsen

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Mars 2008

Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT

Biveileder(e): Magnus Korpås, SINTEF
John Olav Giæver Tande, SINTEF

Oppgavetekst

Bakgrunn

Fokuset på globale klimaendringer og lokal forurensing har ført til økt etterspørsel på fornybar energi i hele Europa. EU har satt seg mål om at minst 20 prosent av energiforbruket i EU-landene skal komme fra fornybar energi innen 2020. Satsning på offshore vindkraft kan bidra til å nå dette målet. Det er også behov for kraftutbygging i Norge på grunn av økende forbruk og tørrårsproblematikk. Kraftutbygging basert på andre fornybare ressurser og økt overføringskapasitet til utlandet kan bedre forsynings sikkerheten og stabilisere kraftprisene.

Norge har gode vindforhold offshore, og flere selskaper arbeider med å utvikle teknologi for både bunnfaste og flytende vindturbiner. En storskala utbygging av offshore vindkraft krever også et godt overføringssystem. Kraften kan enten ilandføres med dedikert kabel eller ved tilknytting til forbindelser mellom områder.

Oppgave

Det skal gjøres rede for teknologi vedrørende offshore vindkraft og kraftoverføring. Oppgaven skal videre belyse dagens situasjon, utbyggingsplaner og vurdere de tekniske og økonomiske mulighetene for bygge offshore vindparker som kan tilkobles dedikert kabel eller fremtidige utenlandsforbindelser. Forbindelser til Danmark og Tyskland skal vektlegges, da disse alternativene (Skagerrak 4 og NorGer) er under planlegging. Det skal etableres simuleringsmodeller som beregner bedriftsøkonomisk lønnsomhet i ulike valgte prosjekter og utføres sensitivitetsanalyser av resultat.

Oppgaven gitt: 03. oktober 2007

Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT

Forord

Denne masteroppgaven setter punktum for mine fem års studier i Energi og Miljø. Arbeidet med oppgaven har pågått fra oktober 2007 til mars 2008. Dette har vært en utfordrende og lærerik prosess. I denne sammenheng er det noen jeg ønsker å takke.

Takk til faglærer Terje Gjengedal, veileder John Olav Tande og Thomas Trötscher for hjelp til å utforme oppgaven og for gode råd. Spesielt ønsker jeg å takke veileder Magnus Korpås for all tid og god hjelp underveis.

Jørgen Olsen
Trondheim 26.2.2008

Sammendrag

Det er behov for kraftutbygging i Norge på grunn av økende forbruk og tørrårsproblematikk. Ny kraftproduksjon basert på andre ressurser og økt overføringskapasitet til utlandet kan bedre forsyningssikkerheten og stabilisere kraftprisene. Det utredes i denne sammenheng muligheter for internasjonale kabelprosjekter og flere norske selskaper arbeider med å utvikle teknologi for bunnfaste og flytende vindturbiner. Potensialet for offshore vindkraft i norsk økonomisk sone er meget stort, men teknologien er umoden og dårlige rammevilkår i europeisk sammenheng hemmer utvikling og utbygging. De første prøveprosjektene for flytende vindkraft vil realiseres i løpet av 2009.

I oppgaven utføres det en rekke simuleringer med en MATLAB-modell utviklet for å undersøke bedriftsøkonomisk lønnsomhet og sensitivitet til ulike offshore vindkraftprosjekter. Simulering av et prosjekt med 400 MW installert vindkraft tilkoblet dedikert kabel til Norge viser at nødvendig støtte må være en innmatingstariff på rundt 600 kr/MWh. Hvis vindkraftutbygger mottar produksjonsstøtte, må tillegget være i underkant av 400 kr/MWh med dagens kraftprisnivå.

Det vil også bli mulig å koble offshore vindkraft til internasjonale forbindelser. Det er mange usikkerhetsmomenter knyttet til et slikt prosjekt. Derfor utføres det simuleringer med ulike forutsetninger for å illustrere konsekvenser av noen mulige utfall. En park med 400 MW installert vindkraft tilkoblet en forbindelse mellom Norge og Tyskland på 1000 MW blir undersøkt. Vindkraften i et slikt prosjekt viser seg å være ulønnsom med valgte forutsetninger og dagens norske støtteordning. Store inntekter på grunn av krafthandel fører allikevel til at prosjektet får en positiv nåverdi. Handelsinntektene er kun avhengig av prisforskjellen mellom områdene.

Internasjonale kabelprosjekter er altså veldig lønnsomt under gitte forutsetninger. Beregningene viser at en 1000 MW kabel til Tyskland gir en netto nåverdi på om lag 5,7 milliarder kroner med 8 prosent diskonteringsrente og levetid på 25 år. I følge beregningene har kabelprosjektet positiv nåverdi selv om prisene i de to områdene jevner seg ut med om lag 50 prosent.

Modellen viser at det kan være gunstig for en privat utbygger å inngå et samarbeid med Statnett som er systemansvarlig i Norge. Statnetts motivasjon for å inngå et samarbeid vil være deres berettigede del av handelsinntektene og en rekke positive samfunnsøkonomiske virkninger. En av simuleringene som er foretatt forutsetter at Statnett kompenserer for tapt støtte ved eksport av vindkraft til utland. Dersom det installeres 400 MW vindkraft og den private aktøren eier 40 prosent av kablen blir nåverdien rundt 1,7 milliarder kroner. På grunn av kostnadsdelingen med Statnett er risikoen mindre. Vindkraftutbyggeren får i dette tilfellet en mindre andel av inntektene fra krafthandel. En eventuell prisutjevning mellom Tyskland og Norge vil dermed få mindre konsekvenser.

Abstract

The growth in demand for renewable energy in Europe is a result of increased energy consumption and a general consensus on man made global warming. The hydropower system in Norway is vulnerable in dry years. There is a need for new power production based on other resources or increased transmission capacity to other areas. This will improve the reliability of supply and stabilize the price of electricity.

There are several ongoing projects in Norway related to offshore wind power and subsea interconnectors. NorNed, the world's longest subsea power link between Norway and the Netherlands, will be operational in April 2008. A demonstration project based on floating wind turbines will be ready within 2009. The potential for offshore wind power in the Norwegian economic zone is huge, but the support schemes are temporarily too low to encourage big private investments.

This thesis contains a MATLAB-model which is developed to calculate the corporate profitability and sensitivity of a chosen wind power project. A simulation of a 400 MW offshore wind farm with a dedicated HVAC-cable to Norway indicates that the support scheme has to be five times higher than today's scheme (80 NOK/MWh).

It is also possible to evaluate the profitability when the park is connected to an international HVDC-cable. The calculations include many elements of uncertainty. It is therefore necessary to perform several simulations to cover different outcomes. A 400 MW wind farm is connected to a 1000 MW interconnector between Norway and Germany. The wind power in such a system is not profitable under chosen conditions and today's support scheme. Profitable power trade between the countries result in a positive net present value after all.

International transmission cables are very profitable with selected assumptions. Simulation of a 1000 MW cable to Germany shows a net present value of 5.7 billion NOK. The estimate assumes a discount rate of 8 percent and 25 years economic life. According to the model, the project will be profitable even if the prices in the two areas levels out with 50 percent.

A co-operation with Statnett, the Norwegian transmission system operator, can be favourable. Statnett will receive income from power trade and benefit from other socioeconomic effects. A simulation assumes 400 MW installed wind power and that Statnett is willing to compensate for lost economic support when the wind power is sent to Germany. If the private company has financed 40 percent of the cable, the net present value will be 1.7 billion NOK. The cost share will reduce the financial risk. The private company will receive a smaller part of the total income from power trade. A price-equalization between the countries will have less impact on the profitability.

Innholdsfortegnelse

1 Innledning	1
2 Vind	2
2.1 Vindvariasjon.....	2
2.2 Sesongvariasjoner.....	4
2.3 Vindforhold i Norge.....	5
2.4 Vindforhold offshore.....	7
3 Vindkraftteknologi	8
3.1 Turbinteknologi.....	8
3.2 Regulering av effekt.....	9
3.2.1 Pitch.....	9
3.2.2 Stall.....	10
3.2.3 Aktiv stall.....	10
3.2.4 Utjevning av effektvariasjoner.....	10
3.3 Generatorteknologi.....	11
3.3.1 Asynkrongenerator.....	11
3.3.2 Synkrongenerator.....	12
3.4 Produksjon.....	12
4 Vindkraft i dag og potensial for utvikling	14
4.1 Landbasert vindkraft i Norge.....	14
4.2 Offshore vindkraft.....	14
4.2.1 Bunnfaste turbiner.....	15
4.2.2 Flytende turbiner.....	16
4.2.3 Norske konsepter for flytende vindturbiner.....	17
4.2.4 SWAY.....	17
4.2.5 Hywind.....	18
4.2.7 Potensialet innenfor norsk økonomisk sone.....	19
4.2.8 Planer for offshore vindkraft i Norge.....	20
5 Offshore kraftoverføring	22
5.1 Vekselstrøm.....	22
5.2 Likestrøm.....	22
5.2.1 HVDC LCC.....	22
5.2.2 HVDC VSC.....	23
5.2.3 HVDC VSC til offshore vindkraft.....	24
5.2.4 Multiterminal HVDC.....	25
5.3 Kabel.....	26
5.4 Tap.....	27

6 Internasjonale sjøkabler fra Norge	28
6.1.1 Norge – Nederland.....	28
6.1.2 Norge – Tyskland.....	28
6.1.3 Norge – England	28
6.1.4 Norge – Danmark.....	29
6.1.5 The European Offshore Supergrid	29
7 Økonomi offshore vindkraft	31
7.1 Investeringskostnader for flytende turbiner	31
7.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader	32
7.3 Overføringskostnader.....	32
7.4 Balansekostnader	33
7.4.1 Regulerkraft	33
7.4.2 Regulerkraftopsjoner.....	33
7.4.3 Elbas.....	34
7.4.4 Balansehåndtering av vindkraft	34
7.5 Kostnad per kWh	35
7.6 Støtte til vindkraft	36
7.6.1 Støtte i Tyskland	37
7.6.2 Støtte i Danmark	38
7.6.3 Grønne sertifikater	38
7.7 Lønnsomhetsanalyser.....	39
7.7.1 Nåverdi.....	39
7.7.2 Diskonteringsrente	40
7.8 Risiko- og sensitivitetsanalyse.....	41
8 Økonomi i kabelprosjekter	43
8.1 Statnetts vurdering av NorNed-prosjektet	43
8.1.2 Kostnader	44
8.1.3 Handelsinntekter	44
8.1.4 Andre inntekter og nyttevirksomheter.....	46
8.1.5 Sensitivitetsanalyse.....	47
8.2 Statnetts lønnsomhetsvurdering av andre kabelprosjekter.....	48
9 Tilkobling av offshore vindkraft til internasjonale forbindelser.....	49
9.1 Modellbeskrivelse.....	49
9.2 Forutsetninger	51
9.2.1 Kabelkostnader	51
9.2.2 Diskonteringsrente	52
9.2.3 Inntekter	52
9.3 Strømpriser i NO1, DKV og DE.....	54
9.4 Vind på lokalitet.....	55
9.5 Effektkurve	57

9.6 Produksjon	59
10 Simuleringer	61
10.1 Simulering 1	62
10.2 Simulering 2	66
10.3 Simulering 3	67
10.4 Simulering 4	68
10.5 Diskusjon av resultater	72
11 Konklusjon	74
12 Referanseliste.....	75
A Vedlegg.....	I
A.1 meny.m.....	I
A.2 vindprog.m	III
A.3 timesserie.m	V
A.4 produksjon.m.....	VI
A.5 flyt.m.....	VII
A.6 investering.m.....	X
A.7 kost_kWh.m	XI
A.8 naaverdier.m.....	XII
A.9 flytprosent.m	XV
A.10 prisutjevning.m	XVI
A.11 start_stopp.m.....	XVII

Figurer

Figur 1: Weibullfordeling med ulike skala- og formparametre. Plottet i MATLAB	2
Figur 2: Vindhastighet øker med høyden. Referansen er 10 m/s i 10 meters høyde	3
Figur 3: Variasjon i tilgang på vann og vind i forhold til forbruket	4
Figur 4: Vann- og vindressurser i Norge fra 1960 til 1990	5
Figur 5: Vindressurser i Europa	6
Figur 6: Vindressurser i 50 meters høyde. Målt fra 1983-1993	7
Figur 7: Prinsippskisse av en Siemens vindturbin	8
Figur 8: Rotorblad under normal drift	9
Figur 9: Rotorbladet mister oppdrift	9
Figur 10: Effektivitasjoner fra en vindturbin sammenliknet med en vindpark på 20 vindturbiner	10
Figur 11: Sammenlikning av effektivitasjoner fra en vindpark med fem vindparker	11
Figur 12: Eksempel på en vindturbin effektkurve	13
Figur 13: Offshore vindkraft i Europa	15
Figur 14: Ulike løsninger for bunnfaste turbiner	15
Figur 15: Ulike løsninger for flytende turbiner	16
Figur 16: Skisse av SWAYs konsept	17
Figur 17: Skisse av Hywinds konsept	18
Figur 18: Kartet antyder Norges økonomiske sone	19
Figur 19: Alternative løsninger for offshore kraftoverføring	24
Figur 20: Statnetts illustrasjon av et fremtidig offshore overføringssystem	25
Figur 21: Tap varierer med effekt og avstand	27
Figur 22: Airtricitys visjon	29
Figur 23: Omkostningsanalyse av offshore vindkraft	31
Figur 24: Tidsforløpet og hvor de ulike markedene virker	34
Figur 25: Vindkraftproduksjon, balansekraft og utveksling i Danmark 08.01.05	35
Figur 26: Energikostnaden varierer med vindforhold og teknologitvikling	36
Figur 27: Stjernediagram vindkraft	41
Figur 28: Prinsipp for kabelkostnader	43
Figur 29: Prinsipp for krafthandel	45
Figur 30: Forventede årlige kostnader og inntekter i NorNed-prosjektet	46
Figur 31: Stjernediagram NorNed	47
Figur 32: Årlig samfunnsøkonomisk overskudd for Norge per MW	48
Figur 33: Flytskjema for modell	50
Figur 34: Prinsipp for kraftflyt i kabelen	52
Figur 35: Områdepriser fra 1.1.2001 til 31.12.2007	54
Figur 36: Områdepriser time for time i 2005	54
Figur 37: Omtrentlig plassering av målestasjoner, vindpark og kabel	55
Figur 38: Registrerte målinger og en weibulltilpasning. Ekofisk i år 2000	56
Figur 39: Vindvariasjon over året på Ekofisk målt i perioden 1980 til 2006	56
Figur 40: Vindretning på Ekofisk måned for måned. Målt i perioden 1980 til 2006	57
Figur 41: Effektkurve for en 5 MW vindturbin	58
Figur 42: Vindhastighet og produksjon basert på vinddata fra Ekofisk i år 2000	59
Figur 43: Forventet antall døgn uten kraftproduksjon. Målt i perioden 1980 til 2006	59
Figur 44: Antall start-stopp og tap på grunn av overvind	60
Figur 45: Kostnad per kWh varierer med brukstiden	61
Figur 46: Spesifisert kraftflyt mellom områder	62
Figur 47: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Simulering 1	63
Figur 48: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Simulering 1	64
Figur 49: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Kun kabel. Simulering 1	65
Figur 50: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Simulering 2	66
Figur 51: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Simulering 3	67
Figur 52: Kostnad per kWh varierer med brukstiden. Simulering 4	68
Figur 53: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Simulering 4	69
Figur 54: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Simulering 4	70
Figur 55: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Forutsetter en generell kraftprisøkning	70
Figur 56: Nåverdi med økende andel vindkraft og kabelfinansiering. Simulering 4	71

Tabeller

Tabell 1: Forklaring av fargemarkering på kartet og kategorisering etter type terreng	6
Tabell 2: Navnforklaring til Figur 6	8
Tabell 3: Vindens effekt	13
Tabell 4: Beregnet potensial i norsk økonomisk sone	20
Tabell 5: Andre forhånds meldte og konsesjonssøkte prosjekter per februar 2008	21
Tabell 6: Egenskaper til LCC og VSC	24
Tabell 7: Tap i overføringer fra en 500 MW vindpark hvor gjennomsnittsvind er 9 m/s	27
Tabell 8: Kvantifiserbare miljøkostnader ved ulik kraftproduksjon	37
Tabell 9: Forklaring til Figur 31	47
Tabell 10: Oppsummering av forutsetninger som ikke endres i simuleringene	53
Tabell 11: Effekt og vindhastighet - Enercon V 70	58
Tabell 12: Endret installert vindkraft. Simulering 1	64
Tabell 13: Vindkraftutbyggerens del av kabelfinansiering. Simulering 1	65
Tabell 14: Endret installert vindkraft. Simulering 2	67
Tabell 15: Endret installert vindkraft. Simulering 3	68
Tabell 16: Endret installert vindkraft. Simulering 4	71

1 Innledning

Økt elektrisitetsforbruk og fokuset på globale klimaendringer og lokal forurensing har ført til økt etterspørsel på fornybar energi i hele Europa. Det er også behov for ny kraftproduksjon i Norge på grunn av økende forbruk og tørrårsproblematikk. Kraftutbygging basert på andre fornybare ressurser og økt overføringskapasitet til utlandet kan bedre forsyningssikkerheten og stabilisere kraftprisene.

Vindkraft er i dag det rimeligste fornybare alternativet etter vannkraft. I Norge er det til nå bare utviklet vindkraftprosjekter på land, men det foreligger mange planer for vindkraft til havs. I oppgaven blir offshore vindkraft brukt om all vindkraft utenfor kysten. Offshore-turbiner kan enten være bunnfaste eller flytende. Et studie utført av Kjeller Vindteknikk viser at vindkraftpotensialet innenfor norsk økonomisk sone er enormt. Med dagens teknologi (bunnfaste vindturbiner) er det mulig å produsere elektrisitet som tilsvarer åtte ganger dagens totale produksjon i Norge. Når teknologien for flytende turbiner blir moden, er det totale potensialet rundt 115 ganger dagens samlede vannkraftproduksjon. Vindkraft i norsk økonomisk sone kan i teorien dekke hele Europas energibehov.

Ilandføring av elektrisitet fra offshore vindkraft byr på store utfordringer og utgjør en betydelig del av prosjektets total kostnad. Valg av teknologi avhenger i hovedsak av tilknyttingspunkt, avstand og kapasitet. Mulighetene for et internasjonalt "supernett" som knytter sammen mange europeiske land, offshore vindparker og olje-/gassplattformer blir utredet i disse dager, men er ikke vektlagt i oppgaven.

Det foreligger flere planer om internasjonale undersjøiske forbindelser fra Norge. Kabelforbindelsen mellom Norge og Nederland blir trolig tilgjengelig for kraftmarkedet i april 2008. Statnett har utført grundige økonomiske analyser som er tilgjengelige for allmennheten. Teorien som omfatter økonomi i internasjonale kableprosjekter bygger derfor i hovedsak på Statnetts analyser.

I kapittel 2 og 3 blir det henholdsvis gjort rede for vind og teknologi vedrørende offshore vindkraft. I kapittel 4 belyses vindkraft i dag, utbyggingsplaner og potensialet for offshore vindkraft. I og med at teknologien for offshore vindkraft er ny, vil en del av teorien baseres på erfaringer fra landbasert vindkraft. I kapittel 5 og 6 omtales ulike teknologier for undersjøisk kraftoverføring og muligheter for fremtidig utbygging. Kapittel 7 og 8 tar for seg økonomiske sider ved offshore vindkraft og kabelprosjekter.

I forbindelse med masteroppgaven er det utviklet en simuleringsmodell i MATLAB som beregner lønnsomhet og sensitivitet i et valgt vindkraftprosjekt under valgte forutsetninger. Det utføres bedriftsøkonomisk lønnsomhetsanalyser fordi bedrifter normalt står for vindkraftutbygging og fordi det er vanskelig å kvantifisere alle nyttevirksomheter og eksterne effekter. Vindparken kan enten tilkobles en dedikert kabel eller internasjonale forbindelser til Danmark og Tyskland. Disse alternativene er vektlagt fordi Skagerrak 4 og NorGer er under planlegging. Modellen og forutsetninger blir forklart i kapittel 9. I kapittel 10 følger simuleringseksempler med lønnsomhetsberegninger og sensitivitetsanalyser. Det er valgt å simulere Lyses forhåndsmeldte prosjekt i den sørlige delen av Nordsjøen tilkoblet en forbindelse mellom Norge og Tyskland. Enkelte forutsetninger blir endret i hver av de fire simuleringene. Resultatene blir så diskutert i kapittel 11.

2 Vind

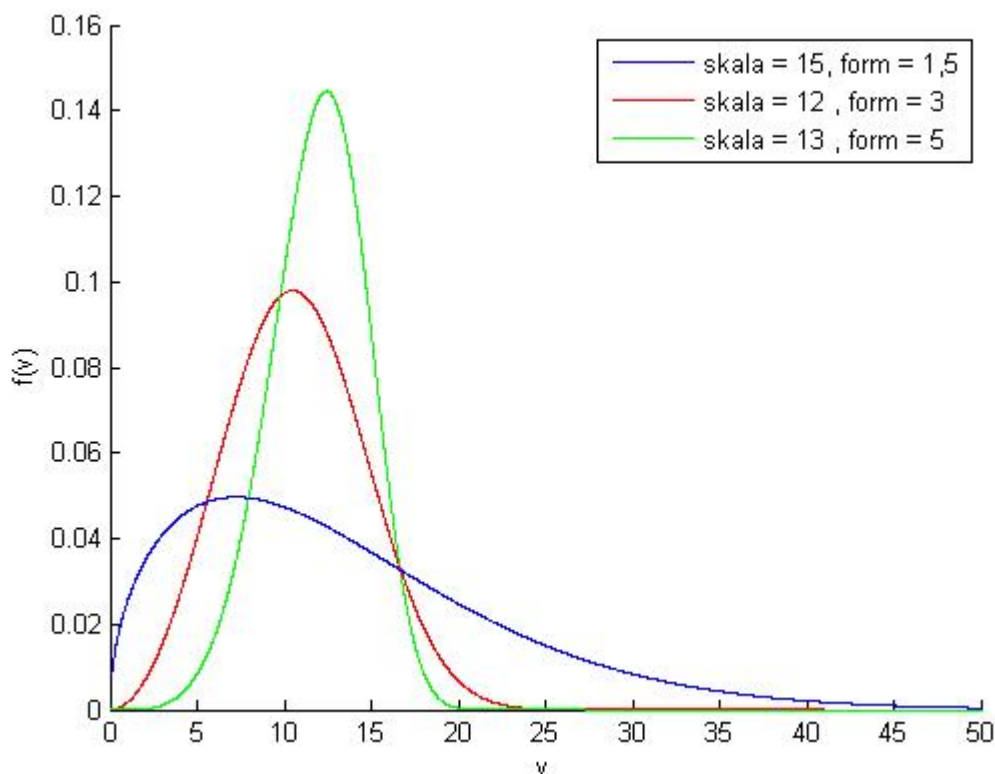
Vind oppstår på grunn av ujevn oppvarming av jordens overflate. Forskjellig temperatur i to områder fører til forskjellig lufttrykk i luftmassene over. Luften strømmer fra området med høyt trykk til området med lavt trykk for å jevne ut denne trykkforskjellen. Corioliseffekten fører til at luften følger sirkulære baner inn mot lavtrykkssenteret. [1]

2.1 Vindvariasjon

Frekvensdistribusjonen for vindhastigheter blir normalt beskrevet med en weibullfordeling. Ut fra denne funksjonen kan gjennomsnittlig vindhastighet leses, hvor mye vinden varierer og sannsynlighet for at en vindhastighet skal forekomme. Formelen for weibullfordelingen er uttrykt i likning (2.1)

$$f(v; k, \lambda) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (2.1)$$

Der f er sannsynligheten for at hastigheten v skal opptre. λ er fordelings skalaparameter, og en høy λ indikerer et sted med mye vind. k er formfaktor og indikerer hvor spiss fordelingen er. En høy k betyr at sannsynligheten er høy for at vindhastigheter innenfor et lite intervall skal opptre. Den mest kostnadseffektive fordelingen for en vindkraftprodusent blir da å ha en høy λ for mye vind og en høy k for stabil vind. [1]



Figur 1: Weibullfordeling med ulike skala- og formparametre. Plottet i MATLAB

For at en skal kunne kjenne vindens weibullfordeling på et gitt sted må en foreta målinger. Selv om weibullfordelingen sier noe om hvor stor sannsynlighet det er for at en gitt vindhastighet vil opptre, er det tap av informasjon å gå fra målte vindhastigheter til en weibullfordeling. Det er koblinger for vindhastigheter mellom timer, mellom dager og mellom sesonger.

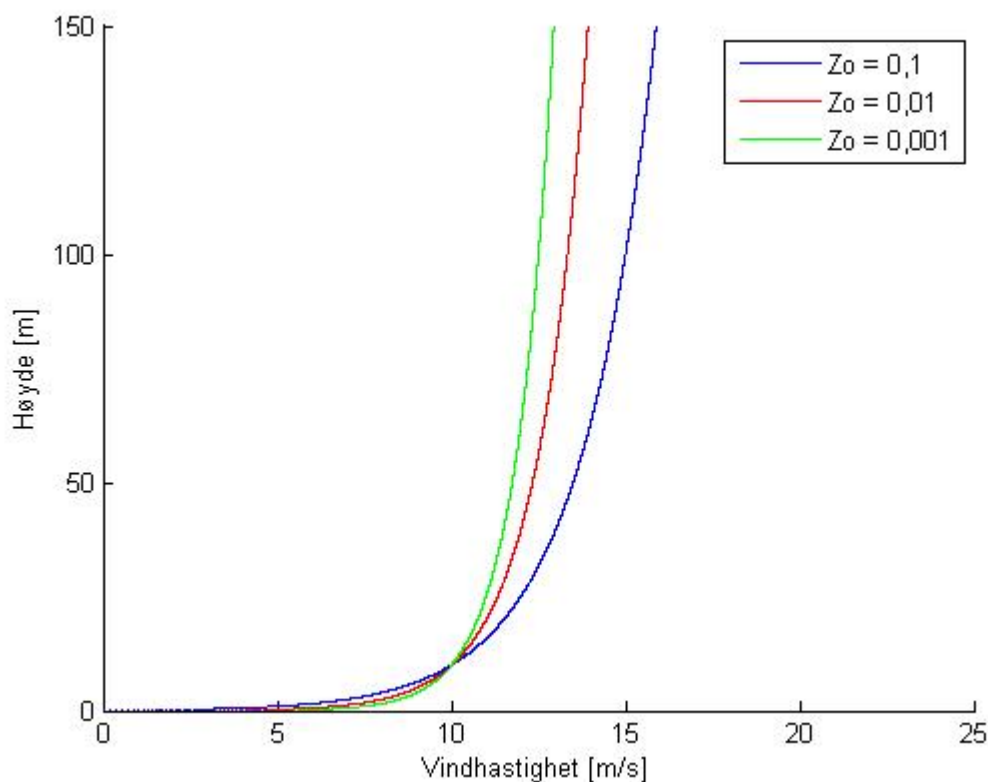
Det er ofte sammenhenger mellom vindhastighetene på nærliggende steder. Målinger fra en spesifikk lokalitet kan senere sammenliknes med vinddata fra en nærliggende meteorologisk stasjon. Disse kan ofte ha tilgjengelige vinddata for flere tiår, som ofte kan korreleres til ønsket lokalitet. På denne måten kan vindressursen kartlegges raskt. [2]

Hvis en ikke har tilgang til vinddata fra nærliggende meteorologiske stasjoner med nødvendig korrelasjon, må vindmålingene på lokaliteten utføres over en lengre periode. For tilfredsstillende kartlegging kan det være nødvendig å måle vinden i flere år.

Vindhastigheten øker med høyden og er avhengig av ruhetsgraden på terrenget. Hvis en ønsker å finne vindhastigheten i en annen høyde enn i målepunktet, kan formel 2.2 benyttes.

$$v = v_{ref} * \left(\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right) \right) \quad (2.2)$$

- v_{ref} er vindhastigheten målt i en kjent høyde z_{ref} .
- z er høyden som vindhastigheten skal oppskaleres til.
- z_0 er ruhetslengden på terrenget. [1]

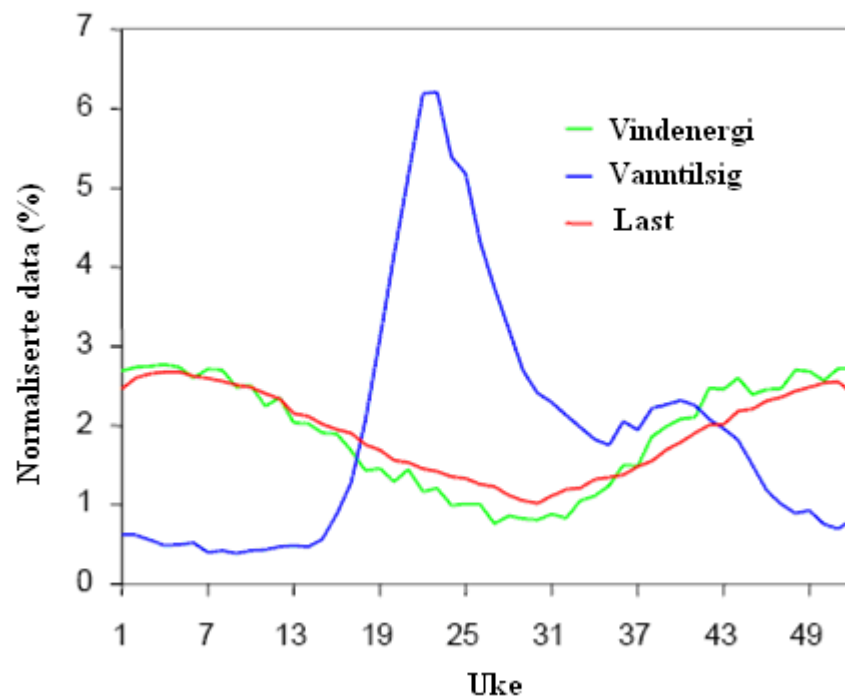


Figur 2: Vindhastighet øker med høyden. Referansen er 10 m/s i 10 meters høyde

I vindkraftsammenheng er turbulensnivået også viktig. Økt turbulens gir redusert tilgjengelig energi for utnyttelse, samtidig som det øker belastningen på vindturbinen. For å forutsi hvor det blåser jevnt, er det viktig å utvikle detaljerte strømningsmodeller på lokaliteten.

2.2 Sesongvariasjoner

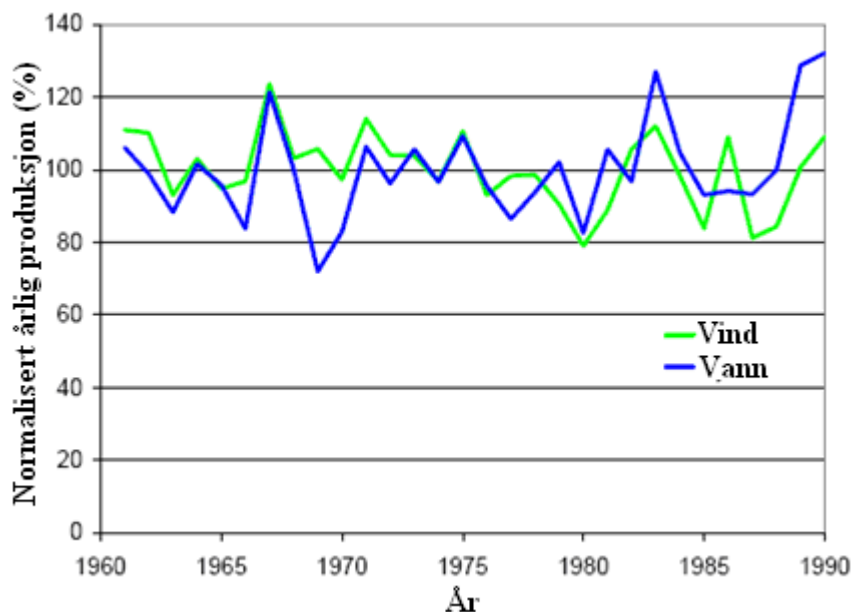
Vindforholdene varierer betydelig fra sesong til sesong og fra år til år. Som figuren under viser, har vindkraften en veldig god samvariasjon med forbruket gjennom i året. Det blåser mest på vinteren når forbruket er størst.



Figur 3: Variasjon i tilgang på vann og vind i forhold til forbruket [3]

Det er verdt å merke seg at vanntilsetet er desidert størst om sommeren. Dette kommer av at mye vann ligger lagret som snø og smelter om våren. Det er allerede et utbygd system for energilagring i reservoarer. Dette foredler vindkraften til et mer høyverdig produkt enn i rene termiske systemer. Den produserte vindkraften som erstatter vannkraft, kan sees på som ekstra lagret energi i vannkraftmagasiner. Det er synergieffekt mellom vind og vann siden det blåser mest når vanntilsetet er minst. [4]

På lang sikt vil den årlige vindkraftproduksjonen trolig variere med ± 20 prosent fra forventet verdi. Denne beregningen er basert på vinddata fra de seneste 30 år. Til sammenligning varierer vannkraftproduksjonen med ± 30 prosent fra gjennomsnittet. Samkjøring av vann og vind vil med stor sannsynlighet gi en mer stabil kraftforsyning. Figur 4 viser normaliserte verdier av vann- og vindressurser fra 1960 til 1990.



Figur 4: Vann- og vindressurser i Norge fra 1960 til 1990 [3]

Det norske vannkraftsystemet har svært gode reguleringssegenskaper, og vindkraft kan forholdsvis enkelt integreres i et slikt system. Den uforutsigbare og ujevne vindkraftproduksjonen kan kompenseres ved å variere produksjonen i vannkraftsystemet. Opp- og nedreguleringer, start og stopp i et vannkraftverk er lett å utføre til en forholdsvis lav kostnad. Det er derfor større fleksibilitet i det norske vannkraftsystemet enn i land basert på varmekraftsystem. [5]

Vindkraftutbygging vil også bidra til tørrårssikring fordi en stor andel av elektrisiteten blir produsert om vinteren. Vindkraftprodusentene vil i en anstrengt kraftsituasjon oppnå høye priser, men vil kunne motvirke at prisene blir enda høyere eller at det må tys til rasjonering. De ovennevnte momentene tyder på at integrering av vindkraft i det norske systemet passer godt. [6]

2.3 Vindforhold i Norge

Gode vindforhold er avgjørende for økonomien i et vindkraftprosjekt. Lokaliteten for vindparken bør ha stabile vindforhold med en høy gjennomsnittelig vindhastighet. Langs norskekysten er det generelt gode vindforhold i europeisk målestokk. Figuren på neste side viser et forenklet kart med gjennomsnittelige vindhastigheter i Europa. Vindressurser er målt i ulike typer terreng 50 meter over bakkenivå. Tabellen under forklarer fargemarkeringene på kartet.



Figur 5: Vindressurser i Europa [7]

Tabell 1: Forklaring av fargemarkering på kartet og kategorisering etter type terreng [7]

Farge	Grunt vann		Åpent landskap		Ved kysten		Offshore		På høyvindsrygger	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
Dark Blue	>6	>250	>7,5	>500	>8,5	>700	>9,0	>800	>11,5	>1800
Dark Blue	5,0-6,0	150-250	6,5-7,5	300-500	7,0-8,5	400-700	8,0-9,0	600-800	10,0-11,5	1200-1800
Medium Blue	4,5-5,0	100-150	5,5-6,5	200-300	6,0-7,0	250-400	7,0-8,0	400-600	8,5-10,0	700-1200
Light Blue	3,5-4,5	50-100	4,5-5,5	100-200	5,0-6,0	150-250	5,5-7,0	200-400	7,0-8,5	400-700
Very Light Blue	<3,5	<50	<4,5	<100	<5,0	<150	<5,5	<200	<7,0	<400

Hvis vindhastigheten på lokaliteten er over 8,5 m/s i gjennomsnitt, anses vindforholdene som svært gode. Det er gode vindforhold med gjennomsnittsvind på mellom 7,5 og 8,5 m/s. Vindforhold mellom 6,5 og 7,5 m/s blir karakterisert som middels gode.

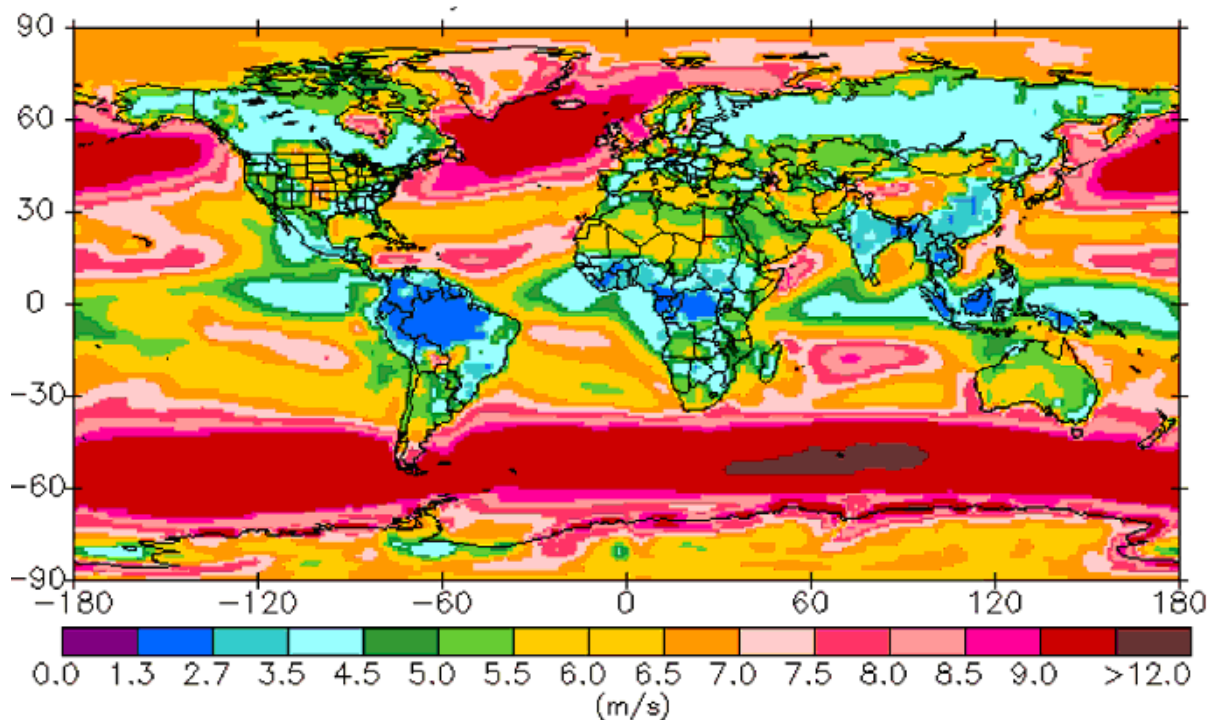
En økning i vindhastigheten på 10 prosent gir en økning av energiproduksjonen på 25 til 30 prosent. Det er derfor viktig å plassere vindturbinene slik at utnyttelsen av vindressursene optimaliseres med hensyn til de gitte restriksjoner for utbyggingen. For en vindpark med 100 MW installert effekt vil en forbedring i energiproduksjonen på 5 prosent utgjøre 15 GWh økt produksjon per år. Dette tilsvarer det årlige energiforbruket til 750 husstander. [8]

Terrenget på steder som egner seg for vindkraftutbygging i Norge er mer kupert og mindre tilgjengelig sammenliknet med vindparkområder i andre europeiske land. Vindforholdene varierer sterkt lokalt og gjør at planleggingen og gjennomføringen av et vindkraftprosjekt i Norge generelt er vanskeligere og mer ressurskrevende.

Beregninger StatoilHydro har gjennomført viser at 1 MW på land i Tyskland og Danmark, gir 2 GWh årlig i energi til nettet. Tilsvarende for Norge til lands og til havs viser henholdsvis 3 GWh og 4 GWh. Offshore vindkraft gir altså dobbelt så mye energi til nettet som den samme effekten med landbasert vindkraft på kontinentet ville gitt. [9]

2.4 Vindforhold offshore

Vindforholdene utenfor norskekysten er vesentlig bedre enn på land. Det kan forventes en årsmiddelvind i Nordsjøen på mellom 10 og 12 m/s. Det er mindre geografiske variasjoner og jevnere vindtilsig. På grunn av den lave ruhetslengden på vannoverflaten ($z_0 = 0,0001$) er vinden også mindre turbulent. [10]



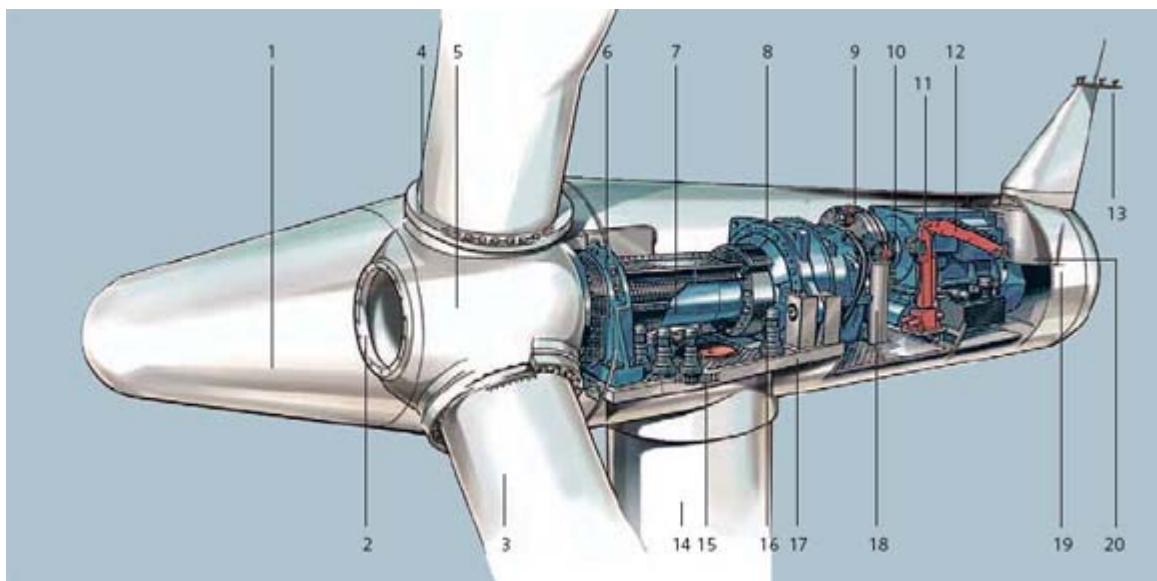
Figur 6: Vindressurser i 50 meters høyde. Målt fra 1983-1993 [11]

3 Vindkraftteknologi

Dette kapitlet tar for seg vindturbinens viktigste komponenter og virkemåte. Vindkraftproduksjon blir også gjort rede for.

3.1 Turbinteknologi

Teknologiutviklingen har vært formidabel de siste tiårene. For 30 år siden var kapasiteten noen få kW, men i dag er det utviklet turbiner i overkant av 6 MW. Det forskes stadig på mer effektive turbiner med større kapasitet. Det finnes ulike typer vindturbiner, men den vanligste løsningen er den horisontalakslede turbinen med tre rotorblader vist i figur 7.



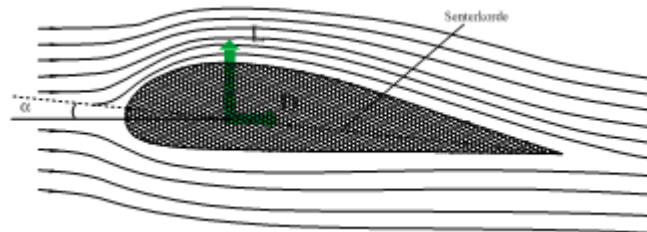
Figur 7: Prinsippkisse av en Siemens vindturbin [12]

Tabell 2: Navnforklaring til Figur 7 [12]

1 Rotornavkapsel	11 Generator
2 Rotornav	12 Kran
3 Turbinblad	13 Anemometer
4 Pitchlager	14 Tårn
5 Hovednav	15 Krøjekrans
6 Hovedlager	16 Krøjemotor
7 Hovedaksling	17 Nacelle bunnplate
8 Gir	18 Oljefilter
9 Brems	19 Utheng
10 Kobling	20 Generatorvifte

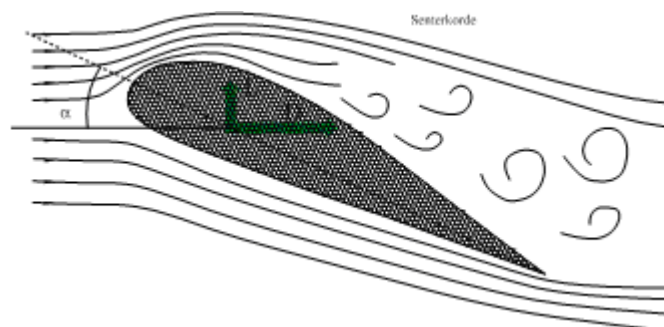
3.2 Regulering av effekt

Rotorbladet er utformet slik at luften som passerer oversiden av vingen vil gå raskere enn på undersiden. Det skapes da oppdrift på grunn av lavere trykk på oversiden. Kraften som virker vinkelrett på vindhastigheten kalles løft.



Figur 8: Rotorblad under normal drift [1]

Hvis vinkelen på rotorbladet blir brattere, øker oppdriften helt til luftstrømmen på oversiden ikke lenger klarer å opprettholde trykket. Luften begynner å bevege seg i små virvelstrømmer og danner turbulens på baksiden av vingen.



Figur 9: Rotorbladet mister oppdrift [1]

Hvis dette skjer, vil kun tyngdekraften virke på rotoren. Dette fenomenet, som innebærer at oppdriften forsvinner, kalles stall. Stall inntreffer altså hvis vingens angrepsvinkel i forhold til luftens strømretning blir for stor, men det kan også oppstå hvis vingens overflate ikke er fullstendig jevn og glatt. Denne egenskapen brukes til å regulere effekten til en vindturbin. Det er tre hovedtyper regulering som blir brukt i dag. [13]

3.2.1 Pitch

De fleste vindmøller som produseres i dag, kan dreie vingebladene slik at løftekraften maksimeres ved liten varierende vind. Når det blåser mye, dreies rotorbladene automatisk mot mindre angrepsvinkel slik at løftet og utstyret skånes for den store belastningen. På dagens turbiner vil denne mekanismen aktiveres ved vindhastigheter rundt 12 m/s. Hvis gjennomsnittlig vindhastighet over ti minutter overstiger 25 m/s, vil vingene vris helt ut av vinden slik at løftekraften opphører og turbinen stopper.

3.2.2 Stall

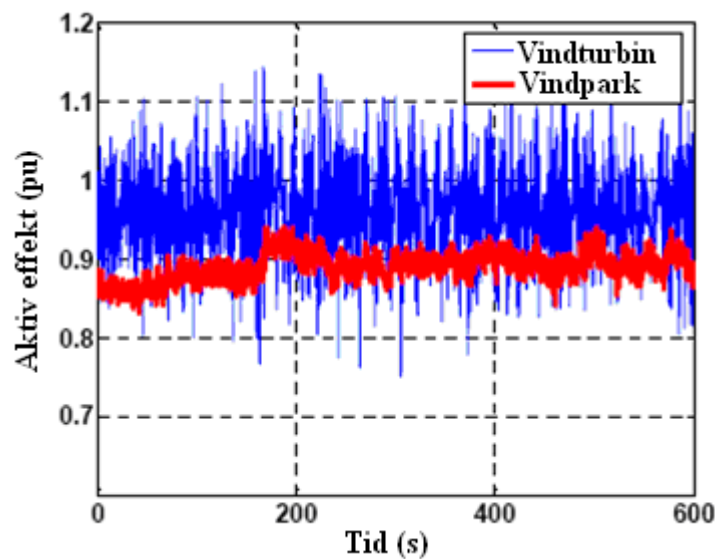
På en stallregulert vindturbin er bladene fastmontert og konstruert slik at løftet avtar når vindhastigheten øker. Vridningen avtar utover på bladene for at løftkraften gradvis skal bli mindre. Bladene staller først ytterst, og ved økende vindhastigheter vil en stadig større del av vingearbeidet stalle. Stallregulering krever en nøyaktig design av vingene, men gir en enkel og robust konstruksjon. Dette prinsippet blir først og fremst brukt på mindre turbiner. [13]

3.2.3 Aktiv stall

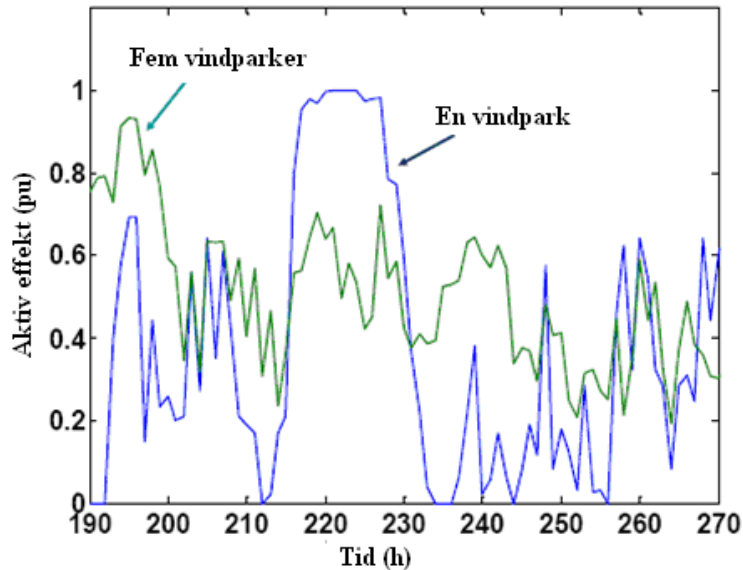
Aktiv stallregulering er basert på samme konstruksjon som pitchregulering med regulerbare blader. Forskjellen er at vingene vil vris mot større angrepsvinkel for å regulere løftkraften. Ved full storm vil vingebledene ha så stor angrepsvinkel at bladene mister alt løft, og turbinen stopper. [13]

3.2.4 Utjevning av effektvariasjoner

På grunn av variasjoner i vindhastigheten vil også avgitt effekt variere. Figur 10 viser hvordan effekten fra en enkelt vindturbin varierer. Det vises også tydelig at effektvariasjonene blir mindre når produksjon fra mange vindturbiner måles i tilknyttingspunktet.



Figur 10: Effektvariasjoner fra en vindturbin sammenliknet med en vindpark på 20 vindturbiner [3]



Figur 11: Sammenlikning av effektvariasjoner fra en vindpark med fem vindparker [3]

Det er veldig tydelig at effekten jevnes ut når antall vindturbiner øker. Forenklet vil den relative effektvariasjonen minke omvendt proporsjonalt med roten av antall vindturbiner ($1/\sqrt{n}$). Det vil si at en vindpark på 100 turbiner vil gi 10 prosent effektvariasjon sammenliknet med variasjonene fra en turbin.

3.3 Generator teknologi

Turbinene omdanner energien i vinden via mekanisk energi til elektrisk energi ved hjelp av en asynkron generator eller en synkron generator.

3.3.1 Asynkron generator

En asynkron generator må være tilkoblet et trefasenett for å magnetisere stator. Det magnetiske feltet roterer og er avhengig av frekvensen på nettet og antall polpar i stator. En generator med to polpar vil ved 50 Hz rotere med 1500 rpm. Dette kalles synkronhastigheten. Fordi turtallet til generatoren er vesentlig høyere enn turtallet til rotorbladene, er det nødvendig å benytte et gir mellom generator og hovedaksling. Vanlig omdreiningshastighet på dagens vindturbiner er 5 til 13 rpm. Det er vanlig å ha en generator som kan operere ved to ulike hastigheter, med utgangspunkt i vindstyrke og maksimal utnyttelse. Det vil da være to forskjellige antall polpar i stator. [14]

Når rotoren roterer, blir det induisert strømmer. Disse strømmene setter igjen opp et magnetfelt som virker mot statorfeltet. De to feltene roterer nesten like fort, og den relative forskjellen i omdreiningshastighetene kalles slip. Slip er typisk 1 prosent ved vanlig drift. Hvis rotoren går fortere enn synkronhastigheten, fungerer maskinen som en generator, og ved lavere hastighet enn synkronhastigheten fungerer maskinen som motor.

Ved et vindkast vil turtallet øke litt, før det virker et større elektrisk motmoment. Dette er en god egenskap i vindkraftsammenheng, fordi det fører til mindre slitasje i giret. Det finnes ulike generatorløsninger som gjør at rotoren kan gå med fast eller variabelt turtall. Vindturbiner med fast turtall benytter asynkrongenerator med kortsluttet rotorvikling og stator direkte tilkoblet nettet. Vindturbiner med variabelt turtall kan være utstyrt med asynkrongenerator med variabel rotormotstand, med rotorkrets tilkoblet frekvensomformer eller med full frekvensomformer mellom generator og nett. Med variabelt turtall er effektkontrollen bedre og den mekaniske belastningen blir mindre.

Asynkrongeneratoren kan sammenliknes med store spoler som medfører en kraftig faseforskyvning og dermed forbruk av reaktiv effekt som det må kompenseres for. Forbruket av reaktiv effekt varierer med produksjonen, men er størst ved oppstart. [13]

3.3.2 Synkrongenerator

Rotoren i synkrongeneratoren fungerer på en annen måte enn i asynkrongeneratoren. I synkrongeneratoren dannes et fast magnetfelt ved hjelp av elektromagnet eller permanentmagnet. Hvis elektromagnet blir brukt, blir rotorviklingene enten forsynt med likestrømmen fra en egen forsyningskrets eller ved hjelp av sleperinger. Hvis generatoren utformes med tilstrekkelig mange poler, kan den operere på lavt turtall og klare seg uten gir. Dette fører imidlertid til at generatoren må ha stor diameter.

Synkrongeneratoren skiller seg fra en asynkrongenerator også ved at den til en hver tid må rotere synkront med frekvensen på nettet. Ved direkte tilkobling på nettet er det ikke mulig til å kjøre med variabelt turtall, men dette muliggjøres ved bruk av en frekvensomformer som styrer hastigheten på det roterende magnetfeltet i stator. Frekvensen vil da kunne justeres slik at generatoren produserer optimalt i forhold til vindstyrken. En annen fordel med å ha frekvensomformer, er at rotorhastigheten kan senkes ytterligere. En synkrongenerator kan selv produsere reaktiv effekt og er derfor ikke avhengig av ekstern kompensering. [13]

3.4 Produksjon

Kraften vindturbinen fanger opp fra luften, er lik endringen av den kinetiske energien i luften som passerer rotorbladene. Bak turbinen vil vindhastigheten under ideelle forhold reduseres til 1/3 av hastigheten på fremsiden av turbinen. I følge Betz lov kan det i teorien fanges opp 16/27 av den kinetiske energien i vinden. [15]

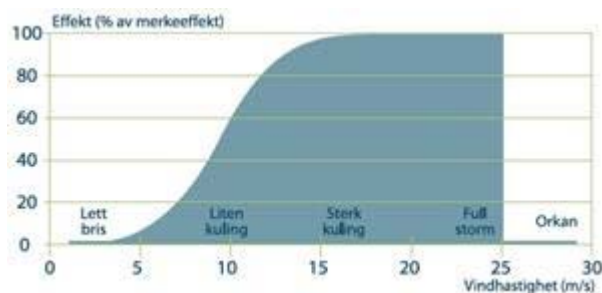
Energiinnholdet i vinden varierer med lufttetthet, lufttemperatur og vindhastighet. Den totale effekten i vinden som passerer et tverrsnitt er gitt ved:

$$P' = \frac{1}{2} * \frac{16}{27} * \rho * A * v^3 \quad (3.1)$$

P er effekt, ρ er lufttetthet, A er tverrsnittareal og v er vindhastighet. I praksis kan de beste vindmøllene gi 75 til 80 prosent av P'. Tabellen på neste side viser hvordan vindens effekt over et tverrsnitt varierer med vindhastigheten. [1]

v [m/s]	$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$ [W/m ²]
5	73
10	584
15	1971
20	4672
25	9125

Figuren under viser i hvilket område en typisk vindturbin opererer. Turbinen begynner å produsere ved en vindhastighet omkring 4 m/s. Turbinen når sin merkeeffekt ved vindhastigheter mellom 12 og 14 m/s. Ved gjennomsnittsvind over 25 m/s i ett timinuttersintervall stoppes turbinen fordi de mekaniske kreftene som virker blir for store. Turbinene tåler derimot kortvarige vindkast som er langt høyere uten at rotoren stanses. [14]



Figur 12: Eksempel på en vindturbins effektkurve [16]

Effektkurvens form avhenger blant annet rotorareal, reguleringsmekanisme, antall turbinblader, tap og virkningsgrad i komponentene. Selv om to turbiner har lik merkeeffekt, kan effektkurvene være veldig ulike. [2] Energien en vindturbin produserer, er forenklet beregnet proporsjonal med rotordiameteren i andre potens, mens massen til vindturbinen er proporsjonal med rotordiameteren i tredje potens. [17] Dette gjør at større vindmøller blir svært tunge og kostbare. Materialutvikling kan imidlertid motvirke dette. Den ideelle vindturbinen er ikke nødvendigvis den som har høyest virkningsgrad. Siden vinden er gratis må turbinen optimaliseres med hensyn til effektivitet og kostnad. Målet er å levere elektrisitet til lavest mulig pris.

Brukstid for en vindturbin regnes som antall timer per år med fullastproduksjon. Brukstiden for vindparker på land i Norge ligger i overkant av 3000 timer per år, som er høyt i europeisk målestokk. Brukstiden på lokaliteter offshore kan være opptil 5000 timer per år. [18]

Hvis vindens sannsynlighetsfordeling og turbinens effektkurve antas kjent, kan energiproduksjonen over en tidsperiode finnes ved å multiplisere verdiene over et inkrement av vindhastighet. Tidsintervallet må også spesifiseres. Dette kan uttrykkes ved ligning (3.2)

$$W = T * \Psi * \int_{v_0}^{v_1} f(v) * E(v) * dv \quad (3.2)$$

T er totaltiden i timer, E(v) er effektkurven for vindturbinen og Ψ er tilgjengeligheten til vindturbinen. [19] For å beregne en vindturbins forventede produksjon kan weibullfordelingene kombineres med effektkurven til den aktuelle vindturbinen.

4 Vindkraft i dag og potensial for utvikling

I Norge er det foreløpig bare landbasert vindkraft. Interessen for offshore vindkraft blir stadig større og teknologien er i rask utvikling. Flere norske selskaper er i ferd med å realisere prosjekter med flytende vindkraft. Hvis denne teknologien blir konkurransedyktig, er utbyggingspotensialet meget stort.

4.1 Landbasert vindkraft i Norge

Det er 15 anlegg i drift med til sammen 155 vindturbiner. Den totale installerte effekten ligger rundt 325 MW og produserer omkring 1 TWh per år. Det største anlegget ligger på Smøla (150 MW) og produserer omkring 0,45 TWh per år. Vindkraftparkene på Hitra, Havøygavlen og Gartefjellet har henholdsvis 55 MW, 40 MW og 40 MW installert effekt. [7]

NVE har gitt konsesjon til åtte nye anlegg som ikke er satt i drift. Til sammen utgjør dette rundt 1400 MW. To av konsesjonene som utgjør i overkant av en TWh, er fortsatt under ankebehandling i olje- og energidepartementet. Det er mange konsesjonssøknader til behandling og totalt utgjør disse prosjektene rundt 5300 MW. [20] [21]

Anslag for potensialet til landbasert vindkraft er svært varierende. Ved en utbygging på 0,5 prosent av Norges areal har Kjeller Vindteknikk beregnet en mulig produksjon på omlag 250 TWh per år. [21] NVE anslår i sin analyse fra juni 2005 at vindkraftproduksjonen på land kan bli rundt 7 TWh i 2020. Hvis teknologien for offshore vindkraft blir tilfredsstillende før dette tidspunktet, kan vindkraftproduksjonen bli langt større. En langsiktig markedspris på rundt 30 øre per kWh regnes som nødvendig for at landbasert vindkraft skal være lønnsomt. Dette anslaget har mange usikkerhetsmomenter. Lønnsomheten avhenger blant annet av støtteordninger, kraftutveksling med utlandet, pris og etterspørsel på teknologi, pris på fossile brenslere og kvotepriser for klimagassutslipp. [22]

4.2 Offshore vindkraft

Interessen for å plassere vindturbinene til havs øker. Begrenset landarealet i mange land, miljømessige hensyn, interessekonflikter og estetikk er viktige årsaker til den økende interessen. Vindkraftpotensialet er dessuten mye større og mer stabilt offshore på grunn av store areal og mindre turbulent vind med høyere gjennomsnittshastighet. [7]

Det er store utfordringer knyttet til offshore vindkraft. Turbinteknologien på offshore vindturbiner vil i prinsippet være ganske lik som for turbiner på land, men det blir nødvendig å lage mer robuste konstruksjoner som tåler bølgelast og sterkere vind. Det må monteres offeranoder på hver turbin, nacellen må ventileres gjennom filtre og ubeskyttede deler må lages av materialer som ikke korroderer. Vedlikeholdsarbeidet blir krevende og kostbart. Turbinene bør derfor være svært driftsikre og ha et godt system for tilstandsovervåking og automatisering. Tilgjengeligheten for bunnfaste turbiner er i dag rundt 95 prosent. [23]

På havet vil ikke turbinenes størrelse være styrt av estetiske hensyn. Det vil derfor bli valgt den størrelse som er teknisk-økonomisk optimal. Turbiner med effekt på 10 til 12 MW kan bli realistisk på sikt.

EWEA (European Wind Energy Association) har et mål om 300 GW installert vindkraft i EU innen 2030. Det er ønsket at offshore vindkraft skal utgjøre 150 GW. På verdensbasis er det i dag installert om lag 1100 MW bunnfast vindkraft. Det knyttes derfor store forventninger til vekst i utvikling og bruk av denne teknologien. [24]

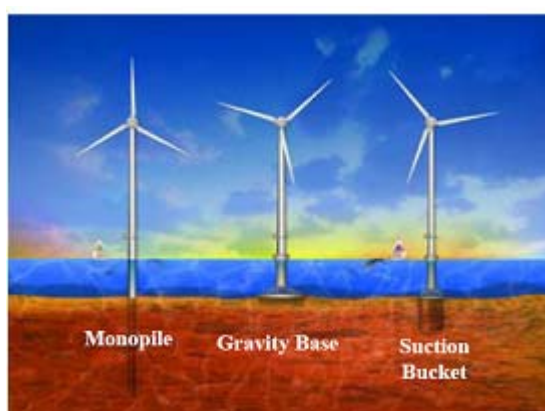


Figur 13: Offshore vindkraft i Europa [25]

Utviklingen av offshore vindkraft startet i 1991 med Vindebyprosjektet i Danmark. I dag finnes det om lag 20 anlegg, hvorav noen er prototyper eller demonstrasjonsanlegg. De fleste offshore-parkene står mindre enn 10 kilometer fra kysten og på mindre enn 15 meters havdyp. Det nyeste anlegget står på Beatricefeltet 25 km utenfor Skottland. Demonstrasjonsanlegget består av to bunnfaste turbiner på 45 meters dyp. [26] Flere store prosjekter er under planlegging i Danmark, Sverige, Tyskland, Storbritannia, Spania og Norge. I kapittel 4.2.8 følger mer utdypende informasjon om de norske prosjektene.

4.2.1 Bunnfaste turbiner

Det finnes en rekke alternativer til fundamentering av bunnfaste turbiner. Figur 14 viser tre alternativer for havdyp inntil 30 meter.



Figur 14: Ulike løsninger for bunnfaste turbiner [10]

Enkeltpålen til venstre krever mindre tyngde fordi en forlengelse av tårnet bankes ned i havbunnen og gjør fundamentet stabilt. Denne fundamenteringen utgjør i dag rundt 25 prosent av den totale investeringskostnaden. På land er kostnaden til sammenlikning rundt 7 prosent av total investeringskostnad. [10]

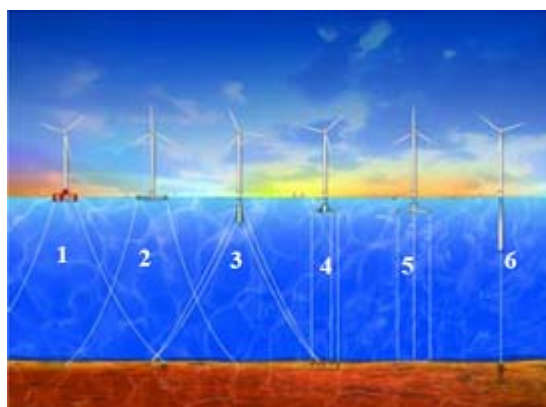
Gravitasjonsfundamentet i midten består av et betongunderstell som fester seg på havbunnen ved sin egen vekt. Senkekassen til høyre er et fundament som består av et tilslutningsrør som plasseres vertikalt på en boks av stål eller betong i havbunnen. På grunn av stor vekt og høye materialkostnader foretrekkes ikke gravitasjonsfundamentet og senkekassen. [7]

I tillegg blir teknologien til tre- eller firefotsfundament stadig mer aktuell og kan brukes på dypere vann. Teknologien kommer fra offshoreplattformer og består av et stålrør midt under tårnet som festes med gitterstenger til konstruksjonens føtter. Føttene er slått ned i bunnen. Det norske firmaet OWEC Tower AS har store ambisjoner for sitt firefotsfundament som kalles OWEC Jacket Quattropod. [27]

De nevnte teknologiene er utprøvd, men material-, vedlikeholds- og installasjonskostnadene er foreløpig for høye. De grunne havområdene er ofte nær kysten hvor det er dårligere vindressurser enn lengre ut til havs. Dette kan redusere lønnsomheten til prosjektet.

4.2.2 Flytende turbiner

Flytende installasjoner gjør de kostbare fundamenteringsløsningene overflødige, men introduserer samtidig nye utfordringer som økt slitasje og økte kostnader til nettilknytning. Hvis teknologien for flytende turbiner blir utviklet, vil store havområder med svært gode vindforhold bli tilgjengelige. Brukstiden på lokaliteter som er aktuelle for flytende turbiner, kan være opptil 5000 brukstimer. Kostnadene for kraftoverføring øker derimot med avstand fra land. [7] Foreløpig er ikke denne teknologien kommersielt tilgjengelig, men to norske selskaper, SWAY og StatoilHydro, er aktuelle med pilotprosjekter på dypt vann.



Figur 15: Ulike løsninger for flytende turbiner [10]

4.2.3 Norske konsepter for flytende vindturbiner

StatoilHydro og SWAY utvikler flytende strukturer, men ingen av selskapene utvikler egne turbiner. De vil basere seg på det som finnes i markedet, men ønsker å bruke norske leverandører. ScanWind utvikler spesielle direkte-drevne systemer uten gir for offshore bruk. Disse konstruksjonene er robuste med færre deler som trenger vedlikehold. Pris, ytelse og kvalitet blir avgjørende for hvilken teknologi som blir valgt.

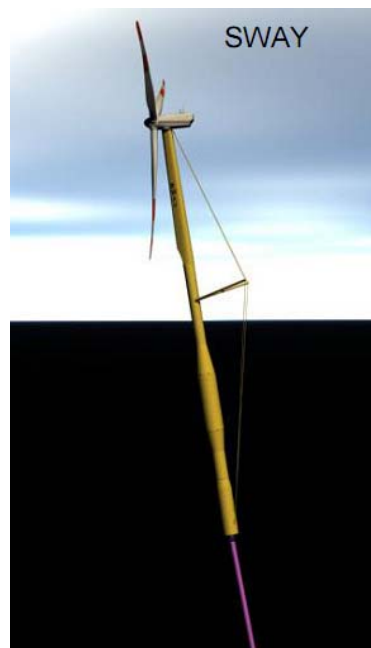
4.2.4 SWAY

Konseptet utviklet av SWAY består av et flytende tårn på til sammen 186 meter. Rotoren som festes 90 meter over vann, har en diameter på mellom 110 og 130 meter. I bunnen av tårnet plasseres tung ballast. Det flytende tårnet forankres til havbunnen med et ankerstag og sugeanker. Ankerstaget koples til tårnet via en dreieskive slik at hele flytekonstruksjonen dreier seg etter vindretningen da nacellen er fastmontert på flyteelementet.

I motsetning til de fleste konvensjonelle vindturbiner plasseres rotoren medvinds. Utformingen reduserer belastning på systemet og gjør at konstruksjonen under normale driftsforhold kan helle mellom 5 og 10 grader med vinden. Nacelle og tårn er aerodynamisk utformet for å begrense turbulens og reduksjon av vindens hastighet inn på rotorbladene. Konseptet vil egne seg på havdyp mellom 120 og 400 meter.

Montering av tårn og vindturbin foregår på land, og konstruksjonen slepes ut til valgt lokalitet. Tilgang til vindturbinen planlegges via båt eller helikopter. Konstruksjonen kan frakoples havbunnen og flyttes. Turbinen er designet for en levetid på rundt 25 år.

Det monteres en transformator inne i tårnet, og en kabel fra hver enkelt turbin sammenkoples i en ekstern transformatorstasjon for ytterligere opptransformering av spenning. Fra transformatorstasjonen vil parken tilknyttes kraftnettet på land. [28]



Figur 16: Skisse av SWAYs konsept [29]

4.2.5 Hywind

Hywind-konseptet består av en turbin plassert på et robust flytende tårn. Strukturen er utformet for å minimere bølbelast. Delen som er under vannoverflaten er laget av betong, og oppå betongstrukturen vil det være montert et ståltårn som tilsluttes turbinen. Strukturen vil være forankret med tre slakke ankerlinjer som maksimalt vil gi en forflytning på 10 til 12 meter horisontalt og opp til 5 meter vertikalt. Turbinen blir festet i 80 meters høyde over havet og vil ha en rotordiameter på rundt 90 meter. Understellet og tårnet er designet for en 5 MW turbin selv om det benyttes en 3 MW turbin i demonstrasjonsprosjektet.

Turbinen som benyttes, vil være av konvensjonell type hvor nacellen dreier seg om toppen av flytelementet. Styring og kontroll av turbinen vil bli muliggjort fra foten av tårnet. Det vil også være kontrollmuligheter i nacellen og mulighet for fjernstyring. Generatorspenningen vil være rundt 1kV og transformeres opp til 22 kV i en transformator lokalisert i nacellen eller i tårnet. Kabler for kraftoverføring til land vil henge fra strukturen ned på sjøbunnen.



Figur 17: Skisse av Hywinds konsept [30]

På sikt ønsker StatoilHydro å bygge store offshore vindparker med opptil 200 turbiner. Turbinene bør da ha større kapasitet og rotordiameter. En slik vindpark med 5 MW turbiner vil kunne produsere mer enn 4 TWh per år. Dette målet ligger imidlertid minst 10 til 15 år frem i tid. [31]

For å illustrere hva som er viktig å ta hensyn til ved planlegging av en offshore vindpark, listes kriteriene for lokaliseringen til Hywinds demonstrasjonsanlegg. Listen er i sin helhet hentet fra (Statoil)Hydros konsesjonssøknad. [31] Følgende kriterier blir vektlagt:

- Nærhet til kraftnett. Det er en fordel at kabellengden er kortest mulig for å unngå konflikter med andre interesser
- Dybde på 200-400 m. Konseptet krever et dyp på minst 200 m ettersom møllen stikker 120 m ned i sjøen
- Minimale konflikter med skipstrafikk. Det er søkt å unngå å plassere møllen der det er mye skipstrafikk.
- Minimale konflikter med fiskerinæring og oppdrettsnæring. Det er søkt å lokalisere vindmøllen slik at det unngås konflikter med oppdrettsnæring og slik at konfliktene med fiskerinæringen minimeres.
- Ikke konflikt med verneområder. Områder som er vernet eller foreslått vernet er unngått.
- Flate og gode bunnforhold. Det er en fordel med relativt flate bunnforhold der installasjonen skal forankres, og for sjøkabelen er det en fordel med myk bunn (sand/silt) slik at den får en naturlig overdekning.
- Nærhet til land og nes. For besøk og vedlikeholdsarbeid er det fordelaktig at transportavstanden er minst mulig. Det er også fordelaktig at kabeltraséer på sjøbunnen blir kortest mulig.
- Gode og stabile vindforhold.
- Verfts- og leverandørindustri i nærområdet. Det er en fordel at anlegget kan bygges i nærheten av der det skal ligge.
- Gunstig vanddyb for utsleping. For utsleping av installasjonen etter bygging kreves et dyp på minst 100m.

4.2.7 Potensialet innenfor norsk økonomisk sone

Vindforholdene utenfor norskekysten er generelt svært gode. Dette tilsier at potensialet for offshore vindkraft innenfor den økonomiske sonen er enormt.



Figur 18: Kartet antyder Norges økonomiske sone [29]

Beregninger utført av Kjeller Vindteknikk viser at vindressursen innenfor norsk økonomisk sone gir grunnlag for en utbygging av 10 MW vindkraft per km². Videre i analysen regner de med 4000 brukstimer per år. Ved å ekskludere områder som ligger nærmere enn 20 km fra kysten og havdyp over 300 meter, er potensialet omkring 14000 TWh. Kjell Olav Skjølsvik,

leder for Ny teknologi i Enova, mener dette er et forsiktig anslag fordi kun havdyp inntil 300 meter er tatt med. Det betyr at store områder i norsk økonomisk sone ikke inngår i beregningen. Tabell 4 viser en detaljert kartlegging av potensialet for offshore vindkraft. Potensialet i kystnære områder bygger på analyser utført av NVE. [10]

Tabell 4: Beregnet potensial i norsk økonomisk sone [10]

Område	Vanndyp [m]	Utenfor 20 km [TWh]	Kystnært [TWh]	Totalt [TWh]
Sør for Lat 61° N	0 - 30	0	6,8	6,8
	30 - 60	324	9,7	334
	60 - 300	2320	-	2320
	Totalt	2644	16,5	2660
Mellom Lat 61° N og Lat 67,5° N	0 - 30	0,1	100	100
	30 - 60	3	48	51
	60 - 300	3740	-	3740
	Totalt	3743	148	3890
Nord for Lat 67,5° N	0 - 30	10	7,6	17,6
	30 - 60	459	27	486
	60 - 300	6910	-	6910
	Totalt	7380	35	7420
Sum	0 - 30	11	114	125
	30 - 60	786	85	871
	60 - 300	12970	-	12970
	Totalt	13767	199	13970

Som tabellen viser er det med dagens teknologi (bunnfaste vindturbiner på inntil 60 m dyp), mulig å produsere elektrisitet som tilsvarer åtte ganger dagens totale produksjon i Norge (rundt 120 TWh). Når teknologien for flytende turbiner blir moden, er det totale potensialet rundt 115 ganger dagens samlede vannkraftproduksjon. Vindkraft i norsk økonomisk sone kan i teorien dekke hele Europas energibehov. [32] Dette indikerer at målet til EWEA om 150 GW offshore vindkraft kan bli en realitet.

4.2.8 Planer for offshore vindkraft i Norge

Det foreligger i dag to konkrete planer til utprøving av de ovennevnte norske konseptene for flytende turbiner. Det er også en rekke planer om bygging av offshore parker med bunnfaste turbiner.

StatoilHydro har planer om å teste Hywind-konseptet utenfor Karmøy. NVE ga konsesjon i 2006, og StatoilHydro har som mål å realisere dette prosjektet i løpet av 2009. Enova har gitt 59 millioner kroner i støtte til pilotprosjektet. [33]

StatoilHydro har også kjøpt 50 prosent i selskapet Scira Offshore Energy Limited som planlegger Sciraprojektet utenfor Skottland. Parken vil ligge på grunt vann og vil derfor benytte bunnfaste turbiner med installert effekt på til sammen 315 MW. Investeringsrammen for dette prosjektet er på 5,5 milliarder kroner. Øvrige eiere i selskapet er vindteknologiselskapet SLP Energy fra Storbritannia og det nederlandske energiutviklingselskapet Ecoventures BV. [34]

Lyse har lagt fram en melding om en vindpark på dypt vann utenfor Utsira i Rogaland. Prosjektet er planlagt utbygd i to faser. Hovedformålet med første fase er testing og demonstrasjon av ny teknologi utviklet av SWAY. Første fase vil etter planen igangsettes i 2010 og vil bestå av fem flytende vindturbiner på 5 MW hver. Etter andre fase (fra 2012) vil den totale installerte effekten være i overkant av 300 MW. Det meldte området ligger 22 km fra grunnlinjen, og havdybden er mellom 150 og 280 meter. SWAYs prototype vil koste mellom 200 og 240 millioner kroner. De har hittil fått 2,5 millioner kroner fra Forskningsrådet, men har også søkt Enova om 59 millioner kroner for å kunne teste konseptet. [35]

Lyse sendte også en forhåndsmelding januar 2008 til NVE for et stort vindkraftanlegg i den sørlige delen av Nordsjøen. Anlegget er planlagt å ha en installert effekt på inntil 1000 MW, lokalisert 130 km sørvest for Lista. Havdypet i det meldte området er mellom 45 og 60 meter, og prosjektet vil benytte store bunnfaste turbiner. Anlegget vil etter planen ha rundt 200 vindturbiner, en plattform med strømretteranlegg til havs, to likestrømskabler til land og et strømretteranlegg på land. Vindkraftanlegget vil dekke et areal på om lag 200 kvadratkilometer. I følge forhåndsmeldingen er planen at konsesjonssøknaden skal leveres i 2009, investeringsbeslutning skal tas i 2012 og at byggingen starter i 2014. [36]

Tabell 5: Andre forhåndsmeldte og konsesjonssøkte prosjekter per februar 2008 [37]

Utbygger	Prosjektnavn	Installert effekt	Kommune (utenfor kysten)
Havgul	Havsul	1500 MW	Ikke spesifisert
Offshore Vindenergi AS	Fosen	600 MW	Åfjord, Osen og Roan
Lofotkraft Vind AS	Gimsøy	250 MW	Vågan
Nord-Norsk Vindkraft AS	Sælver	450 MW	Træna
Siragrunnen AS	Siragrunnen	200 MW	Flekkefjord, Sokndal
Vestavind Kraft AS	Stadtvind	999 MW	Ikke spesifisert

5 Offshore kraftoverføring

Det finnes ulike løsninger for undersjøisk kraftoverføring. Valg av teknologi avhenger i hovedsak av bruksområdet, overføringsavstand og overføringskapasitet.

5.1 Vekselstrøm

Overføring av vekselstrøm er gunstig mellom synkron og nærliggende områder. En HVAC-kabel (High Voltage Alternating Current, spenninger fra 66 kV og oppover) har stor kapasitans, og ved lange avstander vil kabelen levere en stor del reaktiv effekt på grunn av faseforskyving mellom strøm og spenning. Ved å kompensere kabelen for reaktiv effekt i begge ender kan overføringslengden økes. Denne teknologien er av ovennevnte grunner mest aktuell ved overføringsavstander mindre enn 50 til 60 km. Vekselstrømoverføring krever tre ledere, og de totale tapene ved bruk av AC er hovedsakelig i disse kablene. (Mer om tap i kapittel 5.4) [38] [39]

5.2 Likestrøm

Likestrømsoverføring er nødvendig ved kobling mellom asynkron områder. I asynkron områder er enten frekvensen ulik eller faseforskjøvet i forhold til hverandre. Som eksempel har kraftsystemene i Norden (Nordel) og Vest-Europa (UCTE) samme frekvens på 50 Hz, men er i ulike faser.

Overføring av likestrøm krever kostbare likeretteranlegg i hver ende. Selve kabelanlegget er rimeligere sammenliknet med HVAC da det er tilstrekkelig med en eller to ledere, kalt henholdsvis monopol og bipolar. Ved en monopol-løsning må returen gå i sjøen. Dette alternativet er ikke lenger aktuelt fordi det dannes klorgass ved katode og anode. Strømmen kan også danne magnetiske felt som forstyrrer skipstrafikken. [40] På grunn av de høye endepunktkostnadene er det lite aktuelt med likestrøm over korte avstander. HVDC-overføring i sjøkabel blir økonomisk konkurransedyktig når avstanden overstiger 50 til 60 km. [41]

For lange avstander er tapene mindre enn ved overføring av vekselstrøm, og det blir kun transportert aktiv effekt. Likestrømskabler kan derfor utnyttes opp til termisk grenselast. Imidlertid krever omformeren selv tilførsel av reaktiv effekt og må derfor utstyres med kondensatorbatteri. [42]

5.2.1 HVDC LCC

HVDC som benytter nettkommuterte omformere (Line Commutated Converter) omtales gjerne som klassisk HVDC. Disse omformerne bruker tyristorer og er en moden og vel utprøvd teknologi. LCC-systemer setter krav til at mottaksstasjonen offshore har et kommuterende nett. Dette betyr at mottaksstasjonen må ha en roterende elektrisk generator eller en roterende fasekompensator slik at tyristorene skal kunne slukke. Tapene ved bruk av klassisk HVDC er små sammenliknet med andre teknologier.

Klassisk HVDC for offshore anvendelser omfatter følgende hovedkomponenter: [43]

- Landstasjon: Transformatorer, tyristor likeretterbroer, filtre, kontroll- og hjelpeutstyr.
- Kabel: Likestrømskabel for overføring av effekt fra landstasjon til offshore stasjon.
- Mottaksstasjon offshore: Tyristor vekselretterbroer, transformator, reaktor, roterende fasekompensator, filtre, kontroll- og hjelpeutstyr.

5.2.2 HVDC VSC

På slutten av nitti-tallet introduserte ABB en ny teknologi som de kalte HVDC Light. Siemens kom senere på markedet med en liknende produkt; HVDC Plus. Felles for disse teknologiene for underjordisk og undersjøisk kraftoverføring er at de baseres på en annen type omformer som gir en rekke fordeler sammenlignet med klassisk HVDC. Ved bruk av VSC (Voltage Source Converter) er det mulig å styre fasevinkel og amplitude på AC-spenningen. Aktiv og reaktiv effekt kan dermed kontrolleres uavhengig av hverandre. Stabiliteten til det tilkoblede kraftsystemet blir derfor langt bedre enn ved bruk av klassisk HVDC, og det kreves ikke roterende fasekompensator på offshorestasjon. En annen fordel med HVDC VSC er at frekvensen kan variere hvis kabelen er tilkoblet ulike AC-system. Omformeranlegget er dessuten mindre, lettere og krever mindre vedlikehold. Maksimal kapasitet på HVDC VSC er foreløpig 1100 MW ved ± 300 kV.

Teknologien omfatter i prinsippet mange av de samme komponenter som klassisk HVDC:

- Landstasjon: Transformatorer, transistor likeretterbroer, reaktor, filter, kontroll- og hjelpeutstyr.
- Kabel: Likestrøm kabel for overføring av effekt fra landstasjon til offshore plattform.
- Mottaksstasjon offshore: Transformatorer, transistor vekselretterbroer, reaktor, filter, kontroll- og hjelpeutstyr. [43]

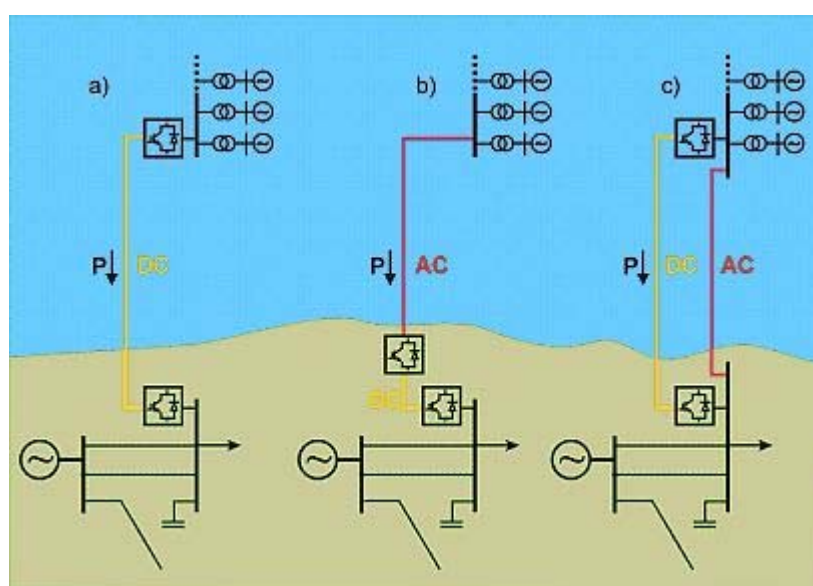
Tabellen under oppsummerer viktige egenskaper og forskjeller mellom klassisk HVDC og ABBs HVDC Light.[44]

Tabell 6: Egenskaper til LCC og VSC [44]

	Klassisk HVDC	HVDC Light
Omformer	Nettkommuterende tyristor	Selvkommuterende transistor
Kabel	Oljeimpregnert	Ekstrudert plastisolasjon
Kapasitet	100 – 1600 MW	50 – 1100 MW
Reaktiv kompensering	Kondensatorbatteri / filter banks	Justeres ved faseforskyvning
Spenningskontroll	Begrenset	Utstrakt
Fault ride-through	Nei	Ja
Roterende generator	Ja	Nei
AC-nettets kortslutningsytelse (SCR)	To ganger overføringskapasitet	Ingen krav
Telekommunikasjon	Nødvendig ved start og i drift	Ikke nødvendig
Reversere effektflyt	Polariteten må snus	Justeres ved faseforskyvning
Multiterminal løsning	Kompleks	Enkel
Bruksområder	Bulk overføring, back to back, overføring mellom asynkrone områder	Offshore vindkraft, elektrifisering av sokkel, forsterkning av AC-nett, back to back, overføring mellom asynkrone områder

5.2.3 HVDC VSC til offshore vindkraft

HVDC VSC er den mest aktuelle overføringsteknologien for offshore vindparker som ligger langt fra land. En offshore vindpark må som nevnt tilføres reaktiv effekt for å magnetisere generatorene og til kompensasjon i det interne AC-nettet. VSC-teknologien kan enkelt forsyne parken med nødvendig reaktiv effekt ved styring av fasevinkel. Det kreves færre komponenter på offshorelokaliteten og det nødvendige utstyret er mer kompakt sammenlignet med klassisk HVDC. Det er heller ingen krav til kortslutningsytelse i tilkoblingspunktet med transistorbaserte omformere.



Figur 19: Alternative løsninger for offshore kraftoverføring [45]

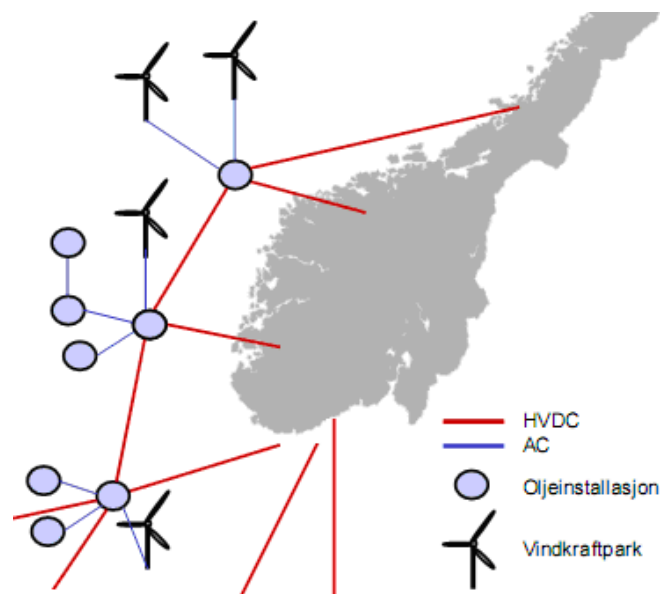
Figur 19 viser tre ulike løsninger for å transportere vindkraften til land. Løsning a viser direkte tilkobling med HVDC VSC og løsningen b viser en back-to-back tilkobling. Begge disse løsningene muliggjør variabel frekvens i vindparken, noe som er gunstig da vindforholdene vil variere i en stor park. Dette vil dempe effektsvingninger og gi bedre energiutnyttelse. Begge løsningene gjør at vindparken er beskyttet mot elektriske forstyrrelser i kraftsystemet på land. Med direkte tilkobling med HVAC vil forstyrrelser på land føre til sprang i spenningen. Hvis vindturbinene er utstyrt med gir, vil dette føre til slitasje på grunn av brå momentforandringer.

Løsning c viser HVDC VSC i parallell med en HVAC. Denne løsningen krever store investeringskostnader, men gir en rekke fordeler. Hvis produksjonen i parken er liten, kan kun AC-kabelen benyttes for å unngå store tap i omformerstasjonene. Hvis en av forbindelsene faller ut, finnes det en reserveløsning som sikrer at vindkraften blir levert. Ved å installere HVDC VSC i parallell med HVAC kan overføringskapasiteten i HVAC-kabelen utnyttes til dens termiske grenselast. [45]

Energinet.dk har bygd et demonstrasjonsanlegg utenfor Tjæreborg, som benytter HVDC VSC i parallell med HVAC. Ulike turbintyper er tilkoblet for å høste erfaringer til fremtidige utbygginger. [46]

5.2.4 Multiterminal HVDC

I enkelte tilfeller kreves det flere enn to tilkoblingspunkter til DC-overføringen. HVDC VSC er godt egnet til en multiterminal løsning. Siden VSC er spenningskontrollert, vil det ikke være behov for å kontrollere strømmene slik som med klassisk multiterminal HVDC. [47] Terminalene kan kobles til forskjellige steder i et AC-nett eller til forskjellige AC-nett med ulik frekvens. Multiterminal HVDC er aktuelt i forbindelse med en storstilt utbygging av offshore vindkraft og elektrifisering av sokkelen der kraften skal sendes til flere asynkrone områder. [48]



Figur 20: Statnetts illustrasjon av et fremtidig offshore overføringssystem [48]

5.3 Kabel

Kabelanlegg er normalt like driftssikre som luftledninger, men dersom det oppstår feil, blir kostnadene store og reparasjonstiden mye lengre enn for en luftledning. Kablene må derfor legges omhyggelig slik at sannsynligheten for skader minimeres. Det brukes ulike kabler til de ovennevnte overføringsteknologiene.

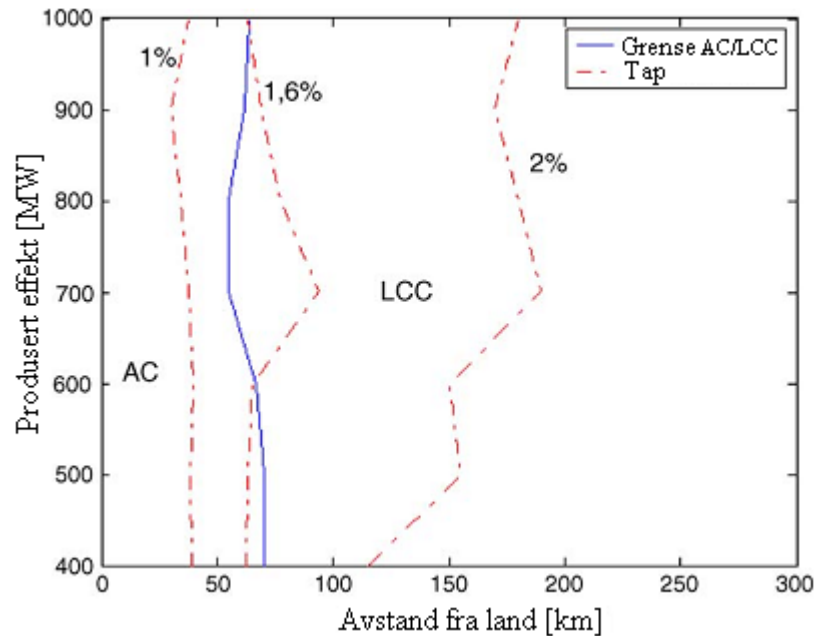
For overføring av vekselstrøm er oljetrykkskabler en gammel og velprøvd teknologi. 420 kV kabler med denne teknologien har vært lagt på 850 meters dyp med gode driftserfaringer. Lengden på disse kablene er begrenset til rundt 100 km for å sikre flyten av olje. I den senere tid har derimot PEX-kabler blitt foretrukket på grunn av noen tekniske fortrinn. Blant annet har kabelen faststoffisolasjon og vil ikke forurense like mye ved en eventuell feil eller skade. Det er også lavere produksjon av reaktiv effekt, noe som betyr at kabelen kan føre mer aktiv effekt eller legges i større lengder. Disse kablene er dessuten rimeligere å produsere og krever mindre vedlikehold. [49]

Med klassisk HVDC benyttes enten en trykkoljekabel eller en masseimpregnert papirkabel. Trykkoljekabel har som beskrevet for vekselstrømsalternativet, innebygd lengdebegrensning og fare for utslipp av kabelolje ved skader. Masseimpregnert kabel er impregnert med en lite viskøs olje som ikke flyter fram og tilbake og har derfor ikke noen lengdebegrensning. Den er også lite forurensende dersom kabelen skulle skades. Masseimpregnert kabel kan legges på dybder ned til 1000 meter og ha kapasitet opptil 800 MW ved ± 500 kV.

For VSC er det utviklet kabler med ekstrudert plastisolasjon. Disse kan foreløpig bare benyttes med VSC teknologi da spenningen her ikke veksler polaritet ved vending av effektretning. En ekstrudert kabel er mer robust enn en papirkabel og kan derfor legges på dypere vann eller mer ujevn havbunn. Dette fører til lavere installasjonskostnader. Disse kablene utvikles stadig videre og tas i bruk. [38]

5.4 Tap

Overføringstap avhenger av lengde og transportert effekt. Det er også stor forskjell på ulike overføringsteknologier. Tapene ved vekslestrømsoverføring er først og fremst i kabelen og er små for korte avstander. Tapene øker raskt med økende kabellengde. HVDC-teknologiene har tap i omformerne, men er tapene øker lite selv om overføringslengden øker.



Figur 21: Tap varierer med effekt og avstand [50]

Figuren over viser at AC har lavest tap for avstander kortere enn rundt 70 km. VSC-teknologien har høyere tap enn HVDC LCC. Et studie utført av Negra, Todorvic og Ackermann har beregnet tap i ulike overføringer fra en 500 MW vindpark. Resultatene oppsummeres i tabell 7. [50]

Tabell 7: Tap i overføringer fra en 500 MW vindpark hvor gjennomsnittsvind er 9 m/s [50]

Lengde [km]	HVAC	HVDC LCC	HVDC VSC
50	1,13	1,75	4,05
100	2,54	1,87	4,43
150	4,98	1,99	4,82
200	7,76	2,11	5,20

6 Internasjonale sjøkabler fra Norge

Norge har i dag omkring 3000 MW overføringskapasitet mot Sverige og 1000 MW mot Danmark. Overføringskapasiteten til Finland og Russland er henholdsvis 50 og 25 MW. De siste ti årene har nettohandelen med disse landene i gjennomsnitt vært rundt 15 TWh, men variasjonen er betydelig fra år til år. [51] Handelen er størst i år med mye eller lite nedbør. For å bedre forsyningssikkerheten og å stabilisere kraftprisene planlegges derfor nye forbindelser til utlandet. Dette kapitlet tar for seg planlagte sjøkabler fra Norge.

6.1.1 Norge – Nederland

HVDC-kabelen (LCC) mellom Norge og Nederland er ferdig lagt og vil trolig bli tilgjengelig for kraftmarkedet i april 2008. NorNed som er et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og Nederlands systemoperatør, TenneT, er verdens lengste sjøkabel med en lengde på 580 km. Kabelen er masseimpregnert, med en kapasitet på 700 MW ved ± 450 kV. Dette vil øke Norges overføringskapasitet til utlandet med om lag 20 prosent. Hovedhensikten med prosjektet er som nevnt å forbedre forsyningssikkerheten, gi mer stabile kraftpriser og å bedre fleksibiliteten i det nordiske kraftmarkedet. [52] (Kapittel 8.1 tar for seg økonomien i prosjektet)

6.1.2 Norge – Tyskland

Statnett og en av de fire tyske systemoperatørene E.ON Netz vurderer nå det tekniske og økonomiske potensialet for en likestrømskabel (NORD.LINK) mellom Norge og Tyskland. Kapasiteten vil eventuelt være fra 700 til 1400 MW. NORD.LINK forventes å være lønnsom både for forbrukere og for produsenter, hvis utviklingen i forbruk, produksjon og prisene i begge markedene følger prognosene. [53]

NorGer er navnet på en annen planlagt undersjøisk likestrømsforbindelse mellom Norge og Tyskland. Prosjektet ble lansert høsten 2006 og er et samarbeid mellom Agder Energi, Lyse, sveitsiske EGL og tyske EWE. Planlagt ilandføringssted på norsk side er Feda ved Flekkefjord, mens det i Tyskland sannsynligvis blir i området nær Wilhelmshaven. Kabelen som etter planen realiseres i 2011, vil være omkring 550 kilometer lang med en kapasitet på mellom 700 og 1400 MW. Totale investeringer er kalkulert til om lag 4 milliarder kroner for en 700 MW kabel og rundt det dobbelte for en 1400 MW kabel. [54]

Lyses forhåndsmeldte vindkraftanlegg i den sørlige delen av Nordsjøen vil vurdere ulike alternativer for nettilknytning. Trolig vil HVDC-kabelen ilandføres ved Lista, men muligheten for tilknytning til NorGer-kabelen vil også bli utredet.

Det har tidligere blitt planlagt to forbindelser mellom Norge og Tyskland kalt EuroKabel og Viking Cable, men begge prosjektene ble avbrutt. [55]

6.1.3 Norge – England

Statnett og National Grid Transco (NGT) begynte å utvikle prosjektet NSI (North Sea Interconnector) i 1996. Forbindelsen skulle ha en kapasitet på 1200 MW og skulle leies ut til

kommersielle aktører på langsiktige kontrakter. Lånefinansiering, tekniske konsesjoner og innkjøpskontrakter var på plass i 2003, men konsesjonssøknaden til Statnett ble avslått senere samme år. [55]

6.1.4 Norge – Danmark

Statnett og Energinet.dk har gått sammen for å utrede mulighetene for en ny kabelforbindelse mellom Norge og Danmark (Skagerrak 4). Dagens tre kraftkabler mellom Norge og Danmark har en samlet kapaistet på 1000 MW. Den nye Skagerrak-kabelen som eventuelt vil få en kapasitet på 600 MW, kan koste omlag 2 milliarder kroner. Likestrømsforbindelsen vil tidligst kunne settes i drift i 2012. [56]

6.1.5 The European Offshore Supergrid

Airtricity er et internasjonalt energiselskap som holder til i Irland. De har spesialisert seg på utvikling av vindkraft på land og offshore. Airtricity har allerede en offshore vindpark (25MW) i Atlanterhavet, men planlegger nå et stort prosjekt som kalles The European Offshore Supergrid. Prosjektet tar sikte på stor utbygging av offshore vindkraft i Nordsjøen tilkoblet et masket nett mellom Storbritannia, Tyskland og Nederland. Første trinn er planlagt å bestå av 2000 turbiner på havdyp inntil 50 meter. Den installerte effekten vil være om lag 10 GW og vil innebære en investering på rundt 16 milliarder kroner. Investeringskostnadene for kabelanlegget, som baseres på VSC-teknologi, er også beregnet til rundt 16 milliarder kroner.



Figur 22: Airtricitys visjon [57]

Airtricity foreslår videre en utvidelse som knytter sammen offshore vindparker i Det Baltiske hav, Nordsjøen, Irskehavet, Den engelske kanal, Biscayabukten og Middelhavet. Som figur 22 viser, vil prosjektet omfatte mange land i Europa. Dette muliggjør en omfattende handel mellom nasjonale markeder. Et integrert marked fører til bedre konkurranse. I følge samfunnsøkonomisk teori vil dermed utnyttelse av ressursene bli mer effektiv, og det samfunnsøkonomiske overskuddet vil øke. Hvis mye vindkraft tilkobles et slikt system, vil effektvariasjonene reduseres på grunn av stor geografisk spredning. Leveringssikkerheten og kapasitetsutnyttelsen blir dermed svært god. [57]

ECgroup har på oppdrag fra EBL (Energibedriftenes Landsforening) utført et studie som kartlegger betydningen av fleksibilitet i norsk vannkraftproduksjon i et europeisk kraftsystem. Hvis Airtricitys prosjekt blir en realitet, kan Norge få en svært viktig rolle i det europeiske kraftsystemet. Det norske vannkraftsystemet har gode reguleringssegenskaper og kan balansere store mengder varierende vindkraft på en miljøvennlig måte. [57]

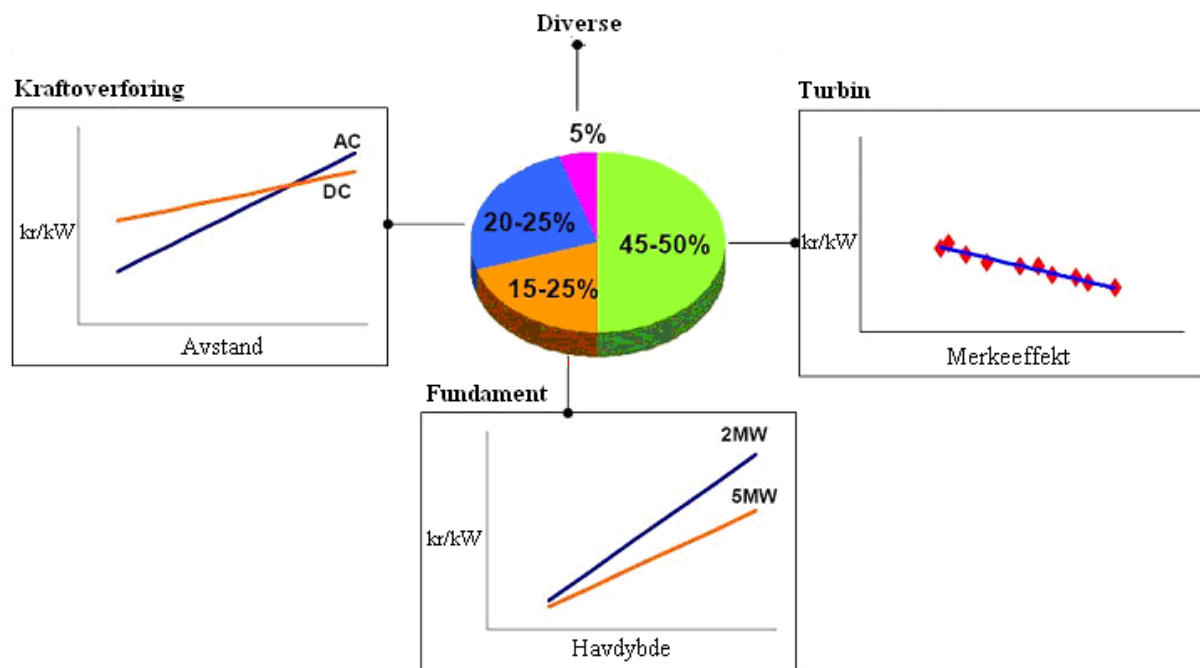
7 Økonomi offshore vindkraft

Dette kapitlet beskriver de ulike kostnads- og inntektselementene for offshore vindkraft. Elementene omfatter i hovedsak investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, overføringskostnader, kraftpris og støtteordninger. Det blir også gjort rede for lønnsomhets- og sensitivitetsanalyser.

7.1 Investeringskostnader for flytende turbiner

Turbinkostnadene varierer betydelig fra produsent til produsent. I følge Stig Svalheim i Lyse kan en 5 MW turbin i dag koste rundt 70 millioner kroner. Hvis slike turbiner ble installert på 60 meters havdyp, ville de kostet rundt 150 millioner kroner per stykk. Lyse mener en "target cost" for havvindmøller (flytende eller bunnfaste) bør være rundt 20 millioner kroner per MW ferdig installert og nettilknyttet, men presiserer at dette ligger langt frem i tid.

Investeringskostnaden for flytende turbiner er altså foreløpig svært usikre. Prisen avhenger blant annet av dybde og bunnforhold på lokaliteten, installasjonsteknologi, turbinteknologi, turbinstørrelse, materialkostnader, utbyggingskala og etterspørsel i markedet. [58]



Figur 23: Omkostningsanalyse av offshore vindkraft [11]

Figuren over viser en grov omkostningsanalyse for bunnfaste turbiner tilknyttet land med vekselstrømskabler. Det er rimelig å anta at kostnadene for turbiner og for nettilknytning vil utgjøre en større andel av totalinvesteringen for flytende vindkraft. [11]

7.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderer utgiftene til forsikring, planlagt vedlikehold, reparasjoner, reservedeler, lønn og administrasjon. Kostnader forbundet med forsikring, planlagt vedlikehold og administrasjon er forholdsvis stabile og dermed enkle å forutsi. Siden elektrisitetsproduksjon fra vindkraft er en forholdsvis ny teknologi, har få turbiner nådd forventet levetid. Mangel på erfaring gjør det vanskelig å estimere kostnader til reparasjoner og reservedeler.

Drifts- og vedlikeholdskostnader blir gjerne beregnet som en årlig utgift angitt som en prosentandel av totale investeringer. Det er observert betydelige variasjoner i driftskostnader, men en dansk undersøkelse som inkluderer 5 000 eldre og mindre vindturbiner, konkluderer med en andel på rundt 3 prosent. For nyere og større vindturbiner er estimatet for drifts- og vedlikeholdskostnader omkring 1,5 til 2 prosent. [59] En liknende undersøkelse foretatt i Tyskland konkluderer med en kostnad på 2 til 3 prosent. [60] I sistnevnte undersøkelse antas det at kostnadene vil øke betydelig mot slutten av levetiden til vindturbinen, som normalt settes til 25 år.

Selv om kostnadsbeløpene for flytende anlegg vil være større, er det usikkert om prosentandelen av totalinvesteringene vil øke. Det blir viktig å lage driftssikre turbiner til bruk offshore fordi vedlikeholdsarbeidet vil kreve store ressurser. Værmessige hindringer kan også føre til at nødvendige reparasjoner kan ta lang tid. Drifts- og vedlikeholdskostnadene for større vindparker er normalt lavere enn for små. [61]

7.3 Overføringskostnader

En kraftprodusent må betale avgift til systemoperatøren hvis elektrisitet skal overføres på det eksisterende nettet. Dette kalles overføringskostnader og består av et fastledd og et energiledd.

Fastleddet er, for de fleste områder i Norge, en fast avgift på 0,5 øre per kWh matet inn på nettet. For Bergensområdet og i Midt-Norge, som begge er underskuddsområder, er fastleddet kun 0,1 øre per kWh.

Energileddet avhenger av antall kWh som leveres inn på nettet og hvilken innvirkning innmatingen har på energitapet i nettet. Hvis en vindpark tilknyttes regioner med mer kraftproduksjon enn forbruk, må elektrisitet overføres til en annen region og dermed bidra til å øke nettapet. Dette vil netteier ha kompensasjon for. Hvis tilknytningspunktet er i et underskuddsområdet og fører til mindre tap, kan kraftprodusenten tjene på innmatingen. [62]

Samlet tariff kan dermed både være positiv og negativ avhengig av produksjon og forbruk i et område. I underskuddsområder kan innmatningstariffene være en pådriver for investeringer, mens den vil virke hemmende i overskuddsområder. Dersom et produksjonsanlegg eller en kabelforbindelse gjør at området går fra å ha underskudd til å ha overskudd, må dette tas hensyn til i økonomiske analyser. [10]

7.4 Balansekostnader

På grunn av ujevnt vindtilsig vil det alltid være avvik mellom prognosert og faktisk produksjon. Vindkraftaktøren må kompensere for dette avviket.

7.4.1 Regulerkraft

I og med at elektrisitet må produseres i samme øyeblikk som den forbrukes, må det til enhver tid være effektbalanse i totalsystemet. Frekvensen i nettet må holdes nær 50 Hz. Hvis produksjonen overstiger forbruket, vil frekvensen stige og bli høyere enn 50 Hz. På samme måte vil frekvensen minke dersom produksjonen i kraftsystemet er for liten. Den systemansvarlige må i en slik situasjon sørge for at en eller flere produsenter øker sin produksjon. Det er også en mulighet for at større forbrukere minker sitt uttak av elektrisitet. Den effektmengden som brukes til slike justeringer, kalles regulerkraft. [63] [64] På grunn av stor usikkerhet i vindtilsig, må vindkraftaktørene nødvendigvis kompensere for avvik i forhold til meldt produksjon.

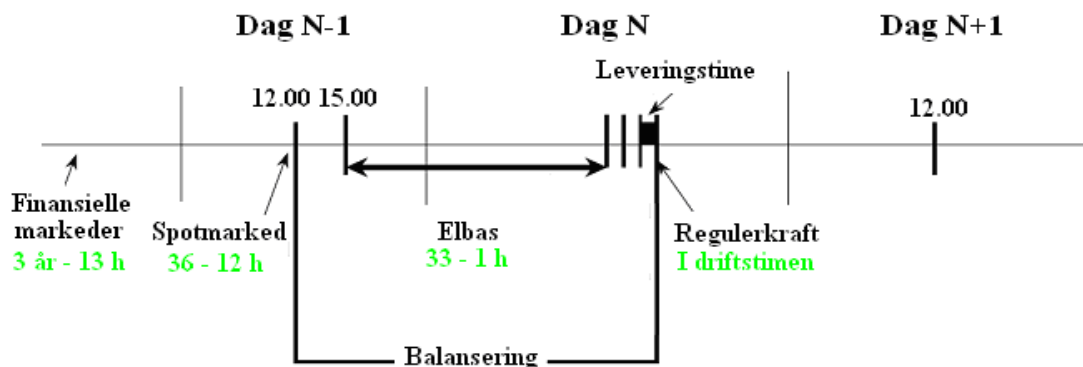
7.4.2 Regulerkraftopsjoner

Markedet for regulerkraftopsjoner ble innført i november 2001 for å sikre ledige ressurser i regulerkraftmarkedet etter at det flere ganger på slutten av 1990-tallet var knapt med reserver under høylast. Statnett har satt en minimumsgrense på 2000 MW i regulerkraftmarkedet ved inngang til hver time for å håndtere ubalanser. [65]

Systemansvarlig inviterer derfor regelmessig produsenter og forbrukere til å binde kapasitet i regulerkraftmarkedet. Kontraktene som tegnes, har en varighet fra en uke til tre måneder og det er ønskelig med en fordeling mellom kraftprodusenter og store forbrukere som er spredt geografisk. De aktive deltakerne får til gjengjeld kompensasjon (20 000 til 30 000 kr per MW) i form av put- og call-opsjoner for å være fleksible. Call-opsjonene (rett til kjøp) innebærer at selgeren av opsjonen gir et bud på oppregulering i regulerkraftmarkedet. Tilsvarende gir en put-opsjon rett til å selge. Opsjonene er en sikkerhet for systemansvarlig fordi selgeren må legge inn bud i regulerkraftmarkedet på nedregulering. I en slik situasjon med overskudd av kraft i systemet, kan systemansvarlig bruke put-opsjoner som er kjøpt av en produsent. Produsenten må da justere ned sin produksjon i samsvar med sitt bud i regulerkraftmarkedet. Prisen på regulerkraften er ikke fastsatt selv om systemansvarlig har opsjoner. Systemansvarlig kjøper en rett til å få et bud i regulerkraftmarkedet, men prisen i dette budet fastsettes på vanlig måte, uavhengig av opsjonsavtalen. Produsenter som binder seg til opsjonsavtaler, må ha ledig kapasitet for å være tiggjengelig. I perioder med høy etterspørsel vil derfor spotprisen presses ytterligere opp fordi deler av produksjonskapasiteten er bundet. [66]

7.4.3 Elbas

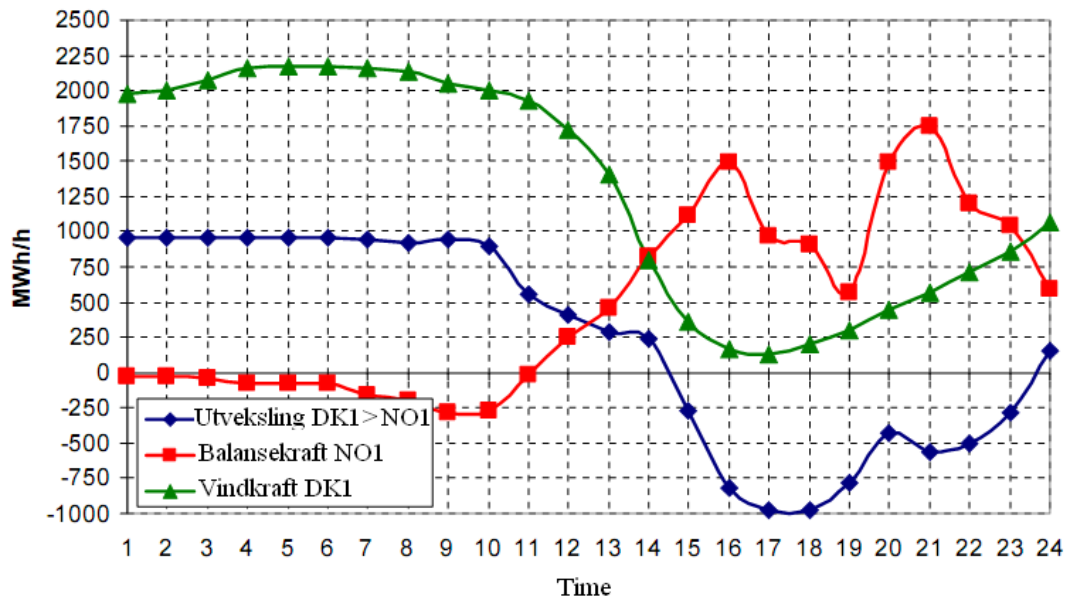
En rekke forhold i kraftmarkedet kan endre seg etter at Elspot stenges. Det finnes forskjellige mekanismer for å sikre balansering fram mot kjøreeyeblikket, og Elbas er en av mekanismene. I Elbas-markedet, som sannsynligvis blir innført i Norge fra 2009, kan elektrisitet handles inntil en time før leveransetimen. Elbas-markedet starter etter at spotmarkedet er lukket og systemprisen for neste døgn er funnet. På denne måten kan aktørene komme seg nær planlagt produksjon eller forbruk. Elbas er et kontinuerlig marked. Hver gang det slutes en handel blir det en ny pris i markedet. Alle kjøpere og selgere kan kontinuerlig endre sine kjøps- og salgsbud for å oppnå ønsket resultat. Dette gir større fleksibilitet i disponeringen av ressurser da forventningene til kraftbalansen i kommende døgn endrer seg med tiden. Aktørene kan justere sin egen produksjon og bruke rimeligere kraft i Elbas hvis det er ønskelig. Tilsvarende er det også mulig å tjene penger ved å tilby balanseringstjenester gjennom Elbas dersom prisen her overstiger egne kostnader. Sverige, Finland, Danmark og Tyskland har åpnet for handel i Elbas, og handelsvolumet i markedet har de siste årene ligget rett under 1 TWh. [67]



Figur 24: Tidsforløpet og hvor de ulike markedene virker [67] [68]

7.4.4 Balanseshåndtering av vindkraft

Det er store utfordringer knyttet til balanseshåndtering av vindkraft. Hvis vindprognosene slår feil blir avviket fra den planlagte balansen svært stor. Den største usikkerhet oppstår ved mye vind fordi de fleste vindturbiner endrer produksjonen fra maksimal effekt til null effekt når den gjennomsnittelige vindhastigheten overstiger 25 m/s, eller ved kortvarige sterke vindkast. Som nevnt tidligere vil ikke vindturbinen aktiveres før den gjennomsnittelige vindhastigheten har minket til under 20 m/s. Utkobling og balanseshåndtering av vindkraft lar seg godt illustrere ved å se på situasjonen i Danmark den 8. januar 2005. På grunn av stormen "Gudrun" måtte 70 til 80 prosent av Danmarks totale vindkraftproduksjon stoppes i løpet av svært kort tid. Figur 25 viser hvordan vindkraftproduksjonen i DK1 endret seg, endring i kraftutveksling og tilførsel av balansekraft fra NO1.



Figur 25: Vindkraftproduksjon, balansekraft og utveksling i Danmark 08.01.05 [69]

Dette eksempelet viser at det nordiske kraftsystemet og regulerkraftmarkedet håndterer bortfall av store mengder vindkraft. I ovennevnte eksempel var det et utfall på hele 1700 MW i løpet av seks timer. Ved storstilt utbygging av vindkraft i Norge vil vi i større grad enn Danmark få nytte av utjevningseffekten. Utbygging på spredt areal gjør det lite sannsynlig at mange vindparker blir hardt rammet på samme tidspunkt. [69]

Studier utført av Hannele Holttinen viser at behovet for systemdriftsreserver vil øke moderat ved storstilt vindkraftutbygging i Norden. Hvis vindkraftproduksjonen dekker 10 prosent av den totale etterspørselen i Norden, vil ekstrakostnaden knyttet til systemdriftsreserver være omkring 0,8 øre per kWh. Ved 20 prosent vindkraftproduksjon er ekstrakostnadene estimert til 1,6 øre per kWh. [70]

Ved storstilt vindkraftutbygging vil utjevningseffekten gjøre seg mer gjeldende på grunn av geografisk spredning. Avtaler mellom vindkraftprodusenter seg i mellom og avtaler med vannkraftprodusenter vil effektivisere balansehåndteringen. En aktør som både har vindkraftproduksjon og vannkraftproduksjon, kan levere en felles plan for balanse i et område. På denne måten kan aktøren lettere regulere seg selv i balanse ved hjelp av fleksibel vannkraft.

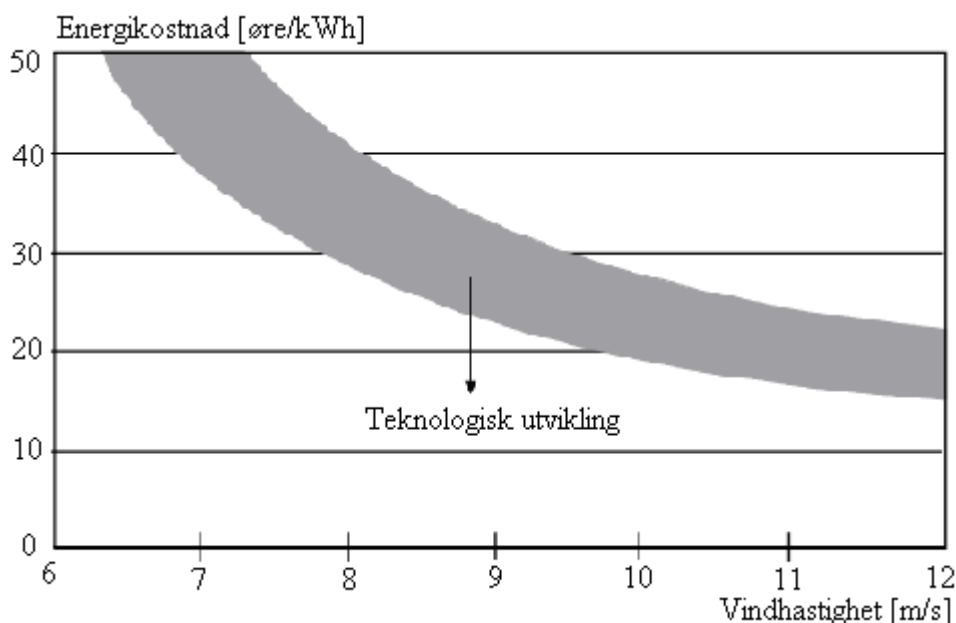
7.5 Kostnad per kWh

Brukstiden, investeringskostnadene og vedlikeholdskostnadene avgjør kWh-prisen for vindkraft. Selv om vindressursene varierer fra år til år, er beregninger av produksjonskostnader relativt sikre sammenliknet med termisk kraftproduksjon. Estimaten for fossile brenselkostnader er svært usikre i kraftverkets levetid.

$$k = \frac{(a+m)*I}{h*P} \quad (7.1)$$

$$a = \frac{r}{(1+r)^y - 1} + r \quad (7.2)$$

a = annuitetsfaktor
 r = diskonteringsrente
 y = levetid
 m = årlig vedlikeholdskostnad (prosent av total investering)
 I = total investering
 h = brukstid
 P = installert effekt [1]



Figur 26: Energikostnaden varierer med vindforhold og teknologiutvikling [71]

Kostnadene er svært varierende fra prosjekt til prosjekt. For landbasert vindkraft ligger kostnadene som regel mellom 35 og 50 øre per kWh [35]. For flytende vindkraft er investeringskostnadene vesentlig større, men vindforholdene er imidlertid mye bedre enn på land. Siden denne teknologien enda ikke er utviklet, er det vanskelig å si noe generelt om denne kostnaden.

7.6 Støtte til vindkraft

Med dagens utbyggingskostnader er ikke vindkraft bedriftsøkonomisk lønnsomt. Det er imidlertid flere grunner for å gi vindkraftprodusenter ekstra støtte. En grunn er Kyotoavtalens krav til reduserte klimagassutslipp. Vindkraft kan inngå i en fremtidig strategi for å nå Norges mål i forhold til innenlands reduksjon. En annen viktig grunn er de egenskapene vindkraft kan ha som tørrårssikring i det norske vannkraftsystemet. Ekstreme tørrår gir samfunnsøkonomiske konsekvenser som private ikke trenger å ta hensyn til. Det gjør at

myndighetene er villige til å støtte alternativ kraftutbygging for å sikre seg mot de verste konsekvenser av et tørrår. [22] Gode støtteordninger fører til økt satsning som igjen fører til kompetanseheving og teknologiutvikling. Vindkraftindustrien har blitt stor og meget lønnsom i land som Danmark og Tyskland på grunn av gode rammevilkår. Offentlig støtte til forskning kan skape store verdier. Norges Forskningsråd gjennomgikk 430 støttede prosjekter i årene 1995 til 2002. Det viste seg at 1,2 milliarder kroner i støtte til næringslivet har gitt en økt nåverdi på 8,4 milliarder kroner.[72] Satsning på offshore vindkraft i Norge kan føre til en ny industri med stort verdiskapningspotensiale.

Stortingsmelding nr. 11 (2006-2007) la opp til en framtidig støtteordning med fast påslag per kWh produsert elektrisitet (produksjonsstøtte). Vindkraftprodusenter skulle få 8 øre per kWh i en 15-års periode. Tilskuddet ville sannsynligvis bli redusert med 0,6 øre for hvert øre den gjennomsnittlige systemprisen på Nord Pool oversteg 45 øre per kWh i ett år. Denne ordningen skulle innføres 1. januar 2008, men er foreløpig utsatt. Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige støtteordninger. Norge har gjenopptatt forhandlinger med Sverige om et felles marked for grønne sertifikater.(Mer om grønne sertifikater i kapittel 7.6.3) I påvente av en ny ordning har olje- og energidepartementet etablert en overgangsordning som omfatter alle anlegg med byggestart etter 1. januar 2004. Overgangsordningen finansieres over Enovas budsjett og innebærer at vindkraftprodusenter kan motta investeringstilskudd på inntil 25 prosent av utbyggingskostnadene. Dette tilsvarer en støtte på rundt 7 øre per kWh. Vindkraftprodusenter som har mottatt investeringsstøtte fra Enova, må tilbakebetale denne dersom de ønsker å gå over til produksjonsstøtte. [73]

Støttenivået i Norge er blant de laveste i Europa. Myndighetene begrunner den lave støtten med at vindforholdene i Norge stort sett er bedre enn i de andre europeiske landene. De fleste vindkraftaktørene mener at den offentlige støtten er altfor lav. Det er få som tør å satse på grunn av de store utbyggingskostnadene og usikkerhet i forhold til fremtidige strømpriser og støttenivå. Flere store prosjekter som har blitt tildelt konsesjon, er lagt på is i påvente av bedre støtteordninger. [74]

Tabell 8 viser miljøkostnaden ved kraftproduksjon fra ulike typer energikilder. Vindkraftutbyggere mener den lave miljøkostnaden bør tale for økte subsidier. Prisen på elektrisitet bør reflektere både produksjonskostnader og miljøkostnader. [75]

Tabell 8: Kvantifiserbare miljøkostnader ved ulik kraftproduksjon [75]

Miljøkostnad	Kull	Olje	Naturgass	Vind
Typisk kostnad	40 øre/kWh	40 øre/kWh	16 øre/kWh	1 øre/kWh
Kostnadsområde	16-120 øre/kWh	24-88 øre/kWh	8-24 øre/kWh	1-2 øre/kWh

Det er mulig at Kyotoavtalen etter 2012 krever omsettelige kvoter på alle klimautslipp fra alle sektorer i Norge. I et slikt regime skal vindkraft i et samfunnsøkonomisk perspektiv ikke støttes som et klimatiltak. Vindkraft skal kun bygges ut hvis det er lønnsomt uten tilskudd. Nivået på fremtidige strømpriser og kvotepriser avgjør om det er et samfunnsøkonomisk lønnsomt klimatiltak å bygge ut vindkraft. [22]

7.6.1 Støtte i Tyskland

Tyskland har innført et system med innmatingstariffer som innebærer at produsentene av fornybar elektrisitet inngår avtaler med tyske myndigheter. Dette betyr at

vindkraftprodusenten mottar en fastsatt sum for elektrisiteten som anlegget tilfører strømmettet. Denne ordningen har vist seg effektiv og har ført til stor utbygging av vindkraft i Tyskland, men er regnet som ganske kostbar. I 2006 hadde Tyskland følgende innmatingstariffer:

- Landbasert vindkraft: 42 til 67 øre/kWh [72]
- Offshore vindkraft: 96 til 112 øre/kWh [76]

Støtten til offshore vindkraft i Tyskland er veldig høy i dag, men det er forventet at innmatingstariffen vil minke i takt med utbyggingen og teknologiutvikling.

7.6.2 Støtte i Danmark

Produksjonen fra turbiner som er tilknyttet nettet etter 1. januar 2003, får gjennomsnittelig spotpris over en måned pluss 0,1 DKK/kWh. I tillegg gis det 0,023 DKK/ kWh som kompensering for balanseutgifter. [77]

7.6.3 Grønne sertifikater

Grønne sertifikater er betegnelse på et markedsbasert virkemiddel for å fremme fornybar energi. Produsenter av ny fornybar energi tildeles grønne sertifikater tilsvarende energimengden de produserer. Myndighetene pålegger strømleverandørene å kjøpe en viss mengde sertifikater i året, men prisen på sertifikatene blir avgjort i forhandlinger mellom produsent og leverandør. På denne måten oppstår det en etterspørsel etter grønne sertifikater, slik at produsenter av fornybar energi kan hente en ekstra inntekt i tillegg til salg av strøm. I dette markedet er det konkurransen som sikrer at de fornybare energiprojektene med lavest kostnader realiseres først. [78]

Sammenlignet med støtteordninger basert på offentlig tilskudd, vil pliktige grønne sertifikater blant annet ha disse fordelene:

- Gjennom lovpålagt minimumsproduksjon av fornybar energi vil pliktige grønne sertifikater sørge for at myndighetene oppnår den ønskede andel fornybar energi av totalforbruket.
- Eksisterende og potensielle utbyggere får mere stabile og forutsigbare rammevilkår.
- Flere aktører og større konkurranse.
- Avgjørelsen av hvilke prosjekter som vurderes som gode og dårlige flyttes fra ulike offentlige instanser til markedsaktørene.
- Alle produsenter av fornybar energi, uansett størrelse, kan delta.

Argumentene ovenfor er også årsaken til at både energibransjen og miljøbevegelsen har ønsket innføring av et pliktig grønt sertifikatsystem i Norge. [79]

I en pressemelding, publisert 21.1.2008, sier olje- og energiminister Åslaug Haga at det er viktig å få rask framdrift i nye vindkraftutbygginger. Videre uttaler hun:

”Dagens støttenivå er ikke høyt nok, og vi vil derfor øke støttenivået frem til vi får på plass et norsk-svensk marked for grønne sertifikat. Vi har Europas beste vindressurser og jeg er opptatt av å bruke de for å sikre mer fornybar energi i tråd med regjeringens mål. Vi ønsker å bidra til å utløse investeringer så raskt som mulig, og vet at det finnes gode kandidater som kan søke om støtte. De beste prosjektene vil komme først i køen.” [80]

Ved etablering av et pliktig sertifikatmarked kan aktørene som får støtte under overgangsordningen, velge å betale investeringsstøtten tilbake og deretter ha mulighet til å tre inn i sertifikatmarkedet. [10]

7.7 Lønnsomhetsanalyser

Det er vanlig å skille mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Bedriftsøkonomisk lønnsomhet ser kun på prisdifferansen mellom ferdigprodukter og innsatsfaktorer. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er derimot den bedriftsøkonomiske lønnsomheten korrigert for eventuelle eksterne effekter og nyttevirkninger som markedet ikke har satt en pris på. Årsaken til disse forskjellene er at det eksisterer markedssvikt, eller at en virksomhet kan forurense omgivelsene uten å betale for det. Markedssvikt, for eksempel i form av markedsmakt, eksterne effekter, asymmetrisk informasjon, offentlige inngrep gjennom skatter og avgifter eller myndighetspålegg medfører at aktørene ikke står overfor priser som reflekterer korrekte samfunnsøkonomiske kostnader. Dette kan føre til at et prosjekt som er bedriftsøkonomisk, ikke trenger være lønnsomt for samfunnet som helhet, og omvendt. [81]

Formålet med samfunnsøkonomiske analyser er å vurdere i hvilken grad et tiltak bidrar til å øke velferden for samfunnet. Analysen kan være til hjelp for å vurdere om et enkelt tiltak bør gjennomføres, til å foreta valg mellom alternative tiltak eller til å utforme politikk og stimuleringsmekanismer.

Etter dereguleringen i 1991 har det norske kraftmarkedet blitt et fritt marked der private aktører foretar investeringer basert på vurderinger av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. En viktig begrunnelse for liberaliseringen var at markedet skulle stimulere til mer effektiv ressursutnyttelse innen energisektoren. Det er derfor en diskusjon om hvorvidt myndighetene skal stille krav om samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved energiprojekter. [82]

Det finnes ulike metoder for å beregne lønnsomheten av et prosjekt. Annuitetsmetoden beregner årlige inntjener av en investering, mens internrentemetoden beregner hvilken forrentning investeringen vil gi. Nåverdimetoden som beregner lønnsomheten over hele prosjektets levetid, vil bli utdypet og benyttet videre.

7.7.1 Nåverdi

Netto nåverdi (NNV) kan brukes for å beregne forventet lønnsomhet til et prosjekt. NNV kan defineres som nettoverdien av et prosjekt i dag fremfor å investere pengene i noe som gir avkastning lik diskonteringsrenten (mer om diskonteringsrente i neste kapittel). For hvert år anslås forskjellen mellom prosjektets inntekter og kostnader, og denne verdien beregnes slik at beløpet blir i dagens kronenivå. Prosjektets kontantstrøm (KS) etter skatt neddiskonteres til

år null med en konstant diskonteringsrente. Dersom nåverdiene for alle inn- og utbetalinger i prosjektets levetid er større enn totalinvesteringen så er prosjektet lønnsomt.

Internrente er den diskonteringsrenten som gir prosjektets kontantstrøm en nåverdi lik null. Prosjektets NNV er i en samfunnsøkonomisk betraktning lik differansen mellom de samlede nyttevirksomheter (N) og kostnader. Kostnadene omfatter investeringskostnader (I), driftskostnader (D) og eksterne effekter (U). Virkningene vil falle på ulike tidspunkter (t) og må neddiskonteres til et felles tidspunkt ved hjelp av diskonteringsrenten (r). [83]

$$NNV = \sum_{t=0}^n \frac{N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (7.3)$$

Enkelte nyttevirksomheter og eksterne effekter er vanskelige å kvantifisere. En privat utbygger vil som regel ikke ta hensyn til disse faktorene da kontantstrømmen og investeringene er avgjørende for prosjektet. Videre vil derfor den forenklede formelen (7.4) bli brukt i beregningen av netto nåverdi.

$$NNV = \sum_{t=0}^y \frac{KS_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (7.4)$$

KS_t = kontantstrøm i periode t

I_0 = investering ved prosjektstart

r = diskonteringsrente

NNV blir senere beregnet for ulike offshore vindkraft- og kabelprosjekter.

7.7.2 Diskonteringsrente

Diskonteringsrente (kalkulasjonsrente, realrente) brukes for å angi avkastningskrav på investeringen og brukes i nåverdiberegninger for å omgjøre verdien av framtidige inn- og utbetalinger til dagens pengeverdi. Avkastningskravet skal gjenspeile risikoen i prosjektet, og økt risiko gir dermed økt diskonteringsrente. Diskonteringsrenten kan som nevnt ta hensyn til en rekke faktorer. Likning (7.5) viser en vanlig måte å beregne diskonteringsrenten på:

$$r = \frac{1}{1+e} + \left[\frac{r_n \cdot (1-s) - i}{1+i} - e \right] \quad (7.5)$$

i = generell inflasjon

s = skattefaktor

e = relativ energiprisindeks

r_n = nominell finansieringsrente [84]

NVE anbefaler i sin økonomiske håndbok [82] at det skal foretas egne anslag på diskonteringsrente ved store eller viktige enkeltprosjekter. De har videre foreslått standardiserte satser for diskonteringsrente til bruk ved vurdering av energiprosjekter. For vindkraft settes den foreslåtte diskonteringsrenten til 8 prosent.

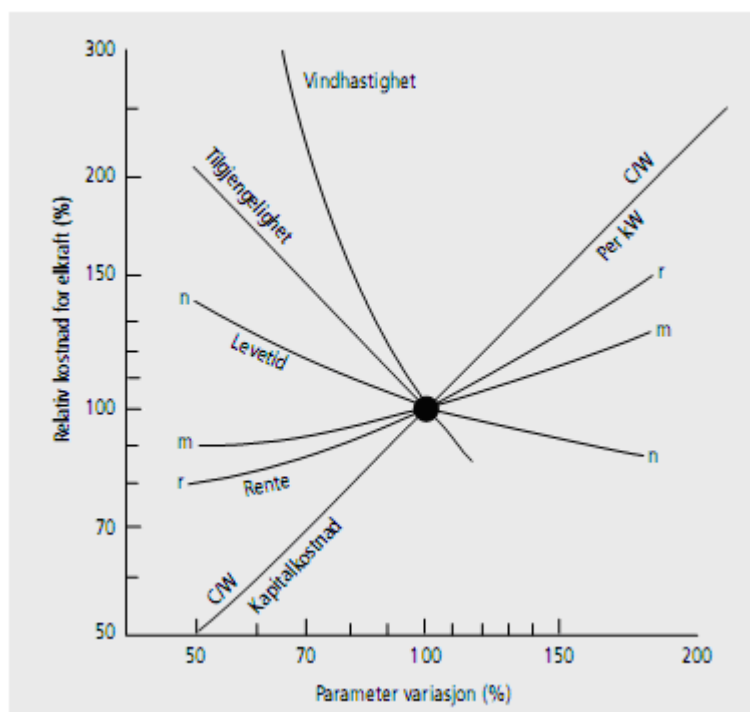
7.8 Risiko- og sensitivitetsanalyse

Et prosjekt som varer over lengre tid vil alltid være forbundet med risiko. Det bør derfor tas høyde for forandringer i energipriser, rentenivå, valutakurser, politiske endringer og andre markedsendringer. Diskonteringsrenten skal ta høyde for noen av de nevnte risikofaktorene, og i tillegg ta hensyn til inflasjon.

Når en økonomisk analyse av prosjektet er utført, er det nødvendig å vurdere resultatets pålitelighet. Som oftest er det stor usikkerhet knyttet til de forskjellige elementene i analysen, særlig vedrørende elementer som er knyttet til tidspunkter langt frem i tid. Vurderinger som gjøres av inntekts- og kostnadsutviklingen kan virke sannsynlige på planleggingstidspunktet, men kan forandres mye med tiden. Det er en rekke uventede hendelser som kan inntreffe og som vil kunne få store konsekvenser for prosjektets lønnsomhet. Det er derfor viktig å ta hensyn til usikkerheten ved planleggingen.

Det er vanlig å skille mellom systematisk og usystematisk risiko. Systematisk risiko er avhengig av konjunktursvingninger og ligger utenfor prosjekteiers kontroll. Usystematisk risiko kan derimot håndteres av prosjekteier ved gjennomføring av prosjektet.

Følsomhetsanalyser illustrerer hvor følsom nåverdien er for endringer i de enkelte variablene i kontantstrømmen, og dermed dannes det et bilde av hvor kritiske enkeltvariablene er for lønnsomhetsvurderingen. I stjernerdiagrammet under vises et eksempel på sensitiviteten for parameterendringer i et vindkraftprosjekt. Jo brattere en variabels kurve er i et stjernerdiagram, desto større betydning har denne usikkerhetskilden. Et slikt diagram illustrerer hvilke variabler som det er viktigst å ta hensyn til.

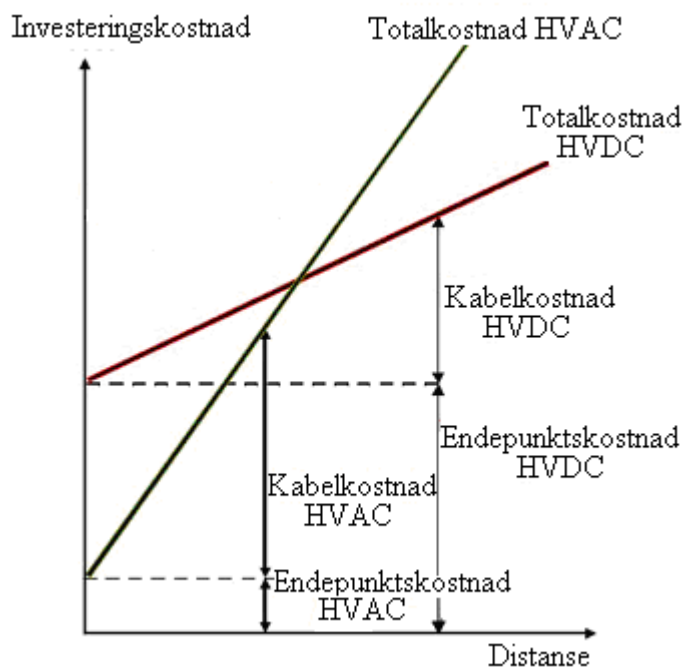


Figur 27: Stjernerdiagram vindkraft [71]

Stjernerdiagrammet viser hvordan kostnaden per kWh endrer seg ved prosentvise endringer av enkeltparametere. Vindforhold har den bratteste kurven og er dermed den mest avgjørende faktoren. Ulempen med denne type sensitivitetsanalyse er at bare en faktor kan isoleres om gangen. Endring i en variabel vil ofte påvirke en annen variabel og gi uventede konsekvenser. Følsomhetsanalysen viser bare konsekvensen av endringen i variablene, men ikke hvor sannsynlig det er for at endringene skal inntreffe.

8 Økonomi i kabelprosjekter

Lønnsomheten i kabelprosjekter er svært varierende og avhengig av en rekke faktorer som tilknytningsområder, områdepriser, prisstruktur og priselastisitet, styrken på nett i tilknytningspunkt, overføringsteknologi, lengde, kapasitet, havdybde og bunnforhold. Som nevnt i kapittel 5 er det lite aktuelt med likestrøm over korte avstander på grunn av de høye endepunktkostnadene. Tapene ved vekselstrømsoverføring blir store med lange avstander. Av de nevnte grunnene er HVDC-overføring i sjøkabel økonomisk konkurransedyktig når avstanden overstiger 50 km. Figuren under viser hvordan kostnadene fordeler seg og avhenger av overføringsavstanden.



Figur 28: Prinsipp for kabelkostnader [41]

For å redegjøre for økonomien i internasjonale kabelprosjekter er det valgt å ta utgangspunkt i siste gjennomførte prosjekt fra Norge; NorNed-kabelen. Statnett har utført grundige økonomiske analyser som er tilgjengelige for allmennheten.

8.1 Statnetts vurdering av NorNed-prosjektet

I analysen er det forutsatt stor fleksibilitet i det norske forbruket slik at kraftprisene er relativt stabile selv i tørre år. Hvis det skulle vise seg at prisfølsomheten i Norge øker, vil flere perioder med ekstreme priser i Norge bare føre til høyere handelsinntekt. Den økte overføringskapasiteten mot Nederland vil ikke ha stor påvirkning på reguleringsevnen i Norges vannkraftsystem. Døgnvariasjonene i pris vil derfor forbli små.

I nåverdiberegningene av en nettinvestering tar Statnett hensyn til inntektene fra økt kapasitet, avbrudds-, taps-, tariff- og systemdriftskostnader og endring i kapital-, drifts- og miljøkostnader. Det brukes en risikostjustert diskonteringsrente på 6 prosent. Beregningen er videre avgrenset til virkninger på norsk samfunnsøkonomi. [85]

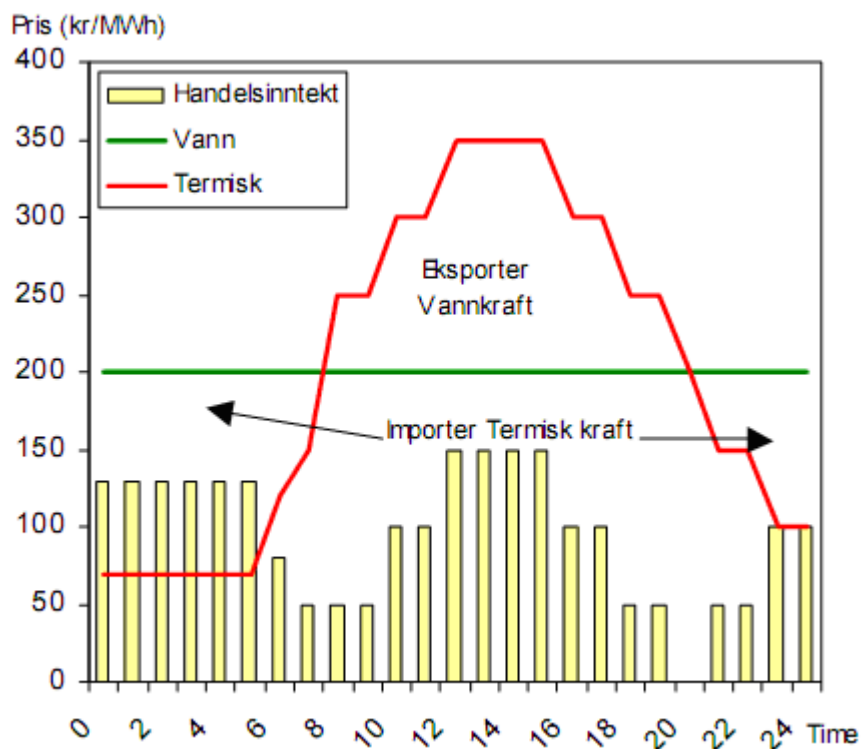
8.1.2 Kostnader

I tillegg til kabelanlegget blir det nødvendig med en forsterkning i det norske nettet. Driftskostnader, tap og betaling til det europeiske transittoppjøret må også medregnes. Transittoppjøret sørger for at et land som transporterer kraft fra ett land til et annet får kompensasjon. Prosjektets totalkostnad er på rundt 4,2 milliarder kroner. Dette beløpet inkluderer kabel, likeretterstasjoner i hver ende og installasjon. Statnetts andel av de årlige kostnadene til drift, vedlikehold og forsikringer er beregnet til 17 millioner kroner i hele anleggets levetid. Dette utgjør en årlig prosentandel på rundt en prosent av Statnetts totalinvestering. Tapene vil utgjøre rundt 4 prosent av det overførte volumet ved 600 MW overføring, og 5 prosent ved 700 MW. Tapskostnadene er tatt hensyn til i estimatene på handelsinntekten. [85] [86]

8.1.3 Handelsinntekter

Handelsinntekten er ikke avhengig av prisnivå, men bestemmes av prisforskjellen time for time mellom Norge og det aktuelle tilknytningsområdet. Prisforskjellene varierer hovedsakelig etter følgende mønster:

- Døgnvariasjon. I termiske markeder er det som regel stor variasjon i kraftprisen over døgnet på grunn av liten fleksibilitet i produksjon og forbruk. I Norge er denne variasjonen liten og den forventes å være relativt stabil på grunn av den store reguleringsvevnen til vannkraften. Den mest kritiske faktoren for handelsinntekten er dermed prisvariasjonen over døgnet i det utenlandske markedet.
- Variasjon i prisnivået på sesong- og ukenivå. I Norge er kraftprisen systematisk noe lavere om sommeren enn om vinteren. I land som Nederland og Tyskland er det ikke noen systematisk sesongvariasjon, men det forekommer ekstremt store prissvingninger som følge av liten fleksibilitet.
- Forskjeller i det generelle prisnivået over flere år eller i enkeltår. Disse forskjellene kan komme av endringer i rammebetingelser, teknologi, ressurstilgang og markedsmessige forhold. Dette kan gi varige forskjeller i prisnivået mellom to markeder. Lite nedbør eller høye priser på fossile brensler kan gi et høyt prisnivå i henholdsvis Norge og på kontinentet i enkelte år. Prisforskjellene forventes å bli noe utjevnet i fremtiden på grunn av bedre kobling mellom markedene. I utgangspunktet vil prissvingningene øke i det vannkraftbaserte systemet og reduseres i det termiske. Prisutjevningen vil redusere gevinsten av kraftutveksling.[85][87]



Figur 29: Prinsipp for krafthandel [86]

Figuren over viser hvordan prisforskjeller utnyttes og styrer handelen mellom Norge og et land med termisk kraftproduksjon. Gjennomsnittsprisen over ett døgn er i denne illustrasjonen lik for begge områder.

Statnett regner med at den nederlandske kraftprisen vil være rundt 40 kroner høyere enn den norske per MWh. I vurderingen av inntekspotensialet for kabelen er det skilt mellom to forskjellige tidsperioder; 2008-2017 og 2018-2047. For den første tiårsperioden er det forutsatt at det er et visst energiunderskudd i det europeiske kraftmarkedet, slik at prisene er noe høyere enn kostnaden ved ny produksjonskapasitet. Denne forutsetningen er et resultat av konkrete forventninger til utviklingen i produksjonskapasitet og etterspørsel i de enkelte europeiske landene. Den forventede handelsinntekten for en 600 MW kabel er 502 millioner kroner for denne perioden. Statnett har krav på halvparten av denne inntekten.

På lengre sikt (2018-2047) er det forutsatt at det europeiske kraftmarkedet er nærmere en langsiktig likevekt, og prisforskjellen mellom Norge og Nederland blir noe mindre. Handelsinntektene forandres ikke mye, men er beregnet til 490 millioner kroner per år i denne perioden.

En reduksjon av prisnivået i Nederland ned mot det norske nivået, vil redusere handelsinntekten til rundt 400 millioner kroner. En økning i det norske prisnivået opp til det nederlandske har mindre betydning. Derimot vil en reduksjon i det norske prisnivået gi økte handelsinntekter. En beregning der produksjonskapasiteten i Norge øker med 10 TWh viser en økning i handelsinntekten på rundt 50 millioner kroner per år.

Resultatene fra analysen er også vurdert opp mot historiske data som viser større prisforskjeller. Gjennomsnittlig prisforskjell mellom Norge og Nederland i perioden 2001 til 2003 var om lag 170 kroner per MWh. Denne differansen gir en forventet årlig inntekt på

over 800 millioner kroner. Her er det forutsatt en kapasitet på 600 MW og at tap, ramping og forventet tilgjengelighet (97,5 prosent) for kabelen er tatt i betraktning. [85] [86]

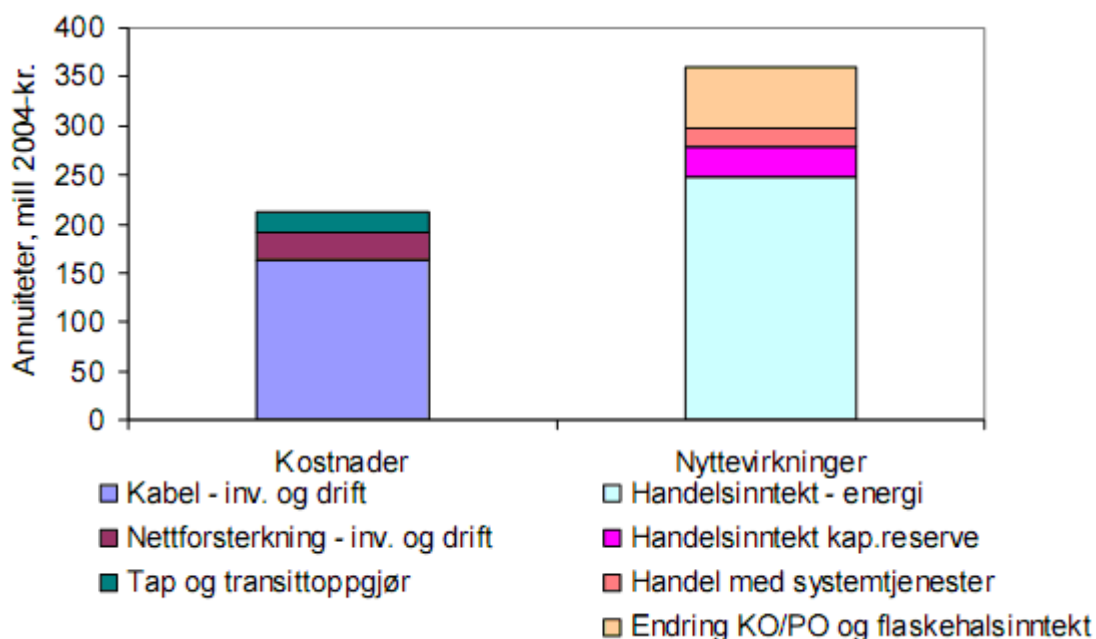
8.1.4 Andre inntekter og nyttevirksomheter

Handel mellom to ulike områder vil påvirke prisdannelse, produksjon og forbruk i begge områdene. Hvis for eksempel de utenlandske prisene er høyere enn de norske, blir det eksport fra Norge. For at produsentene skal produsere mer må prisene økes litt. Når den norske prisen endres, endres også konsument- og produsentoverskuddet. Flaskehalsinntektene (prisendringer på grunn av overføringsbegrensninger) vil også bli noe endret. Dette betyr at ny kapasitet mot utlandet får andre samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Kabelen vil utnyttes til energihandel opp til 700 MW når det er lønnsomt. Ellers vil kapasiteten bli brukt til handel med regulerkraft og systemtjenester som forventes å gi en årlig ekstraintekt på rundt 50 millioner kroner til Norge. Vannkraftsystemets gode reguleringsevne tilsier betydelig høyere inntektpotensiale for handel med systemtjenester. Eksisterende tekniske og institusjonelle begrensninger hindrer foreløpig at disse inntektene kan bli vesentlig større.

Endringene i produsent- og konsumentoverskudd er også relevant for den samfunnsøkonomiske beregningen. Statnett legger til grunn en økning i konsument- og produsentoverskudd på 89 millioner kroner i den første 10-årsperioden og 74 millioner kroner per år deretter. Kabelen vil derimot føre til en reduksjon i flaskehalsinntekter på rundt 25 millioner kroner per år i 2008 til 2017 og 15 millioner kroner per år deretter.[85]

Økt overføringskapasitet mot utlandet vil føre til et mer effektivt kraftmarked i Norden og i Europa. Økt konkurranse og prisstabilitet kan være fordelaktig for forbrukere. Verdien av dette er ikke kvantifisert.

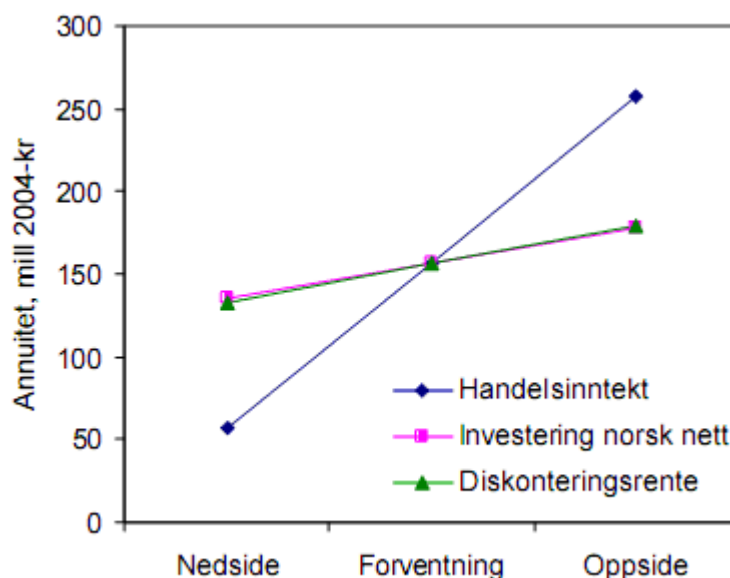


Figur 30: Forventede årlige kostnader og inntekter i NorNed-prosjektet [88]

De årlige kostnadene vil ligge på 200 millioner kroner, mens forventningsverdien til inntektene er på 360 millioner kroner. Forventet nåverdi av prosjektet er på om lag to milliarder kroner.

8.1.5 Sensitivitetsanalyse

Handelsinntekten, som for Statnett utgjør rundt 300 millioner kroner per år, er den mest kritiske faktoren i denne analysen. Inntekten er usikker og utgjør hovedandelen av nyttevirkningene i prosjektet. Analysene viser at NorNed er et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt som er robust. Denne konklusjonen styrkes av at verdien av kabelens positive innvirkning på kraftmarkedet og forsyningssikkerheten ikke er tatt med i beregningene.



Figur 31: Stjernediagram NorNed [85]

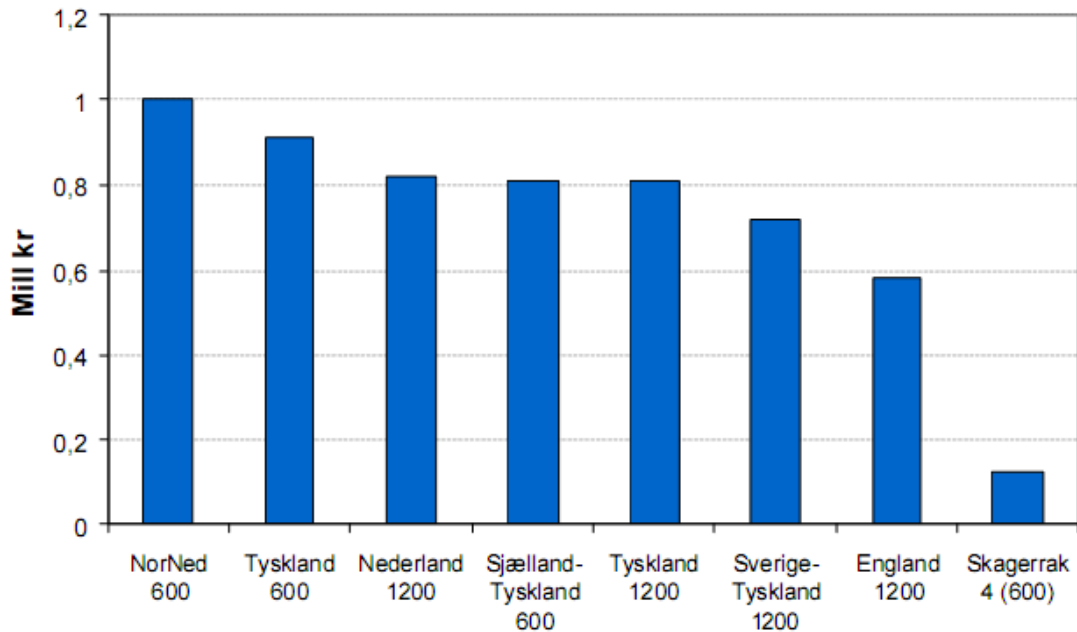
Tabell 9: Forklaring til Figur 31[85]

NNV	Nedside	Forventning	Oppside
Handelsinntekt	- 100 MNOK/år	300 MNOK/år	+ 100 MNOK/år
Investering norsk nett	+ 300 MNOK	400 MNOK	- 300 MNOK
Diskonteringsrente	+ 1 %	6 %	- 1 %

Figur 31 viser virkningen på lønnsomheten ved endringer av tre sentrale forutsetninger. Prosjektet er lønnsomt selv med relativt store økninger i kostnadene eller reduksjoner i inntektene. Ett prosentpoengs endring i diskonteringsrenten betyr en inntekt eller et tap på 20 til 25 millioner kroner per år. [85]

8.2 Statnetts lønnsomhetsvurdering av andre kabelprosjekter

Den samfunnsøkonomiske analysen som er grunnlag for tallene i figur 32, bygger på den samme metoden som er brukt for vurderingen av NorNed. Beregningene forutsetter en diskonteringsrente på 6 prosent og at kostnader og handelsinntekter deles likt mellom Norge og tilknyttingslandet. For å kunne sammenligne prosjektene, er handelsinntekten beregnet per MW kapasitet.



Figur 32: Årlig handelsinntekt for Norge per MW [55]

Statnett påpeker i sin rapport [55] at nytteverdien av kabelprosjektene til Danmark og England er underestimert i beregningen. NorNed var allikevel det prosjektet som hadde størst årlig samfunnsøkonomisk overskudd.

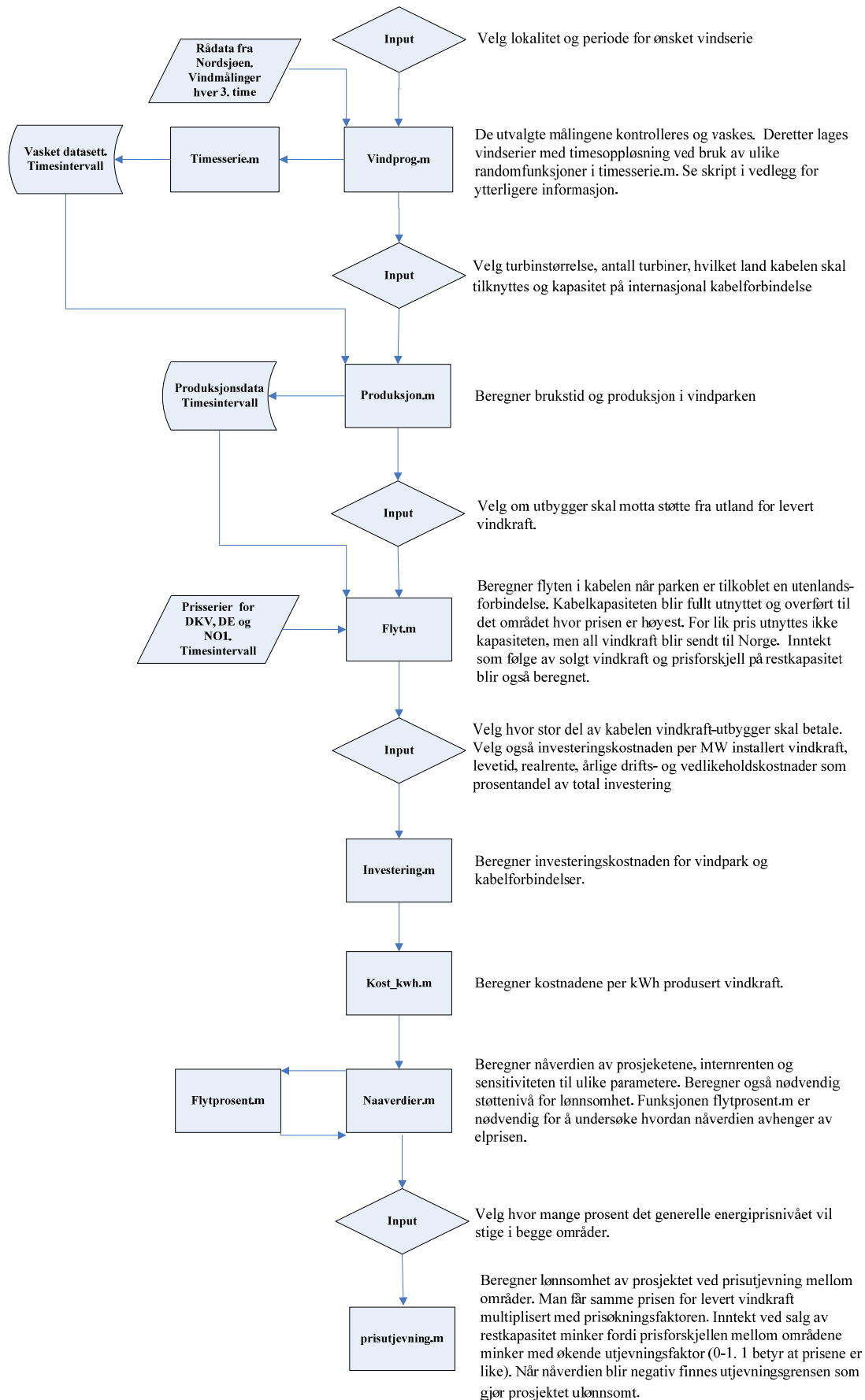
9 Tilkobling av offshore vindkraft til internasjonale forbindelser

Dette kapitlet beskriver en modell utviklet for å beregne bedriftsøkonomisk lønnsomhet og sensitivitet til ulike prosjekter for offshore vindkraft med dedikert kabel eller tilkoblet internasjonale forbindelser. Modellen bygger på teorien i de foregående kapitler og detaljer i beskrivelsen av forutsetninger vil bli ytterligere spesifisert. For å illustrere modellens virkemåte er det valgt å simulere Lyses forhåndsmeldte offshore-prosjekt. Vindparken i den sørlige delen av Nordsjøen er enten tilknyttet en dedikert kabel eller en forbindelse mellom Norge og Tyskland. Simuleringene vil gjentas med ulike forutsetninger for å kartlegge konsekvenser av noen mulige utfall.

9.1 Modellbeskrivelse

Modellen er laget i MATLAB som er et interaktivt program for numeriske beregninger og visualisering. Navnet MATLAB kommer fra MATrix LABoratory fordi den grunnleggende datatypen i MATLAB er matrisen. Programmet inneholder et stort antall innebygde kommandoer og funksjoner, men man kan selv lage spesialtilpassede programmer. Modellen består av ett hovedprogram (meny.m) som spør bruker om input og kaller en rekke programmerte funksjoner.

Modellens formål er å simulere produksjonen fra en valgt offshore vindpark tilknyttet en internasjonal eller dedikert forbindelse, beregne den bedriftsøkonomiske lønnsomheten og sensitiviteten til prosjektet under en rekke valgte forutsetninger. Ved tilkobling til en internasjonal forbindelse vil krafthandelen mellom områdene også bli beregnet og tatt hensyn til i lønnsomhetsanalysen. Modellen kan undersøke kabelforbindelser fra Norge (NO1) til Danmark (DKV) og Tyskland (DE), men kan enkelt utvides for å undersøke kabelprosjekter til andre områder. Flytskjema for modellen finnes på neste side.



Figur 33: Flytskjema for modell

9.2 Forutsetninger

Forutsetningene bygger på foregående teori og informasjon i forhåndsmeldingen til Lyse. Det er imidlertid noen antagelser som må presiseres. På slutten av kapitlet oppsummeres forutsetningene i en tabell.

9.2.1 Kabelkostnader

Kabelkostnadene er veldig usikre. Det finnes få gjennomførte HVDC-prosjekter som er sammenliknbare med hensyn til pris og volum. Det er sammenliknet priser fra følgende kilder: [10] [39] [40] [41] [43] [55] [57] [89] [90]. Noen av prosjektene er fra lang tid tilbake, og teknologien har utviklet seg i løpet av denne perioden. Det antas videre at kostnadene for VSC er noe større enn for LCC. På grunnlag av kostnadene funnet i de ovennevnte kildene har kabelkostnadene for vindkraftutbygger blitt beregnet på følgende måte (utdrag fra MATLAB):

```
%HVDC VSC
kabelkost_HVDC =      6 MNOK/km;
ekstrautstyr_HVDC = 800 MNOK;           %For minste kapasitet 500 MW

%Utstyret blir relativt dyrere med økende kapasitet. 10 % for hver 100 MW
%kapasiteten overstiger 500 MW. 500 MW ansees som minimum for internasjonal
%kabelforbindelse.
%Kabelen blir relativt billigere per km. 3 % for hver 100 km

tot_kabel_kost_int_kabel =
((ekstrautstyr_HVDC * kapasitetsfaktor_kabel_int_ny) + (lengde_int_kabel *
kabelkost_HVDC * lengdefaktor_ny * kapasitetsfaktor_kabel_int_ny)) *
VK_utbyggers_del;

%HVAC
kabelkost_AC =      12 MNOK/km;
ekstrautstyr_AC = 50 MNOK;           %For minste kapasitet 100 MW

%Utstyret blir relativt dyrere med økende kapasitet. 10% for hver 100 MW
%kapasiteten overstiger 100 MW. 100 MW ansees som minimum for dedikert
%kabelforbindelse.

tot_kabel_kost_AC =
((ekstrautstyr_AC*kapasitetsfaktor_kabel_alt_ny) + (lengde_alt_kabel *
kabelkost_AC*kapasitetsfaktor_kabel_alt_ny)) * VK_utbyggers_del
```

Beregningsmetoden er funnet ved prøving og feiling. Kabelkostnadene blir i de fleste tilfeller i nærheten av oppgitte kostnader i kildene. Eksempelvis ville kostnaden for NorNed med VSC være 4,7 milliarder kroner. Statnett oppgir en kostnad på 4,2 milliarder kroner (LCC). Hvis vindkraftutbygger betaler 100 prosent av kabelkostnadene, er prisen for en 1000 MW kabel til Tyskland (550 km HVDC VSC) beregnet til 5688 MNOK. En dedikert kabel på 400 MW, (50 km HVAC) koster i følge modellen 910 MNOK.

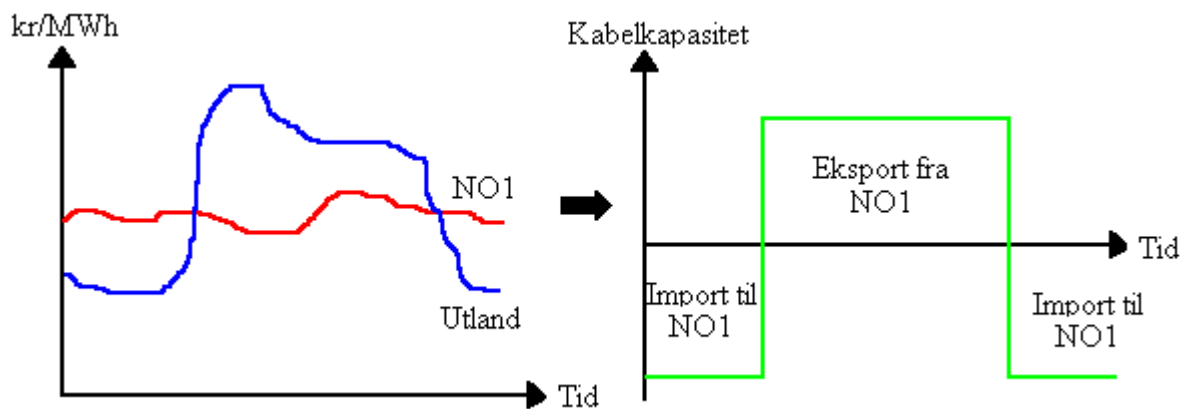
9.2.2 Diskonteringsrente

For innmatingslinjer anbefaler NVE en diskonteringsrente på 8 prosent og for hoved- og distribusjonsnett anbefales diskonteringsrenten å være 6 prosent. Ut fra dette og anbefalingene til diskonteringsrente i vindkraftprosjekter (kapittel 7.7.2) settes begge diskonteringsrentene til 8 prosent. [82]

9.2.3 Inntekter

Når kabelen er tilkoblet dedikert forbindelse, får vindkraftutbygger inntekter for solgt vindkraft og støtte. Det er sett bort fra innmatingstariff da denne kan være positiv og negativ avhengig av produksjon og etterspørsel i tilknytningsområdet. Tap i overføringen og turbinenes og kabelens tilgjengelighet blir derimot tatt hensyn til.

Hvis parken er tilkoblet en internasjonal forbindelse, får vindkraftutbygger inntekter for solgt vindkraft, støtte og for handel mellom områder. De samme forutsetningene nevnt i forrige avsnitt gjelder også for tilkobling til internasjonal forbindelse. I tillegg forutsettes ingen overføringsbegrensninger og at prisene i de ulike områdene ikke påvirkes av overføringen. Handelsinntektene er avhengig av prisforskjellen mellom områdene og tilgjengelig restkapasitet i kabelen som vindkraftutbygger har krav på. Hvis vindkraftutbygger har betalt halvparten av kabelkostnadene, vil halve kabelkapasiteten være tilgjengelig til enhver tid. Flyten i kabelen følger prinsippet som vist i figur 34.



Figur 34: Prinsipp for kraftflyt i kabelen

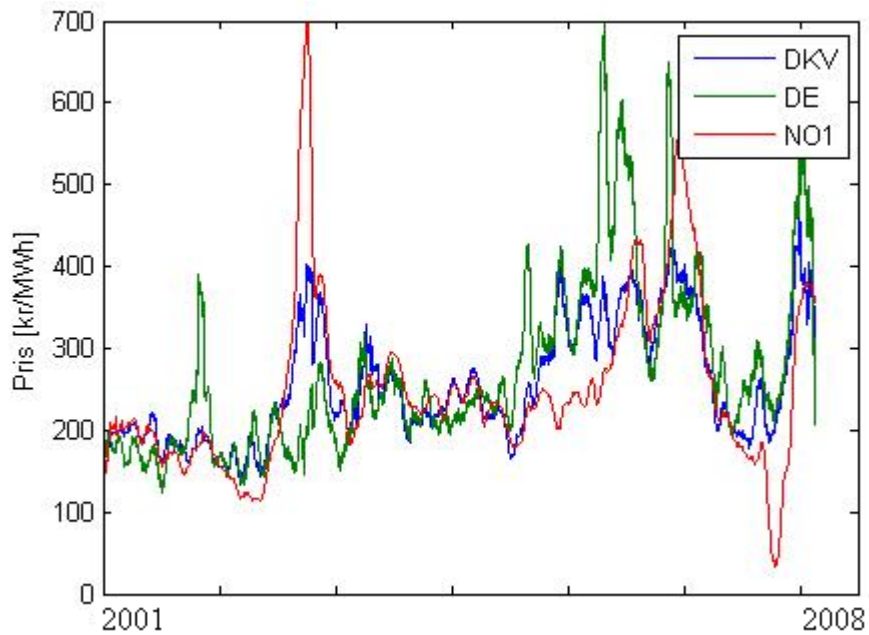
Kabelkapasiteten blir fullt utnyttet, og kraften blir overført til det området hvor prisen er høyest. For lik pris i begge områder utnyttes ikke kapasiteten, men all vindkraft blir sendt til Norge. Det antas at innmeldt vindkraftproduksjon stemmer og at vindkraftutbygger mottar støtte for levert volum.

I realiteten tar det tid å snu flyten i en kabel fordi raske endringer i de to kraftsystemene må tas hensyn til. Dette kalles en ramping-restriksjon. Statnett og TenneT har beregnet at maksimal endring i kraftflyten bør være 30 MW per minutt. [86] Dette er det ikke tatt hensyn til i modellen.

Tabell 10: Oppsummering av forutsetninger som ikke endres i simuleringene

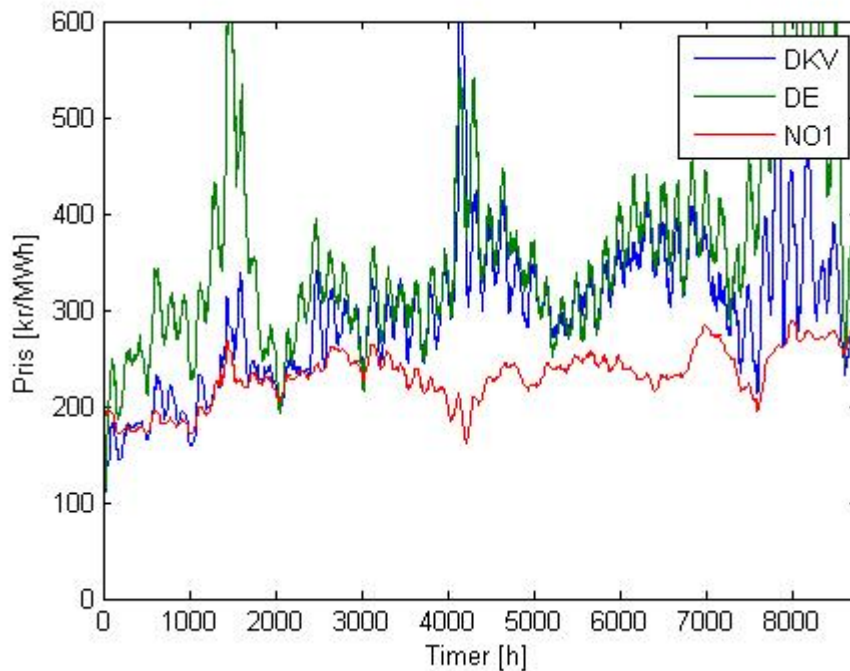
Parameter	Størrelse	Merknad
Turbinkapasitet	5 MW	Kap. 4.2.8
Investeringskostnad turbin	21,25 MNOK/MW	25 MNOK/MW, men turbinene blir relativt billigere med økende kapasitet. Turbinene blir 3 % rimeligere for hver MW kapasiteten overstiger 1 MW.
Installert vindkraft	400 MW	80 turbiner a 5 MW
Levetid turbiner og kabel	25 år	Kap. 7.2. Begge har lik levetid.
Kabel kapasitet internasjonal	1000 MW	Kap. 6.1.2.
Lengde kabel NO1 - DE	550 km	Kap. 6.1.2.
Tap HVDC VSC	6 %	Kap. 5.4. Uavhengig av effektflyt.
Kabel kapasitet dedikert	400 MW	Tilsvarende installert vindkraft.
Lengde kabel NO1 - park	50 km	Med dedikert kabel antas vindparken å ligge 50 km fra land. Like vindforhold.
Lengde kabel DE - park	50 km	Med dedikert kabel antas vindparken å ligge 50 km fra land. Like vindforhold.
Tap HVAC	2 %	Kap. 5.4. Uavhengig av effektflyt.
Sammenlagt tilgjengelighet	94 %	Kap. 4.2 og Kap. 8.1.3. Kan utføre planlagt vedlikehold på park og kabel samtidig.
Støtte DE	600 kr/MWh	Kap 7.6.1. Antatt innmatingstariff i hele prosjektets levetid.
Støtte DKV	130 kr/MWh	Kap. 7.6.2. Produksjonsstøtte
Diskonteringsrente	8%	Kap. 9.2.2
Drifts- og vedlikeholdskostnad	2%	Kap. 7.2

9.3 Strømpriser i NO1, DKV og DE



Figur 35: Områdepriser fra 1.1.2001 til 31.12.2007

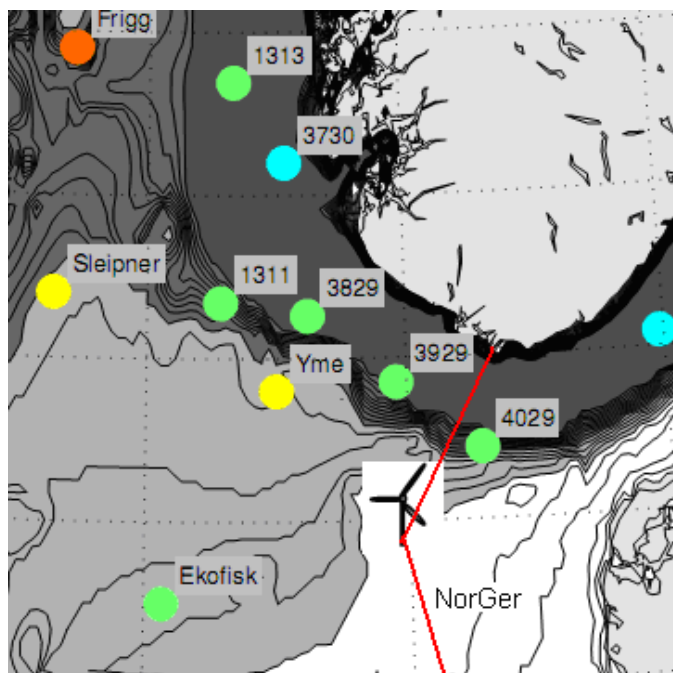
Prisene er hentet fra energinet.dk og plottet med utjevningssfunksjon i MATLAB. Prisene var oppgitt i danske kroner og er derfor multiplisert med 1,065 som var valutakurs 13.2.2008. Strømprisene er veldig varierende fra år til år. Det er videre valgt å bruke prisseriene fra 2005 fordi den antas å være den mest representative over en lang periode. Disse prisseriene lå nærmest gjennomsnittsprisen for hele perioden.



Figur 36: Områdepriser time for time i 2005

9.4 Vind på lokalitet

Lyses planlagte vindpark er tenkt å ligge i den sørlige delen av Nordsjøen. Det antas derfor at vindforholdene på lokaliteten er relativt lik målingene på Ekofisk og i hindcast-punkt 4029 som vist i figur 37. Kjeller Vindteknikk har benyttet målinger fra 1980 til 2006 og beregnet gjennomsnittsvinden på Ekofisk til å være 10,9 m/s i 90 meters høyde. Gjennomsnittelig vindhastighet på hindcast-punkt 4029 er 10,7 m/s.[10]

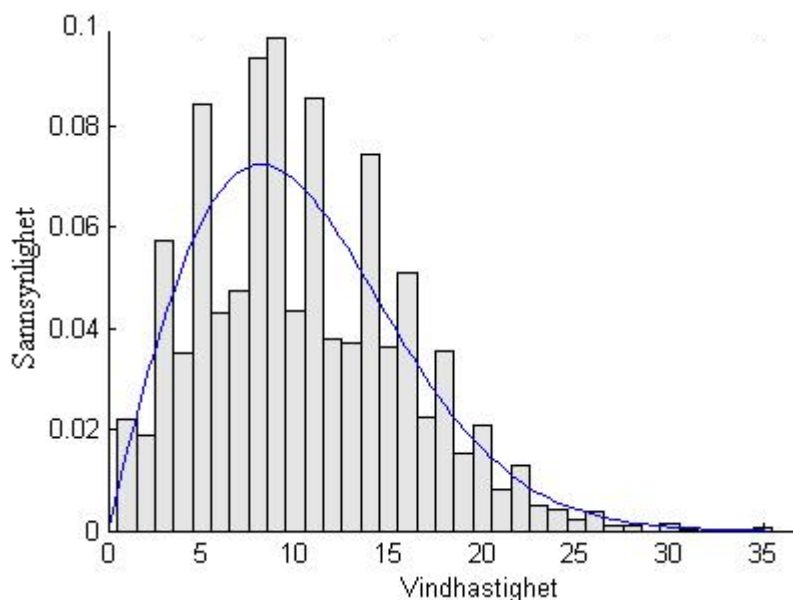


Figur 37: Omtrentlig plassering av målestasjoner, vindpark og kabel [10]

Vindseriene er lastet ned fra eklima.no. Vindseriene inneholder vindretning og gjennomsnittsvind målt 8 ganger per døgn. Det er foretatt en enkel ”vasking” av data i MATLAB på grunn av at seriene mangler enkeltmålinger eller inneholder åpenbare feil. Videre krever modellen både vindserier i times- og timinuttersintervall. For konvertering til kortere intervaller ble randomfunksjoner brukt til å endre vindhastigheten mellom hvert intervall. I serien med timinuttersintervaller er det også valgt å dele turbinene inn i radialer. Vinden vil også variere fra radial til radial. Randomfunksjonene gjør at gjennomsnittelig vindhastighet mellom hvert intervall kan variere med ± 10 prosent. Det er også lagt til en kolonne med maksimal vindhastighet som er 1,2 til 2 ganger høyere enn middelvinden.

Alle vinddata tilgjengelig på eklima.no er skalert ned til 10 meters høyde, uansett i hvilken høyde målingene er utført. Simuleringen viser at gjennomsnittlig vindhastighet i måleperioden 2000-2005 ligger på rundt 10 m/s oppskalert til rotorhøyden som antas å være 90 meter over havoverflaten. Middel vindhastighet beregnet i modellen er konsekvent litt lavere enn beregninger utført av Kjeller Vindteknikk. De har tatt hensyn til forstyrrelser fra plattformskonstruksjonen og at nedskaleringen av data på eklima.no har benyttet for høy ruhetslengde.[10] For å kompensere for dette er det derfor valgt å benytte en ruhetslengde på 0,01 isteden for 0,001, som er vanlig å operere med på havoverflaten. Endringen i ruhetslengden utgjør en faktor fra 1.239 (ruhetslengde 0,001) til 1,318 (ruhetslengde 0,01).

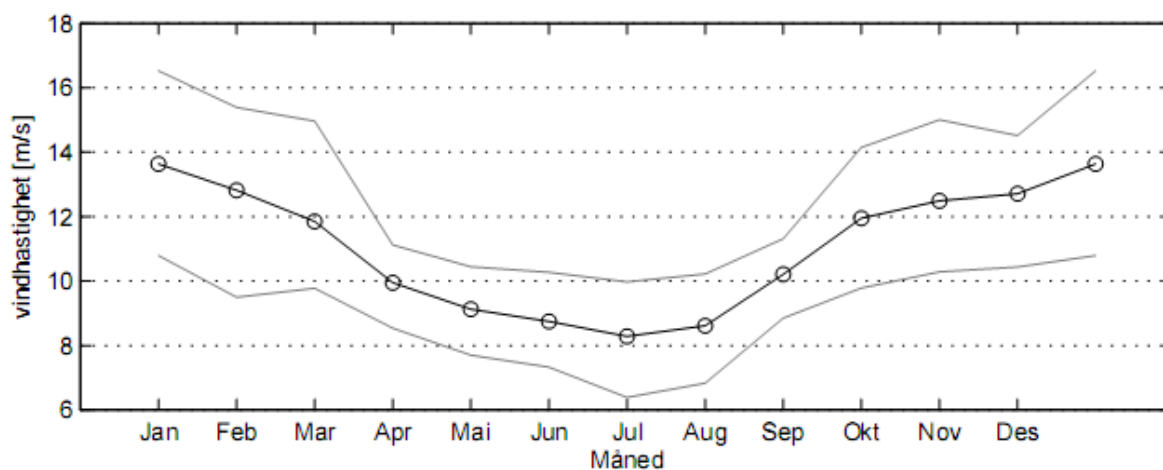
Det er store forandringer fra år til år, noe som kan illustreres ved beregnet brukstid på lokaliteten. I 2005 ble brukstiden beregnet til over 5000 timer, mens brukstiden var rundt 4200 timer i 2003. Videre analyser må derfor bygge på en vindserie som er representativ for hele levetiden til prosjektet. Måleserien fra 2000 på Ekofisk viser en gjennomsnittlig vindhastighet på 10,44 m/s og en beregnet brukstid på 4560 timer. Denne måleserien brukes i videre undersøkelser.



Figur 38: Registrerte målinger og en weibulltilpasning. Ekofisk i år 2000

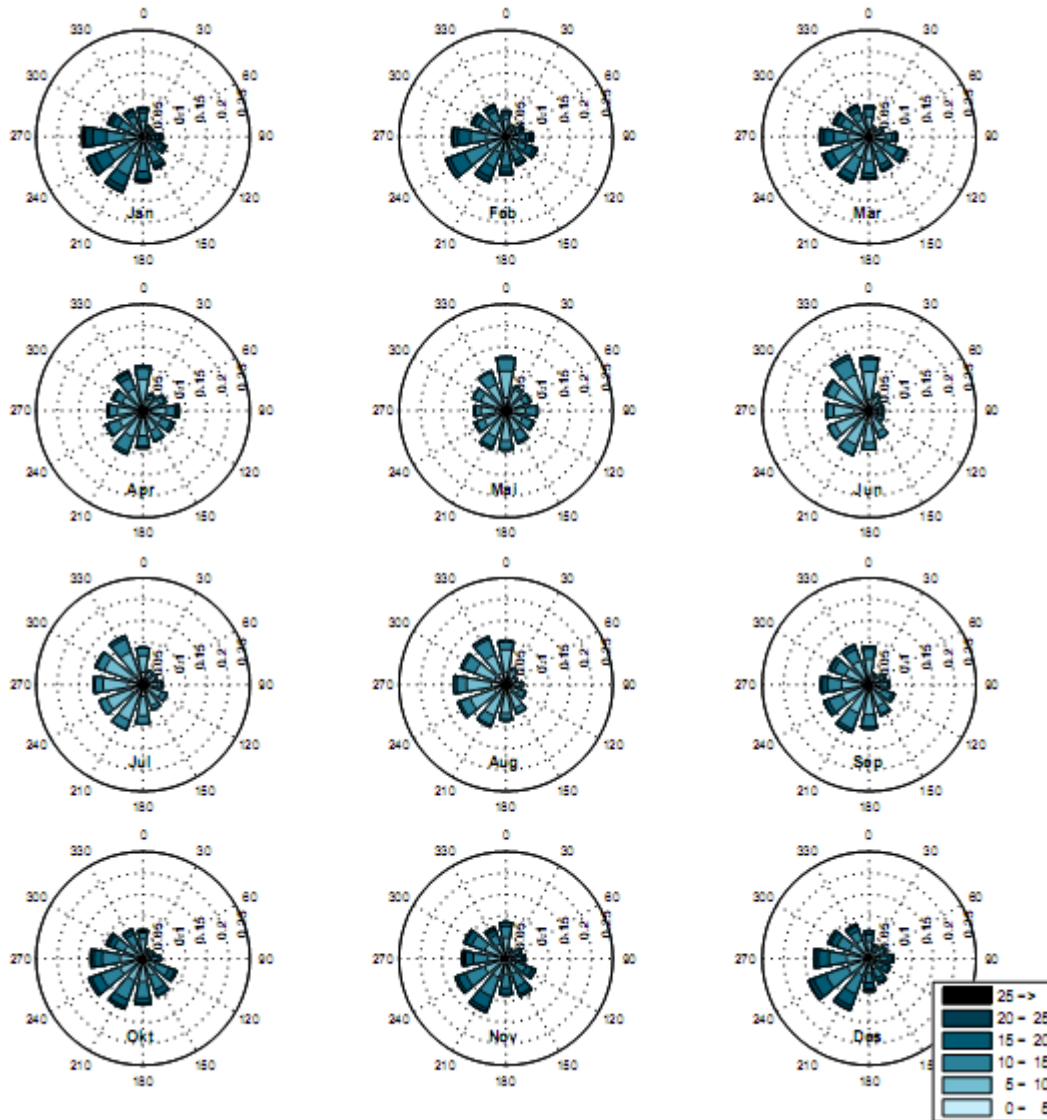
Den tilpassede weibullfordelingen har skalaparameter lik 11,72 og formparameter lik 1,97. Grunnen til at noen vindhastigheter opptrer mye oftere enn andre, kan skyldes kriteriene for avrunding i rådatasettet. Dette gjelder for alle vindmålinger lastet fra eklime.no.

Figur 39 viser en betydelig årsvariasjon i middelvind. Øvre og nedre kurve representerer 10 percentil og 90 percentil for gjennomsnittlig vindhastighet. Det blåser, som forventet, mer på vinteren. Dette fører også til ujevn kraftproduksjon over året. Som nevnt tidligere er dette gunstig med tanke på energibruken i vintersesongen og samvariasjonen med vannkraft.



Figur 39: Vindvariasjon over året på Ekofisk målt i perioden 1980 til 2006 [10]

Det er også variasjon i vindretning gjennom året. Som vindrosene under viser, er dominerende vindretning fra sørvest om vinteren og nordvest om sommeren. Dette må tas hensyn til i utforming av vindparken, slik at vaketapet blir minst mulig. Disse årsvariasjonene er i følge Kjeller Vindteknikk, typisk for hele den sørlige del av Nordsjøen.



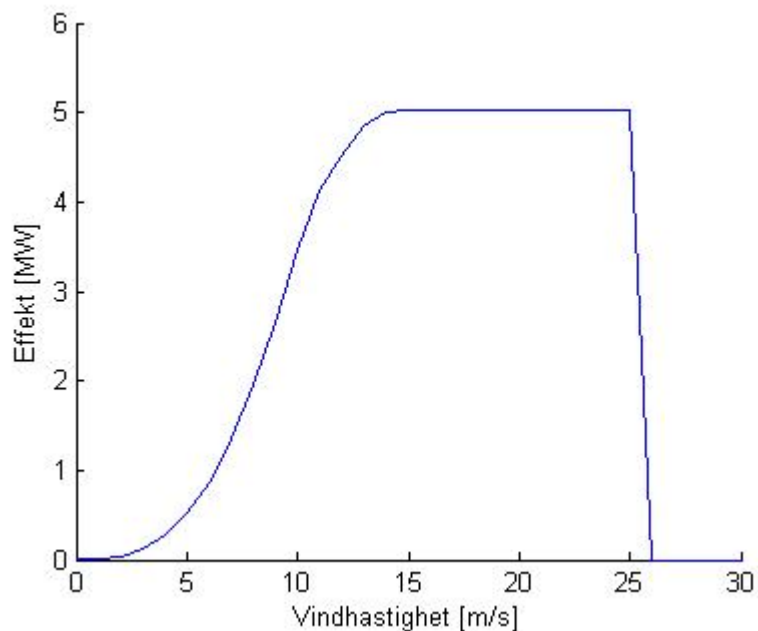
Figur 40: Vindretning på Ekofisk måned for måned. Målt i perioden 1980 til 2006 [10]

9.5 Effektkurve

Produksjonskurven til en vindturbin varierer fra leverandør til leverandør og for hva slags vindforhold turbinen er designet for. Det er valgt å ta utgangspunkt i Enercons V 70 fordi turbinen er egnet for lokaliteter med sterke vinder. For å gjøre det mulig å velge en annen turbin størrelse, er produksjonen ved hver vindhastighet omregnet til prosent av merkeeffekt. Tabell 11 er hentet fra Enercons nettside.[91]

Tabell 11: Effekt og vindhastighet - Enercon V 70

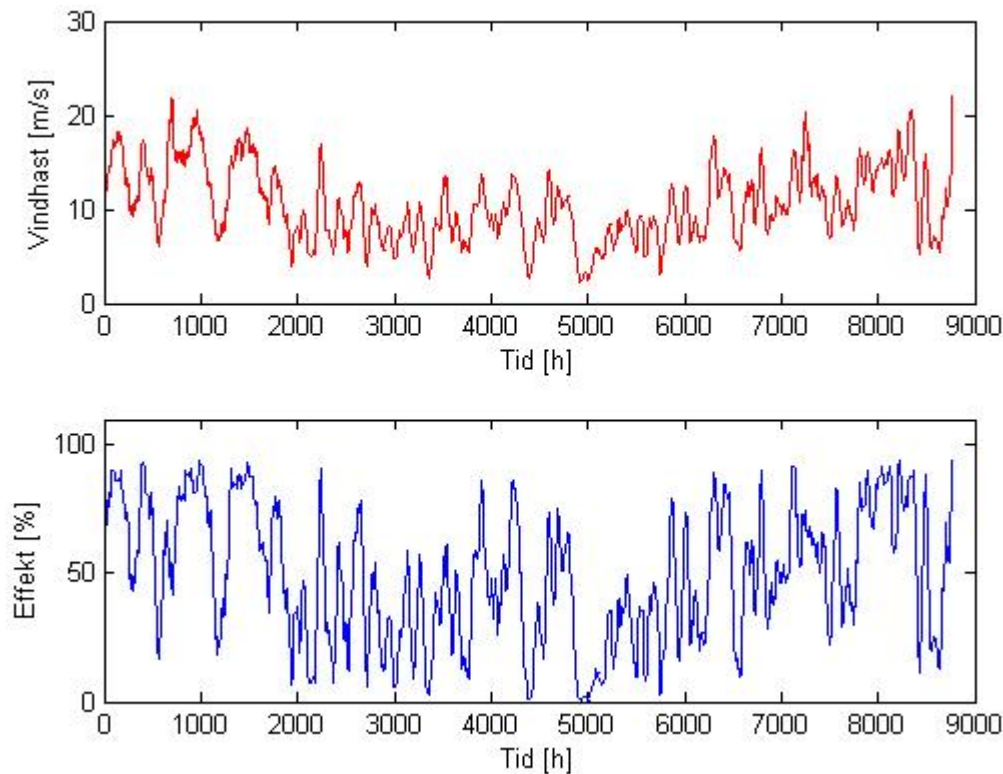
Vindhastighet [m/s]	Enercon V70 [kW]	Prosent av merkeeffekt
1	0	0
2	2	0,1
3	18	0,8
4	56	2,4
5	127	5,5
6	240	10,4
7	400	17,4
8	626	27,2
9	892	39,0
10	1223	53,2
11	1590	69,1
12	1900	82,6
13	2080	90,4
14	2230	97,0
15	2300	100,0
16	2310	100,4
17	2310	100,4
-	-	-
-	-	-
24	2310	100,4
25	2310	100,4



Figur 41: Effektkurve for en 5 MW vindturbin

I forhåndsmeldingen til Lyse er det antydnet at turbinene vil ha en merkeeffekt på rundt 5 MW. Effektkurven vist i figur 41 blir derfor brukt videre i simuleringen.

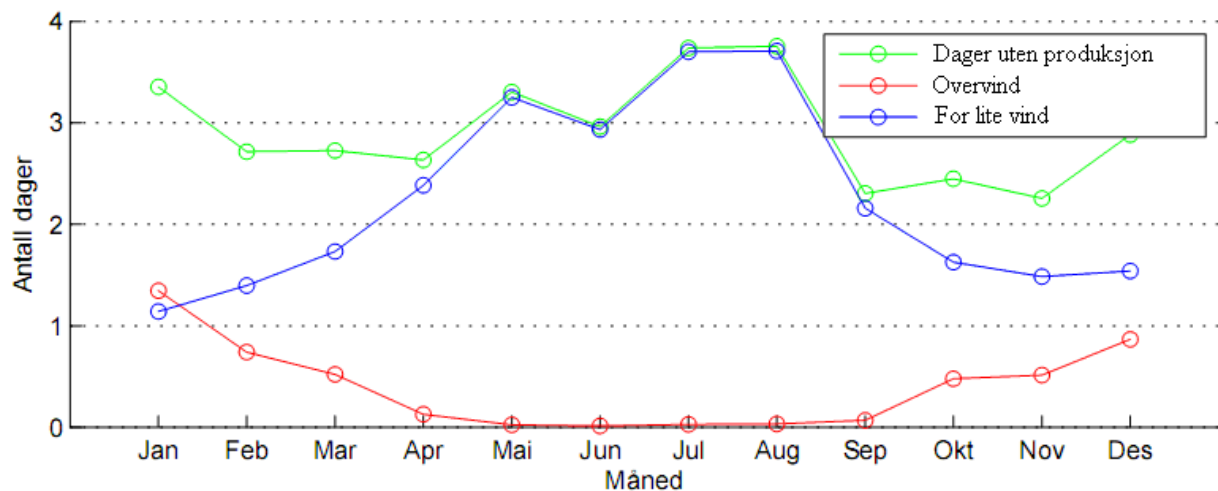
9.6 Produksjon



Figur 42: Vindhastighet og produksjon basert på vinddata fra Ekofisk i år 2000

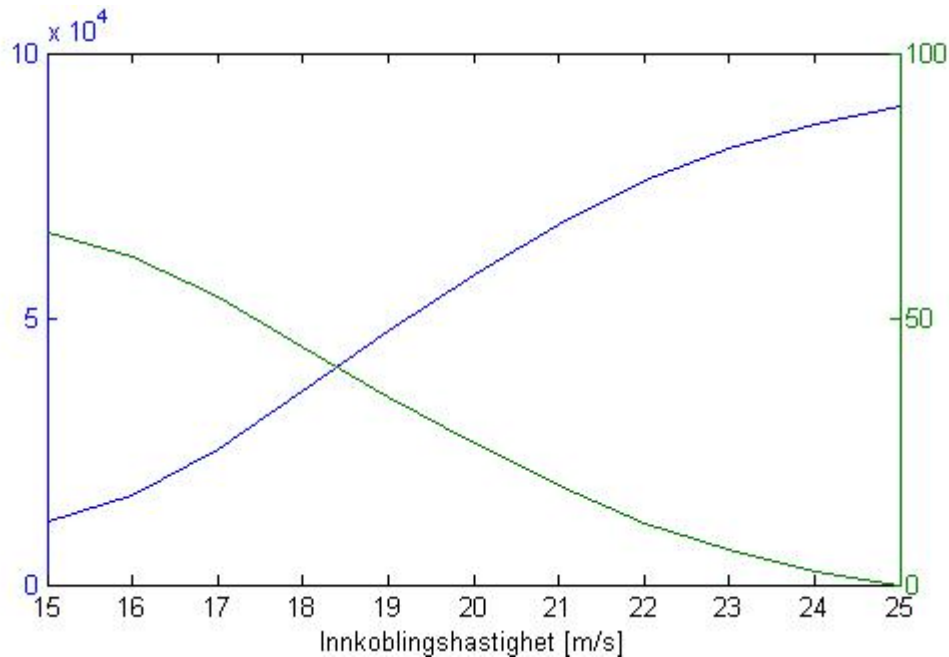
Med 80 turbiner i parken vil årsproduksjonen bli 1715 GWh. Tilgjengeligheten til turbinene er tatt med i beregningen.

Figur 43 viser forventet antall døgn som vindturbinen ikke produserer. Kurven er basert på vindturbiner som starter produksjon ved middelvind på 4 m/s og stopper ved middelvind på 25 m/s eller vindkast rundt 32 m/s. Turbinene som stopper på grunn av overvind, vil ikke starte igjen før gjennomsnittelig vindhastighet over et timinuttersintervall går under 20 m/s.



Figur 43: Forventet antall døgn uten kraftproduksjon. Målt i perioden 1980 til 2006 [10]

Simuleringene viser at turbinene stopper langt oftere på grunn av sterke vindkast enn høy gjennomsnittelig middelvind. Hvis turbinene hadde vært designet for å tåle høyere vindkast, ville antall start-stopp blitt redusert og dermed fått høyere produksjon. Det er også mulig å justere den nedre innkoblingsgrensen slik at turbinene vil koble seg inn på et tidligere tidspunkt.



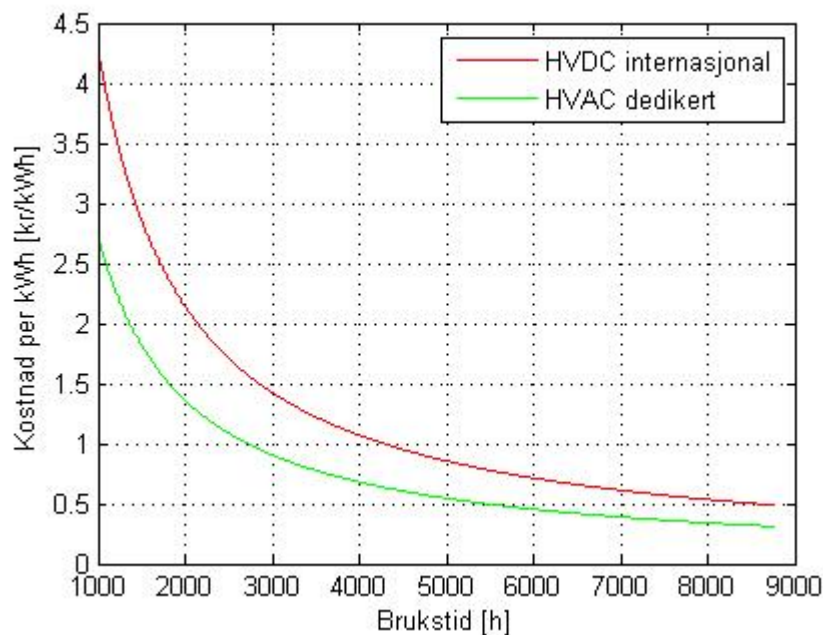
Figur 44: Antall start-stopp og tap på grunn av overvind

Figuren over viser antall start-stopp i vindparken med turbiner som stopper produksjonen ved gjennomsnittelig vindhastighet over 25 m/s eller vindkast over 35 m/s. Den grønne kurven i angir tap som følge av overvind og den blå angir antall start-stopp. Når innkoblingshastigheten er 25 m/s betyr det at turbinen vil starte i neste timinuttersintervall hvis snitthastigheten er mindre en 25 m/s. Dette fører til minimalt tap på grunn av overvind, men turbinen vil starte og stoppe et stort antall ganger. Innkoblingshastigheten som normalt er 20 m/s øker tapene med om lag 26 GWh per år. Ved å forandre innkoblingshastigheten til 22 m/s reduseres de årlige tapene med 15 GWh, men fører til 15000 flere start-stopp i løpet av ett år. Grensen for innkoblingshastigheten bør derfor optimaliseres slik at inntekter fra økt produksjon minus kostnadene for start-stopp maksimeres. Det kan vurderes om innkoblingsgrensen skal være dynamisk å ta hensyn til faktorer som spot- og regulerkraftpriser, vindprognoser og turbulensnivå. Dersom spot- og regulerkraftpriser er høye, kan det lønne seg å slite mer på maskineriet. Hvis vindprognoser blir implementert, kan for eksempel terskelen for innkobling øke når vindprognosene melder lavere vind. Sannsynligheten for start-stopp i neste timinuttersintervall blir dermed mindre. Hvis turbulensnivået er høyt, er slitasjen på turbinene større. Økt turbulensnivå bør derfor ha innvirkning på ut- og innkoblingsgrenser.

10 Simuleringer

I dette kapitlet presenteres resultatene av simuleringene. De tre følgende simuleringene undersøker lønnsomheten ved endrede støtteordninger og ved ulik mengde installert vindkraft. Lønnsomhetens sensitivitet blir undersøkt ved endring kraftpriser, turbinkostnader og endret diskonteringsrente og levetid. Resultatene blir diskutert i kapittel 10.5.

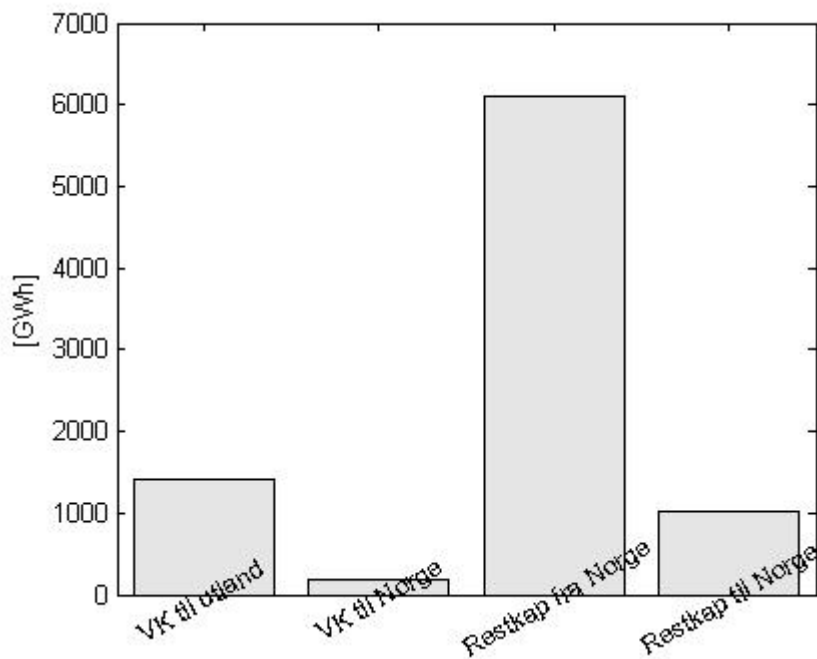
Alle forutsetninger i tabell 10 gjelder og kostnaden for produsert vindkraft er som vist i figuren under.



Figur 45: Kostnad per kWh varierer med brukstiden

For valgt lokalitet med brukstid på 4560 timer vil kostnaden per kWh med tilkobling til internasjonal forbindelse være 1,00 kroner. Med dedikert forbindelse er kostnaden 0,64 kroner per kWh. Årsakene til prisforskjellen er de ulike kabelkostnadene og ulike tap i overføringene.

I prosjektet med internasjonal forbindelse på 1000 MW blir det overført betydelige mengder i løpet av ett år. Hvis kraftflyten kun bestemmes av områdeprisene, vil overføringene bli som vist i figur 46.



Figur 46: Spesifisert kraftflyt mellom områder

10.1 Simulering 1

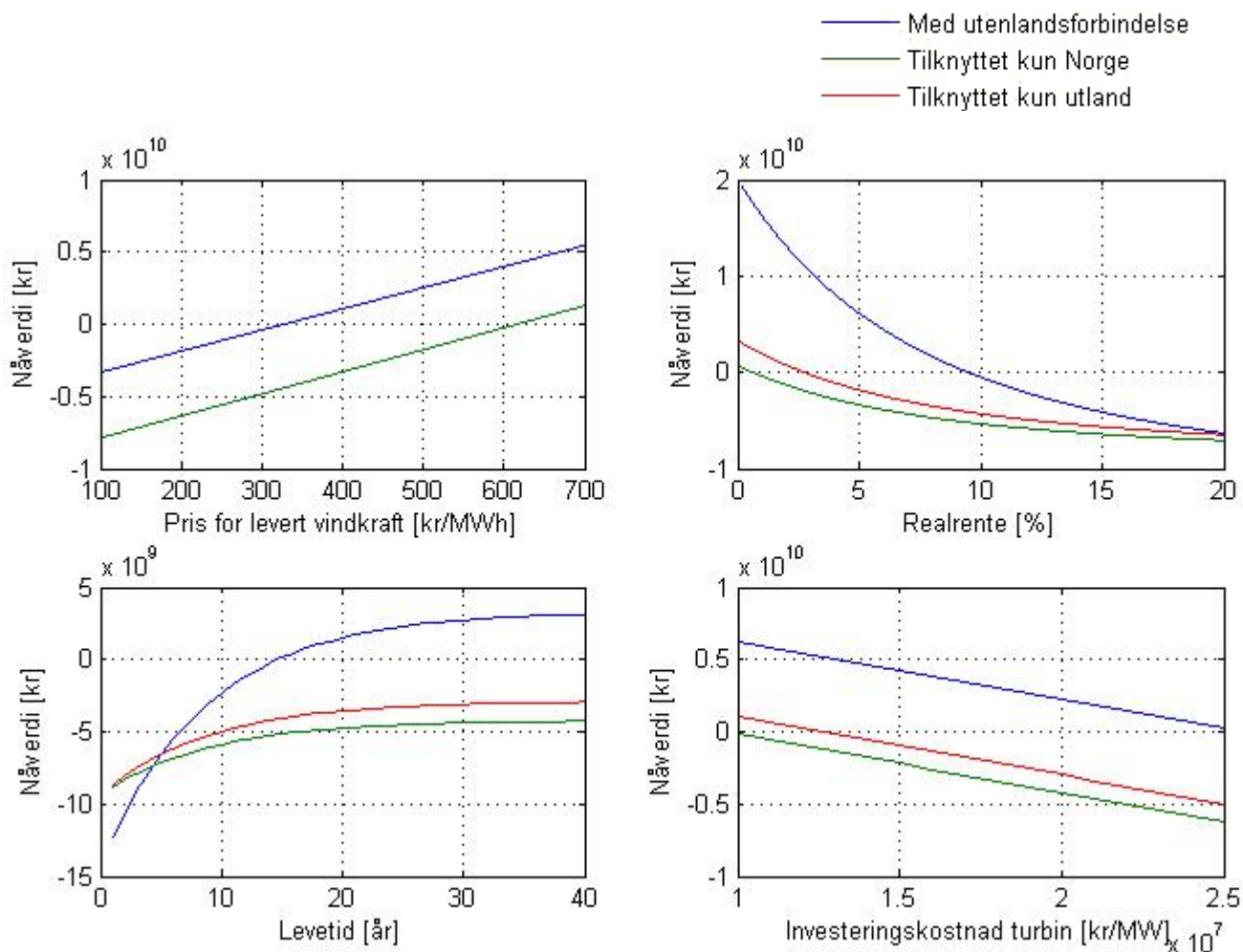
I denne simuleringen tas det utgangspunkt i dagens norske støtteordning. Vindkraftutbygger mottar 80 kroner per MWh for all produsert vindkraft, uavhengig hvilken vei flyten går. Utbygger mottar ikke støtte fra Tyskland for levert vindkraft.

Vindkraftutbygger får i følge modellen rundt 760 millioner kroner for solgt vindkraft. Hvis vindkraftutbygger finansierer den internasjonale forbindelsen alene, vil hele restkapasitet være tilgjengelig for krafthandel mellom områdene. De årlige inntektene fra krafthandel er i underkant av en milliard kroner. På grunn av at vindkraften opptar deler av kabelkapasiteten er handelsinntekten noe høyere enn i Statnetts beregninger av en forbindelse til Tyskland. Figur 32 viser at de årlige handelsinntektene er beregnet til rundt 0,9 millioner per MW.

Dersom parken er tilknyttet en dedikert forbindelse til Norge, vil vindkraftutbygger årlig få om lag 520 millioner kroner for solgt vindkraft. Her får vindkraftutbygger gjeldene kraftpris og støtte.

Hvis parken kun er tilknyttet Tyskland, er den årlige inntekten rundt 650 millioner kroner. Støtte fra Tyskland er ikke medberegnet. Dette gjøres i simulering 3.

Figuren under illustrerer hvordan nåverdien av prosjektet varierer avhengig av pris for levert vindkraft, diskonteringsrente, levetid og turbinkostnad.



Figur 47: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Forutsetter støtte på 80 kroner/MWh for all produsert vindkraft

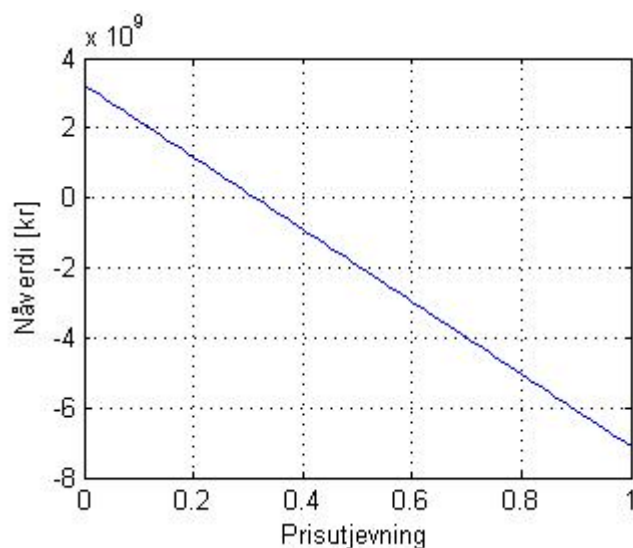
Figuren øverst til høyre viser at kun prosjektet med internasjonal forbindelse tilfredsstillers det forutsatte lønnsomhetskravet på 8 prosent. Kurvene som viser prosjekter med dedikert kabel viser at vindkraft er ulønnsomt med valgte forutsetninger. Handelsinntekten gjør derimot prosjektet med internasjonal kabel lønnsomt. Internrenten for dette prosjektet er 9,5 prosent. Nåverdien i dette tilfellet er i overkant av 1,7 milliarder kroner.

Figuren øverst til venstre viser hvordan nåverdien endres med pris for levert vindkraft. For alternativet med dedikert kabel (grønn kurve), måtte støttenivået i Norge være like høyt som i Tyskland (innmatingstariiff på rundt 600 kroner per MWh) for å oppnå positiv nåverdi.

Figuren nederst til høyre viser nåverdiens følsomhet for økende turbinkostnad. Endringer i kabelkostnader ville hatt samme effekt på prosjektene lønnsomhet.

Figuren nederst til venstre indikerer nødvendig levetid for lønnsomhet. Prosjektet med internasjonal forbindelse avhenger av en levetid på rundt 15 år. Det er tydelig at diskonteringen av kontantstrømmen gjør endringer langt frem i tid mindre betydningsfulle.

Det er sannsynlig at fremtidige strømpriser vil øke og utjevnes mellom områder. Dersom den generelle kraftprisøkningen i begge områder er 20 prosent, vil vindkraftutbygger tjene mer på produsert vindkraft, men handelsinntektene forblir de samme. Lønnsomheten til prosjektet vil da påvirkes av prisutjevning som vist i figuren under.



Figur 48: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Forutsetter en generell kraftprisøkning på 20 prosent i hele levetiden

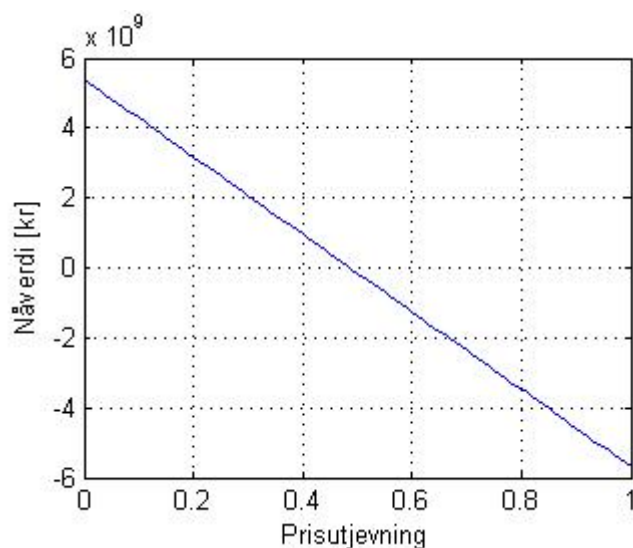
Som figuren over viser, vil prosjektet være ulønnsomt dersom prisforskjellen mellom områdene utjevnes med mer enn 33 prosent. Handelsinntektene er avhengig av prisdifferanse og avgjørende for prosjektets lønnsomhet.

I tabellen under vises resultatene fra simuleringer med økende installert vindkraft. Nåverdien og internrenten for prosjektet med internasjonal forbindelse listes i andre og tredje kolonne. Nåverdien er beregnet ut fra en diskonteringsrente på 8 prosent og 25 års levetid.

Tabell 12: Endret installert vindkraft. 8 % diskonteringsrente, 25 års levetid.

Installert vindkraft [MW]	Nåverdi [MNOK]	Internrente [%]
0	5734	20,0
200	3717	12,6
400	1700	9,5
600	- 317	7,8
800	- 2334	6,6
1000	- 4350	5,8

Med dagens støttenivå er ikke utbygging av offshore vindkraft lønnsomt. Kabelforbindelsen gir derimot store inntekter og gir høy positiv nåverdi i dagens marked. Uten installert vindkraft er nåverdien til kabelprosjektet over 5,7 milliarder kroner. I følge beregningene har kabelprosjektet positiv nåverdi selv om prisene jevner seg ut med om lag 50 prosent.



Figur 49: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Kun kabel

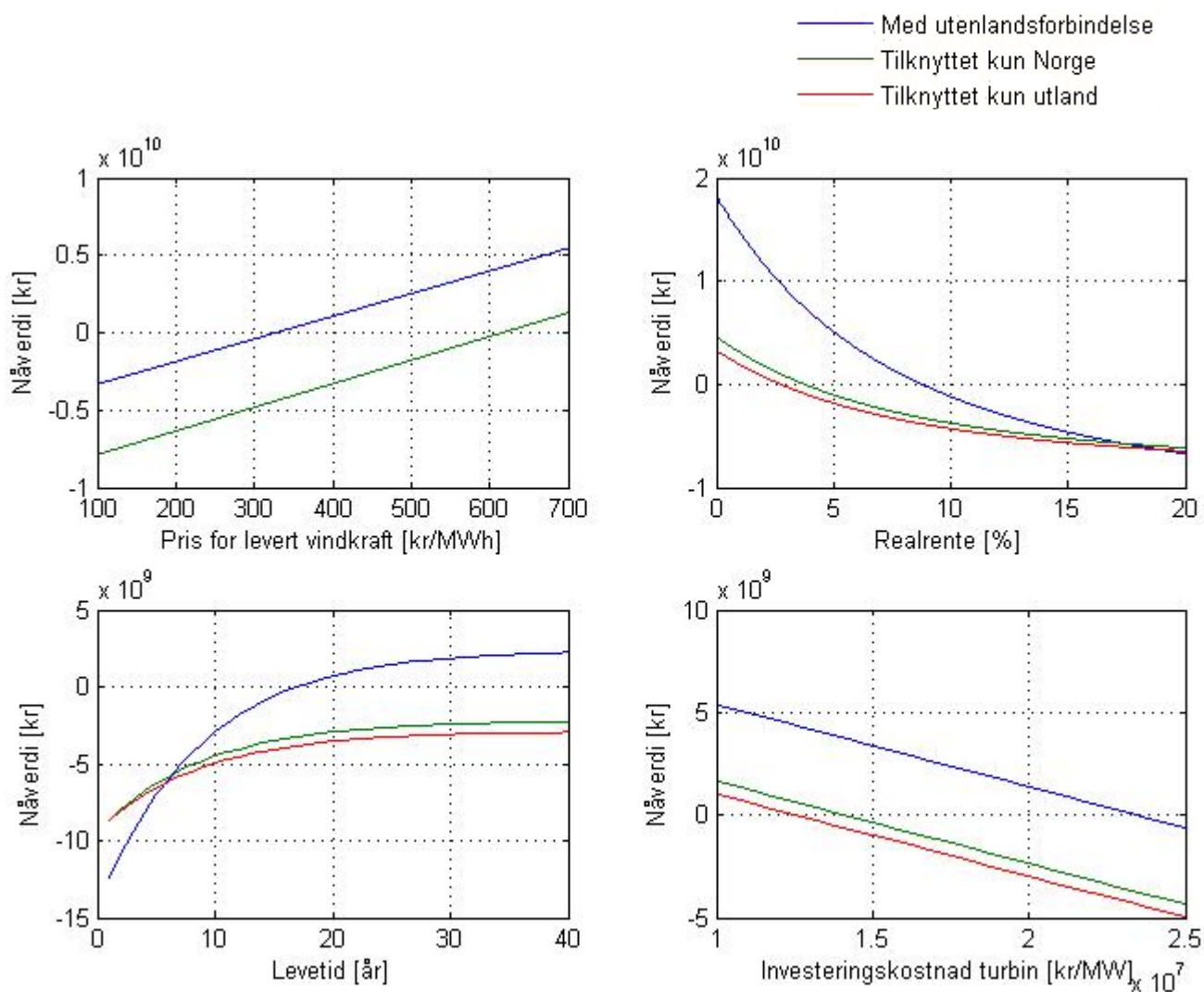
Det undersøkes nå hvordan lønnsomheten endrer seg hvis vindkraftutbygger delfinansierer kabelforbindelsen. Investeringskostnadene reduseres, men inntektene fra krafthandelen blir mindre. Det antas fortsatt at det er 400 MW installert vindkraft og at vindkraftutbygger har tilgjengelig kapasitet lik andelen av kabelinvesteringen.

Tabell 13: Vindkraftutbyggerens del av kabelfinansiering.
8 % diskonteringsrente, 25 års levetid.

VK- utbyggers del av kabel [%]	Nåverdi [MNOK]	Internrente [%]
100	1700	9,5
80	1582	9,4
60	1009	9,1
40	-19	7,9
20	-1503	5,7
0	-3441	2,2

10.2 Simulering 2

Denne simuleringen endrer kun forutsetningen den for norske vindkraftstøtten. Det antas at grønne sertifikater blir innført og at gjennomsnittsprisen for sertifikatene er 200 kroner per MWh. [92] Vindkraftutbygger mottar dette beløpet for produsert vindkraft når kraftflyten går til Norge. Når produsert vindkraft blir levert til Tyskland, mottar utbygger ingen støtte.



Figur 50: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Forutsetter støtte på 200 kroner/MWh for levert vindkraft til Norge

Lønnsomheten for prosjektet med internasjonal forbindelse blir i dette tilfellet dårligere. Vindkraftutbygger vil i realiteten motta mindre støtte fordi mesteparten av den produserte vindkraften blir sendt til Tyskland. Internrenten er i denne simuleringen 8,8 prosent. Nåverdien er i dette tilfellet 884 millioner kroner. Nåverdien til prosjektet med dedikert kabel fra Norge vil derimot øke. Internrenten er nå 3,8 prosent.

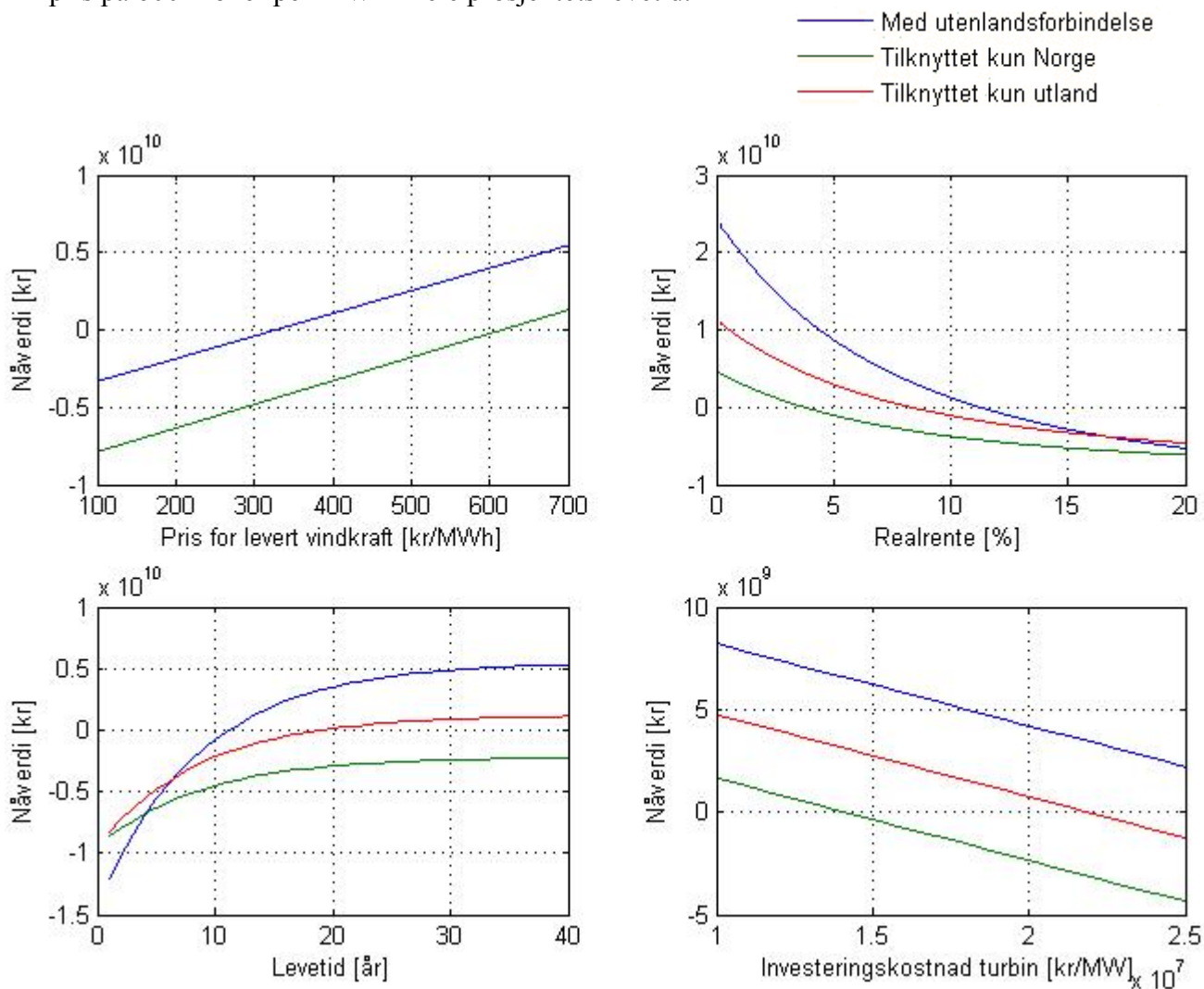
I følgende tabell er det igjen foretatt simuleringer med økende installert vindkraft. Nåverdien og internrenten for prosjektet med internasjonal forbindelse listes i andre og tredje kolonne.

Tabell 14: Endret installert vindkraft. 8 % diskonteringsrente, 25 års levetid.

Installert vindkraft [MW]	Nåverdi [MNOK]	Internrente [%]
0	5734	20,0
200	3309	12,1
400	884	8,8
600	-1541	6,9
800	-3966	5,7
1000	-6390	4,8

10.3 Simulering 3

Denne simuleringen forutsetter sertifikatmarked i Norge og at vindkraftutbygger får støtte fra Tyskland for levert vindkraft. Støtteordningen i Tyskland antas som nevnt å være en garantert pris på 600 kroner per MWh i hele prosjektets levetid.



Figur 51: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Forutsetter støtte fra Tyskland og Norge for levert vindkraft

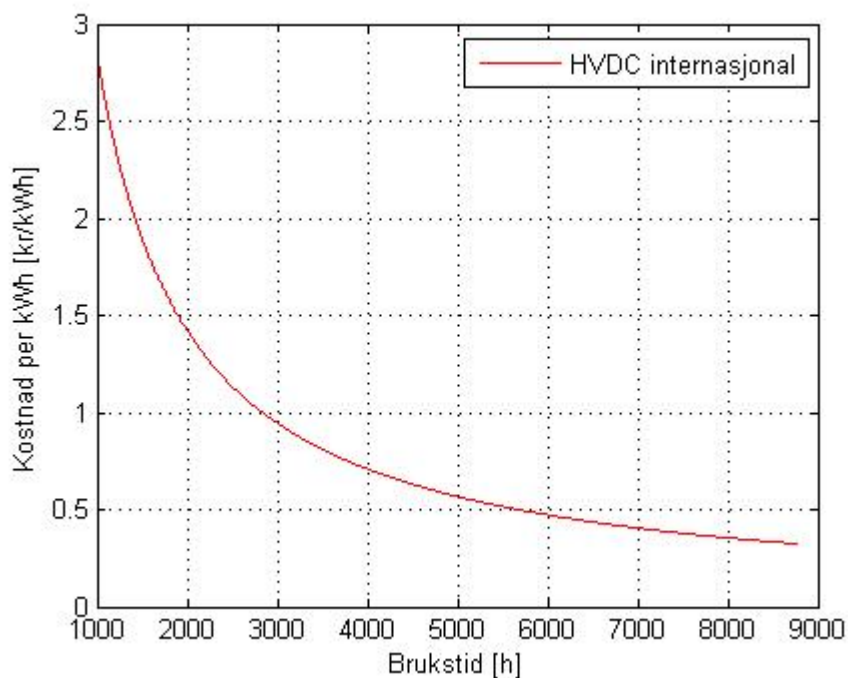
Lønnsomheten blir betydelig bedre hvis vindkraftutbygger mottar tysk støtte. Nåverdien øker med over to milliarder kroner fra simulering 1 og nesten tre milliarder kroner fra simulering 2. Prosjektet med dedikert kabel fra vindpark til Tyskland blir også lønnsomt under gitte forutsetninger. Internrenten for sistnevnte prosjekt er 8,3 prosent.

Tabell 15: Endret installert vindkraft. 8 % diskonteringsrente, 25 års levetid.

Installert vindkraft [MW]	Nåverdi [MNOK]	Internrente [%]
0	5734	20,0
200	4725	13,8
400	3717	11,3
600	2708	9,9
800	1670	9,0
1000	691	8,3

10.4 Simulering 4

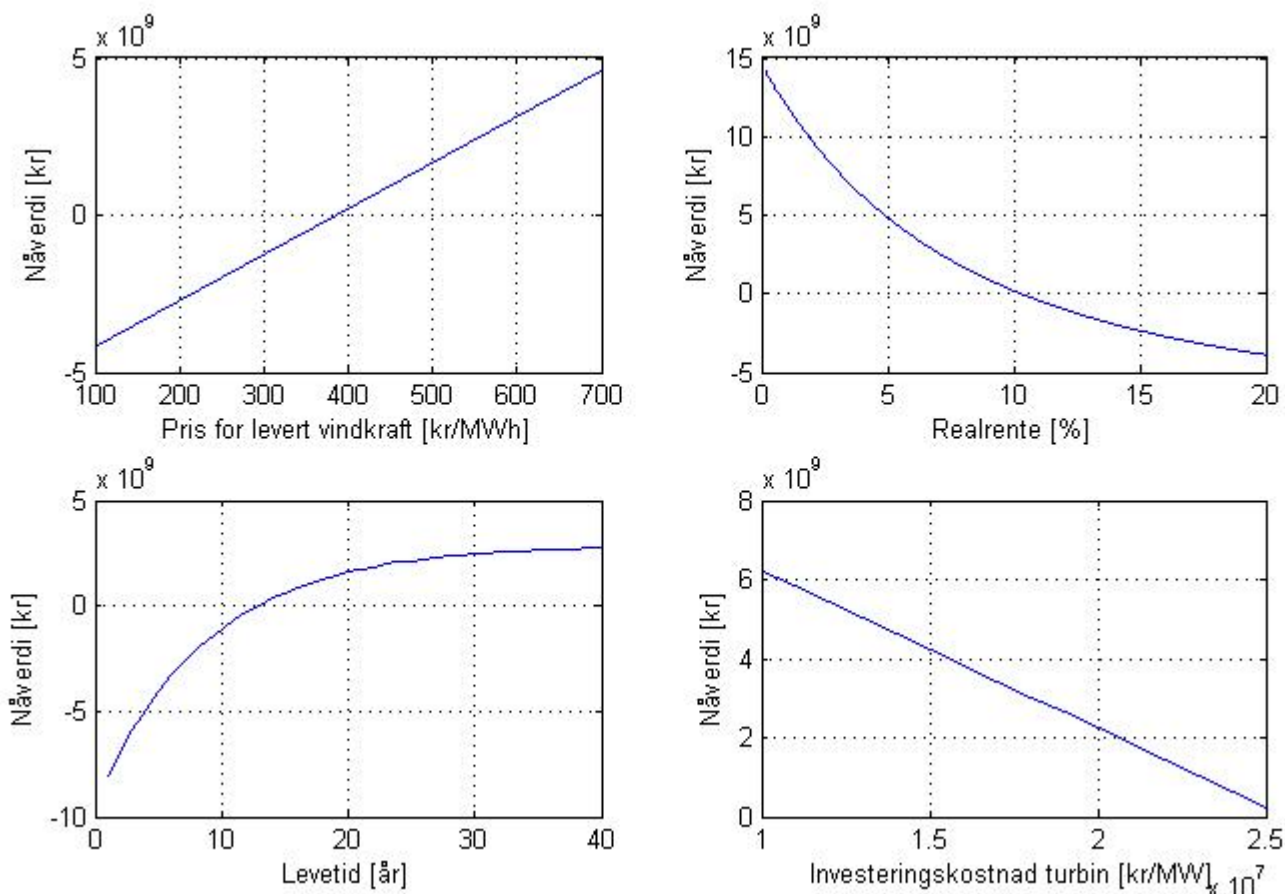
I denne simuleringen er støtten fra Norge 200 kr/MWh, men det mottas ingen støtte fra Tyskland. Det forutsettes også at vindkraftutbygger er deleier av kabelen og har dekket kabelkostnadene for kapasiteten som tilsvarer installert vindkraft (400 MW). Resten av kapasiteten finansieres av Statnett. På grunn av lavere totalinvestering for vindkraftutbygger, blir kostnadene per kWh betydelig lavere enn i foregående simuleringer.



Figur 52: Kostnad per kWh varierer med brukstiden

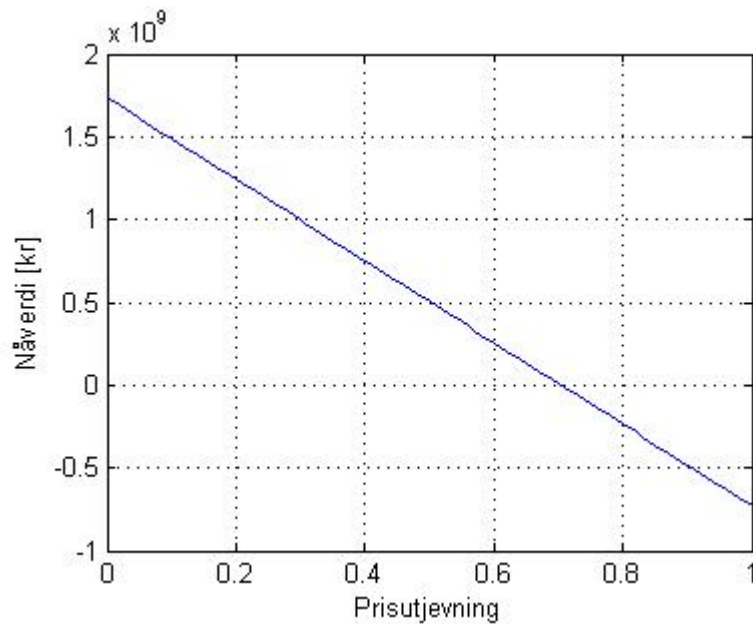
Med brukstid på 4560 timer vil kostnaden per kWh være 0,66 kroner.

Hadde det vært opp til vindkraftutbygger så ville vindkraften bli sendt til området med høyest totalpris (områdepris + støtte). Med forutsatte støtteordninger, ville det vært attraktivt å sende mesteparten av vindkraften til Norge. Det antas derfor at kraftflyten i kabelen fortsatt følger samme prinsipp, men at Statnett blir nødt til å kompensere for vindkraft sendt til utlandet. Vindkraftutbygger mottar dermed områdepris og støtte for all produsert vindkraft. I tillegg mottas inntekt fra krafthandel for vindkraftutbyggers andel av restkapasitet (400 MW - produsert vindkraft i den aktuelle timen).



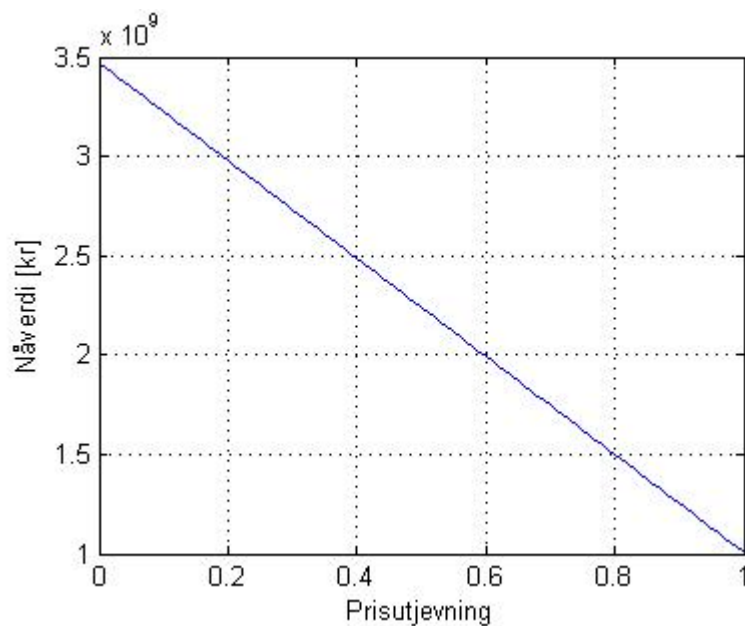
Figur 53: Forandring i nåverdi ved endring av enkeltparametre. Forutsetter støtte fra Norge (200kr/MWh) for all levert vindkraft

Figurene over viser at prosjektet er mer lønnsomt og mer robust enn i simulering 1 og 2. Internrenten er 10,3 prosent og en diskonteringsrente på 8 prosent vil gi en positiv nåverdi på 1736 millioner kroner. På grunn av kostnadsdelingen med Statnett er risikoen også mindre. Vindkraftutbyggeren får i denne simuleringen en mindre andel av inntektene fra krafthandel. En eventuell prisutjevning mellom Tyskland og Norge vil dermed få mindre konsekvenser.



Figur 54: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning

Som figur 54 viser, tåler vindkraftutbygger en prisutjevning på rundt 70 prosent. Dette tilsier at prosjektets lønnsomhet fortsatt avhenger av handelsinntekter. Dersom det generelle prisnivået heves med 20 prosent gjennom hele prosjektets levetid, blir situasjonen en annen.



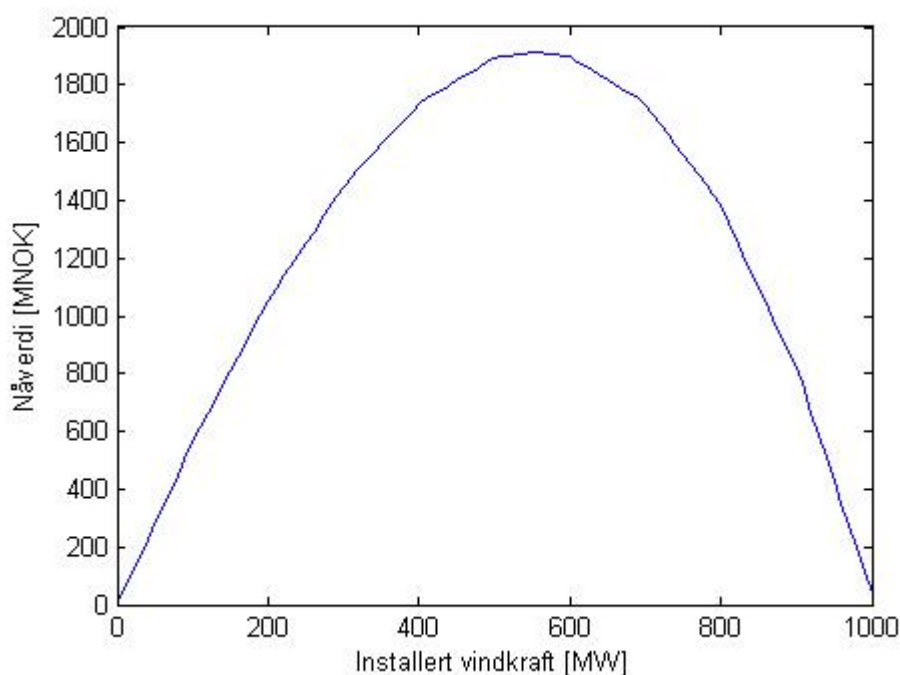
Figur 55: Nåverdi til prosjektet med økende prisutjevning. Forutsetter en generell kraftprisøkning på 20 prosent i hele levetiden

Figur 55 viser lønnsomheten med 20 prosent økning i områdepriser. Nåverdien er positiv selv om handelsinntekten er lik null. Vindkraft er med andre ord lønnsomt. Den gjennomsnittelige totale prisen som vindkraftutbygger mottar for solgt vindkraft er i dette tilfellet over 0,66 kroner per kWh.

Tabellen under viser hvordan nåverdien og internrenten forandrer seg med økt andel vindkraft. Utbyggers kostnadsdel av kabelen øker i samme takt som økt installert vindkraft. Figuren under er basert på tallene i tabellen og illustrerer optimal mengde vindkraft.

Tabell 16: Endret installert vindkraft. 8 % diskonteringsrente, 25 års levetid.

Installert vindkraft [MW]	Finansiering av kabel [%]	Nåverdi [MNOK]	Internrente [%]
0	0	0	0
100	10	563	11,3
200	20	1053	11,0
300	30	1450	10,7
400	40	1736	10,3
500	50	1892	10,0
600	60	1897	9,6
700	70	1734	9,3
800	80	1382	8,9
900	90	823	8,4
1000	100	38	8,0



Figur 56: Nåverdi med økende andel vindkraft og kabelfinansiering

På grunn av økende investeringskostnader med økt installert vindkraft og større eierandel i kabel, er internrenten synkende. Nåverdien øker derimot til installert vindkraft og eierandel når henholdsvis 600 MW og 60 prosent. Denne simuleringen antyder dermed at optimal mengde vindkraft er mellom 500 og 600 MW. Når installert vindkraft overstiger den optimale andelen stiger investeringskostnadene, drifts- og vedlikeholdskostnadene raskere enn totale inntekter.

10.5 Diskusjon av resultater

Prosjektet som er simulert, vil tidligst bli realisert om 10 til 15 år. Den systematiske risikoen er dermed betydelig. Det er mange faktorer som ikke er tatt hensyn til og som kan føre til endret lønnsomhet. Noen av usikkerhetsmomentene blir diskutert i kommende avsnitt.

NorGer-kabelen er planlagt å ilandføres på Feda i Kvinesdal, samme sted som NorNed-kabelen. De to kablene vil sammenlagt kunne tilføre eller trekke mellom 1500 og 2000 MW fra NO1. Dersom tilknyttet kapasitet øker, vil kraftprisen bli påvirket i større grad. Forutsetningen om at området kan motta maksimal kapasitet til enhver tid, blir også svekket. Krafthandelen blir dermed mindre effektiv enn i modellens beregninger. Ny kapasitet kan også medføre flaskehals og behov for ytterligere forsterkning av nett i tilknytningspunkt. Systemansvarlig i hvert område vil kanskje være villig til å dekke denne kostnaden dersom de samlede samfunnsøkonomiske gevinstene er positive.

I modellen er både levetiden til turbinene og kabelen, for enkelthets skyld, satt til 25 år. NorNed har derimot en beregnet levetid på 40 år. Forenklingen i modellen fører derfor til at nåverdien blir underestimert. Sensitivitetsanalysen viser imidlertid at kontantstrømmen etter 25 til 30 år har liten innvirkning på resultatet. Årsaken til dette er som nevnt diskontering av inntekter og utgifter. I beregningen er det heller ikke tatt hensyn til turbinenes restverdi etter endt levetid. Materialer og andre brukbare deler kan selges når vindparken legges ned. Private aktører har ofte høyere inntjeningskrav enn staten. Den benyttede diskonteringsrenten kan derfor være for lav. Vindkraft er allikevel ulønnsomt med en diskonteringsrente på 8 prosent.

I simuleringene er den beregnede gjennomsnittelige vindhastigheten litt lavere enn Kjeller Vindteknikk's beregninger. Stjernediagrammet i kapittel 7.8 viser at produksjonen er den mest kritiske faktoren i vindkraftprosjekter. Inntekter fra vindkraftproduksjonen kan derfor være noe undervurdert.

I de siste årene har det vært en sterk økning i materialkostnader. Dette fører til høyere kabel- og turbinkostnader. Det er derimot grunn til å tro at teknologiutviklingen vil motvirke prisøkningen og føre til mer effektive turbiner og mindre tap i overføring. Dette kan føre til økt fortjeneste. Antagelsen om at flyten kan endres momentant, gjør derimot inntektene noe overestimert. Utnyttelsen av kortvarige prisvariasjoner mellom områdene blir bedre enn i realiteten. I simulering 1, 2 og 3 var handelsinntekten avgjørende for prosjektets lønnsomhet. Vindkraftutbyggers inntekter øker med økt eierandel i kabelen, men risikoen er tilsvarende stor. Ved å dele på finansieringen blir forventet nåverdi og risiko lavere.

Sannsynligvis vil kraftprisnivået bli høyere, men økende integrasjon mellom nasjonale kraftmarkeder fører til mindre prisforskjeller mellom områder. Økende kraftpris fører til bedre lønnsomhet for vindkraft, men mindre prisforskjeller vil redusere inntektene for krafthandel.

I simulering 4 ble optimal mengde installert vindkraft og eierandel i kabelen vurdert. I beregningen ble det ikke tatt hensyn til skalafordeler ved stor vindkraftutbygging. Det er heller ikke tatt hensyn til at drifts- og vedlikeholdskostnadene blir relativt mindre når installert vindkraft øker (kapittel 7.2). Det er valgt å se bort ifra dette fordi økte balansekostnader ved økt mengde vindkraft vil påvirke lønnsomheten i motsatt retning (kapittel 7.4).

Med økende andel vindkraft i kraftsystemet øker behovet for balansering. Fremtidig regulerkraftpris og utformingen av nytt system for balanseavregning blir avgjørende for balansekostnadene. Nordel har lagt ut forslag til en ny nordisk modell for harmonisert balanseavregning som med stor sannsynlighet blir innført 1. januar 2009.

Den nye modellen opererer med en balanse for produksjon og en balanse for forbruk. For produksjonsbalansen vil det bli innført et toprissystem for passive ubalanser. Passive ubalanser som forsterker ubalansen i systemet vil avregnes til regulerkraftpris. Passive ubalanser i riktig retning vil derimot avregnes etter spotpris. Dette vil i utgangspunktet føre til økte balansekostnader for vindkraftaktører med dårlig reguleringssevne.

Derimot vil innføring av nytt avregningssystem og Elbas føre til at en vindkraftaktør kan endre produksjonsplanen nærmere kjøringstimen enn før. Prognoseusikkerheten minsker jo nærmere driftstimen en kommer. Anskaffelse av gode og raske prognoseverktøy vil dermed bidra til å redusere aktørens ubalanse. Ved bruk av Elbas vil vindkraftaktører og andre produsenter med begrenset reguleringssevne ha bedre mulighet til å handle seg i balanse med rimeligere kraft nærmere driftstimen. Ubalansekostnaden vil dermed minke.

I kapittel 7.4.2 ble systemet for regulerkraftopsjoner forklart. Hvis en privat aktør tilknytter en kabel på 1000 MW til det norske kraftsystemet, kan aktøren velge å binde store mengder kapasitet til regulerkraftmarkedet. På denne måten kan aktøren motta betydelige inntekter i form av put- og call-opsjoner. Dette er en ny problemstilling og regelverket på området er ufullstendig. Det er derfor usikkert hvordan dette ville virke i praksis.

11 Konklusjon

Potensialet for offshore vindkraft i norsk økonomisk sone er enormt, men teknologien er umoden og dårlige rammevilkår hemmer rask utvikling og utbygging. Simuleringen av prosjektet med 400 MW installert vindkraft tilkoblet dedikert kabel til Norge viste at nødvendig støtte måtte være en innmatingstariff på rundt 600 kr/MWh. Hvis vindkraftutbygger mottok produksjonsstøtte, måtte tillegget være i underkant av 400 kr/MWh med dagens kraftprisinivå. Med dagens støttenivå er det derfor urealistisk å bygge store offshore vindparker tilknyttet Norge.

Dersom en privat utbygger ønsker å finansiere en offshore vindpark tilkoblet internasjonale forbindelser, dukker nye problemstillinger opp som regelverket foreløpig ikke omfatter. Fremtidige områdepriser og støtteordninger, utvikling av teknologi og pris på teknologi er noen av mange usikkerhetsmomenter. Det ble derfor utført simuleringer med ulike forutsetninger for å illustrere konsekvenser av noen mulige utfall. Lyses forhåndsmeldte prosjekt med en vindpark i Nordsjøen tilknyttet en forbindelse mellom Norge og Tyskland ble simulert. Vindkraften i et slikt prosjekt er ulønnsom med valgte forutsetninger og dagens norske støtteordning. Store inntekter på grunn av handel mellom områdene førte allikevel til at prosjektet fikk en positiv nåverdi.

Internasjonale kabelprosjekter viste seg å være veldig lønnsomme under gitte forutsetninger. Beregningene viste at en 1000 MW kabel til Tyskland ga en nåverdi på om lag 5,7 milliarder kroner med 8 prosent diskonteringsrente og levetid på 25 år. I følge beregningene hadde kabelprosjektet positiv nåverdi selv om prisene i de to områdene jevnet seg ut med om lag 50 prosent. Til sammenlikning viste Statnetts analyser av NorNed-prosjektet en samfunnsøkonomisk nåverdi for Norge på to milliarder kroner. Statnett finansierte halvparten av kabelen på 700 MW og levetiden ble satt til 40 år. Den benyttede diskonteringsrenten var på 6 prosent. Disse eksemplene tyder på at utbygging av overføringskapasitet mot utlandet er realistisk i nær fremtid.

Modellen viste at det kan være gunstig for en privat utbygger å inngå et samarbeid med Statnett. Statnetts motivasjon for å inngå et samarbeid vil være deres berettigede del av handelsinntektene og en rekke positive samfunnsøkonomiske virkninger. Simulering 4 ga en nåverdi på rundt 1,7 milliarder kroner dersom det ble installert 400 MW vindkraft og den private aktøren eide 40 prosent av kabelen. På grunn av kostnadsdelingen med Statnett er risikoen mindre. Vindkraftutbyggeren fikk i dette tilfellet en mindre andel av inntektene fra krafthandel. En eventuell prisutjevning mellom Tyskland og Norge vil dermed få mindre konsekvenser for prosjektets lønnsomhet.

Selv om et slikt prosjekt ikke gir umiddelbar god lønnsomhet, kan investeringer gi store gevinster på sikt. Erfaringer og kompetanse fra olje- og gassindustrien kan bidra til at norske aktører utvikler vindkraftprosjekter til havs på et tidlig tidspunkt. En satsning på offshore vindkraft kan skape en lukrativ leverandørindustri og føre til at Norge blir en storeksportør av fornybar energi til Europa.

12 Referanseliste

- [1] J.F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers (2006): *Wind Energy Explained*, Wiley, ISBN 10: 0-471-49972-2 (H/B)
- [2] P. Gardner, A. Garrad, P Jamieson, H Snodin, A. Tindal (2002): *Wind Energy – The Facts Volume 1*, Rapport, Hentet fra: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/WETF.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [3] J.O.G.Tande (ingen dato): *Vindkraft*, Pensumlitteratur i fordypningsemne TET15 på NTNU
- [4] T. Gjengedal (2004): *Del 1*, Pensumlitteratur i fordypningsemnet TET15 på NTNU
- [5] M. Belsnes, G. Warland, J.O.G. Tande, K-O. Vogstad (2001): *Integrasjon av vindkraft i det norske kraftsystemet*, Rapport, TR A5447 / EBL-K 32-2001
- [6] OED (1998): *Energi- og kraftbalansen mot 2020*, Norges offentlige utredninger, Hentet fra: www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/24/3.html?id=349211 (Sist besøkt 29.2.2008)
- [7] fornybar.no (2006): *Vindenergi*, Rapport, Hentet fra: <http://fornybar.no/> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [8] NVE (2005): *Vindkraft i Norge-Status januar 2005*, Rapport, Hentet fra: www.nve.no/admin/FileArchive/289/Norsk%20vindkraft_Status%20januar%202005.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [9] A. J. Steensen (2007): *Vindkraft – det neste offshoreeventyret internasjonalt*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.tu.no/nettarkiv/article120262.ece> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [10] Sweco Grøner, ECON, Kjeller Vindteknikk (2007): *Potensialstudie av havenergi i Norge*, Rapport, Hentet fra: <http://www.enova.no/publikasjonsoversikt/publicationdetails.aspx?publicationID=266> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [11] G. Sønsteby (2007): *Vindkraftverk offshore som investeringsområde*, Rapport, Hentet fra: www.regjeringen.no/Upload/OED/Vedlegg/Energirådet/121107/scatec.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [12] Siemens (2007): *Design*, Faktaark, Hentet fra: <http://www.powergeneration.siemens.com/products-solutions-services/products-packages/wind-turbines/products/swt-2-3-82/design/design.htm> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [13] T. Gjengedal (2004): *Del 3*, Pensumlitteratur i fordypningsemnet TET15 på NTNU
- [14] Siemens (2007): *Technical Specification SWT-3.6-107 Wind Turbines*, Faktaark, Hentet fra:

- <http://www.powergeneration.siemens.com/products-solutions-services/products-packages/wind-turbines/products/swt-3-6-107/techspecification/> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [15] energilink.no (ingen dato): *BETZ LOV*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.energilink.no/leksikon/betzlov.aspx> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [16] fornybar.no (ingen dato): Figur, Hentet fra: <http://www.fornybar.no/defaultimage.axd?imageID=72> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [17] OED (1998): *Vinderenergi*, Norges offentlige utredninger, Hentet fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/24/3.html?id=349211> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [18] Kjeller Vindteknikk (ingen dato): *Vindforhold*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.vindteknikk.no/fakta/vindforhold.html> (ikke lenger tilgjengelig)
- [19] G. Boyle (2004): *Renewable Energy: [Power for a sustainable future]*, Oxford University Press, ISBN 0199261784
- [20] NVE (2007): *Vindkraft - Idriftsatte og planlagte anlegg*, Faktatabell, Hentet fra: http://www.nve.no/modules/module_111/netbasNVE.asp?script=8 (Sist besøkt 29.2.2008)
- [21] Ø. Byrkjedal, E. Berge (2007): *Potensial for vindkraft i Norge*, Foredrag, Hentet fra: www.ngfweb.no/docs/ngf2007_foredrag_14_byrkjedal.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [22] A. Hervik, L. Bræin (2006): *Et samfunnsøkonomisk perspektiv på vindkraft. Vindkraftutbygging og arealkonflikter*, Møreforskning Molde AS, ISBN 82-7830-086-0
- [23] E.ON UK (2005): *Capital Grant Scheme for Offshore Wind*, Rapport, Hentet fra: <http://www.berr.gov.uk/files/file34791.pdf> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [24] vindkraft.no (ingen dato): *Offshore vindkraft*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.vindkraft.no/offshore/> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [25] EWEA (2007): *Delivering Offshore Wind Power in Europe*, Rapport, Hentet fra: www.eow2007.info/uploads/media/Press_Release_for_press_pack.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [26] Talisman Energy, Scottish and Southern Energy (ingen dato): *Beatrice Wind Farm Demonstrator Project*, Rapport, Hentet fra: <http://www.beatricewind.co.uk/home/> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [27] OWEC Tower AS (ingen dato): *OJQ – the OWEC Jacket Quattropod*, Produktinformasjon, Hentet fra: <http://www.owectower.no/quattropod/index.php> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [28] SWAY (ingen dato): *Technical description*, Produktinformasjon, Hentet fra: http://sway.no/concept-technical_description.html (Sist besøkt 29.2.2008)
- [29] E. Borgen (ingen dato): *Offshore vindkraft på dypt vann*, Rapport, Hentet fra: www.nve.no/admin/FileArchive/369/Eystein%20Borgen.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)

- [30] Hydro (ingen dato): Bilde, Hentet fra: http://www.hydro.com/library/images/press_room/news/2005_11/vind_03.jpg (Sist besøkt 29.2.2008)
- [31] Hydro (2005): *Konsesjonssøknad for HYWIND demonstrasjonsmølle*, Konsesjonssøknad, Hentet fra: www.nve.no/FileArchive/308/200504151_1.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [32] IEA (2005): *Electricity/Heat in OECD Europe in 2005*, Statistikk, Hentet fra: http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=25&Submit=Submit (Sist besøkt 29.2.2008)
- [33] A. J. Steensen (2007): *Vindkraft – det neste offshoreeventyret internasjonalt* Artikkel, Hentet fra: <http://www.tu.no/nettarkiv/article120262.ece> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [34] Scira (ingen dato): *Project Details*, Prosjektinformasjon, Hentet fra: <http://www.scira.co.uk/windfarm/details.html> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [35] Lyse (2007): *Utsira offshore vindpark*, Forhåndsmelding, Hentet fra: www.lyse.no/.../Generelt%20Lyse/Om%20Lyse/Forhåndsmelding%20Utsira%20Offshore%20vindpark.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [36] Lyse (2008): *Sørlige Nordsjøen vindkraftanlegg*, Forhåndsmelding, Hentet fra: http://www.nve.no/modules/module_111/netbasNVE.asp?iCategoryID=1403&script=9&objid=-60968 (Sist besøkt 29.2.2008)
- [37] NVE (2008): *Vindkraft - Idriftsatte og planlagte anlegg*, Faktatabell, Hentet fra: http://www.nve.no/modules/module_111/netbasNVE.asp?script=8 (Sist besøkt 29.2.2008)
- [38] Statnett (2006): *VEDLEGG VI – SKISSEUTREDNING LIKESTRØMSFORBINDELSE*, Utredning, Hentet fra: www.statnett.no/Resources/Filer/Prosjekter/Sima%20-%20Samnanger/Kabelutredning/endelig%2041784-VEDLEGG1.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [39] J. Green, A. Bowen, L.J. Fingersh, and Y. Wan (2007): *Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power*, Presentasjon, Hentet fra: www.otcnet.org/2007/technical/schedule/documents/otc190901.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [40] wikipedia.org (2008): *High-voltage direct current*, Artikkel, (Sist besøkt 29.2.2008)
- [41] F.Trieb, DLR (2006): *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power*, Rapport, Hentet fra: www.trec-uk.org.uk/reports/TRANS-CSP_Full_Report_Final.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [42] SINTEF Energiforskning (1999): *HØYSPENT LIKESTRØMSOVERFØRING – HVDC*, Infoblad, Hentet fra: www.infoblad.no/INFOblad/hoy/pdf/10.6.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [43] Oljeindustriens Landsforening (2003): *Elkraft fra land til norsk sokkel*, Rapport, Hentet fra: www.olf.no/?13600.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)

- [44] A. Leirbukt, ABB (2006): *HVDC Teknologi, nye løsninger, utfordringer og muligheter*, Presentasjon, Hentet fra: [www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/F2D31C91462B3D1BC125725C004442AB/\\$FILE/061206NorNedABB.pdf](http://www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/F2D31C91462B3D1BC125725C004442AB/$FILE/061206NorNedABB.pdf) (Sist besøkt 29.2.2008)
- [45] ABB (2007): *HVDC Light in wind farm applications*, Produktinformasjon, Hentet fra: <http://www.abb.com/cawp/gad02181/18e68b778f900952c1256e4b002b25be.aspx> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [46] ABB (2007): *Tjaereborg - an HVDC Light demonstration project for wind power*, Prosjektinformasjon, Hentet fra: <http://www.abb.no/cawp/gad02181/c1256d71001e0037c1256a14003dbffa.aspx> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [47] ABB (2007): *Multiterminal HVDC Light grid*, Produktinformasjon, Hentet fra: <http://www.abb.com/cawp/GAD02181/C1256D71001E0037C12568350027FEF8.aspx> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [48] O. H. Hoelsæter, Statnett (2007): *Nytten av et offshore kraftnett*, Presentasjon, Hentet fra: www.regjeringen.no/Upload/OED/Vedlegg/Energirådet/121107/statnett.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [49] H. Aarrestad, Statnett (2006): *SIMA –SAMNANGER*, Rapport, Hentet fra: www.statnett.no/Resources/Filer/Prosjekter/Sima%20-%20Samnanger/Kabelutredning/Kortversjon%20kabelrapport.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [50] N. B. Negra, J.Todorovic, T.Ackermann (2005): *Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms*, Rapport, Hentet fra: <http://ieeexplore.ieee.org> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [51] Statnett (2004): *Samfunnsøkonomi*, Rapport, Hentet fra: www.statnett.no/Resources/Filer/NorNed/Rapporter/Samfunnsøkonomi.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [52] Statnett (ingen dato): *Sjøkabel mellom Norge og Nederland (NorNed)*, Prosjektinformasjon, Hentet fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1466> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [53] Statnett (ingen dato): *Statnett og E.ON Netz lanserer en felles mulighetsstudie for en DC-Kabel mellom Norge og Tyskland*, Prosjektinformasjon, Hentet fra: <http://statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=12349> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [54] energilink.no (ingen dato): *NORGER*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.energilink.no/leksikon/norger.aspx> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [55] Statnett (2004): *Alternative kabler*, Rapport, Hentet fra: www.statnett.no/Resources/Filer/NorNed/Rapporter/Alternative%20kabelprosjekter.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [56] Statnett (ingen dato): *Planlegger ny kabelforbindelse mellom Norge og Danmark*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=12149> (Sist besøkt 29.2.2008)

- [57] J. Bjørndalen, S. Furnes, J. Bugge, ECGROUP AS (2007): *Norge som svingmaskin*, Rapport, Hentet fra: www.ebl.no/getfile.php/Filer/N%25E6ringspolitikk/Produksjon/Norge%20som%20svingmaskin.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [58] Mail fra Stig Svalheim (2008)
- [59] Vindmølleindustrien (ingen dato): *Drift og vedligehold*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.windpower.org/da/tour/econ/oandm.htm> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [60] EWEA (2004): *Wind Energy - The Facts*, Rapport, Hentet fra: <http://www.ewea.org/index.php?id=33> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [61] fornybar.no (ingen dato): *Utfordringer ved å ta vindressursen i bruk*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1029> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [62] A.Selfors, S. Sannem, NVE (1998): *Vindkraft - en generell innføring*, Rapport, Hentet fra: www.nve.no/admin/FileArchive/287/Rapp%2019-1998%20Innforing_vindkraft.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [63] EBL (ingen dato): *Regulerkraft*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.energifakta.no/documents/Energi/Transport/Kraftnett/regulerkraft.htm> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [64] I. Wangensteen (2007): *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*, 1. edition, Tapir academic press, ISBN 9788251922005
- [65] A. Midttun, T. A. Johnsen (2005): *Hva skjer med energi- og kraftforbruket - og hvor mye har det å si for kraftmarkedsutviklingen?*, Rapport, Hentet fra: www.bi.no/ceeFiles/Sammendragsrapport-1-2005-2.doc (Sist besøkt 29.2.2008)
- [66] E. Lauen, J. Bjørndalen, J. Hauch, T. E. Pedersen (2002): *Studie av effektproblemer i Norden*, TemaNord, ISBN 92-893-0895-8
- [67] J. Bjørndalen (2006): *Samfunnsøkonomiske forhold ved endret balanseavregning*, Notat, Hentet fra: www.statnett.no/.../Balansetjenester/SKMs%20vurderinger%20av%20ny%20Balanseavregning_20061013%20.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [68] M. Brandberg, N. Broman (2006): *Future trading with regulating power*, UPTEC ES 1650-8300 ; 06010
- [69] J.O.G. Tande (2006): *Impact of integrating wind power in the Norwegian power system*, Rapport, Hentet fra: www.ieawind.org/AnnexXXV/Publications/Norway/NOR_Impact.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [70] H. Holttinen (2005): *Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries*, Rapport, Hentet fra: [URL:http://www.vtt.fi/inf/pdf/](http://www.vtt.fi/inf/pdf/) (Sist besøkt 29.2.2008)

- [71] KanEnergi AS (2001): *Nye fornybare energikilder*, Rapport, Hentet fra: [www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf//6DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/\\$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf](http://www.kanenergi.no/oslo/kanenergi.nsf//6DDC9BDD406DE099C1257115004021F0/$FILE/Nye+fornybareheftet.pdf) (Sist besøkt 29.2.2008)
- [72] J. E. Hustad, P. Finden, J. O. Tande, I. Andresen, M. Ryghaug, O. Lohne, A. Holt, A. M. Svensson, Ø. Ulleberg, Å. L. Sørensen (ingen dato): *Et nytt industrieventyr for Norge*, Rapport, Hentet fra: www.sffe.no/documents/SFFE-kronikk_mars07_original.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [73] ENOVA (ingen dato): *Overgangsordning vind 2007*, Informasjon, Hentet fra: <http://www.enova.no/?pageid=3012> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [74] S. Bysveen, H. von Heyden og I. Nordseth (2007): *Avklaring for vindkraft gjenstår*, Brevet til Energi og miljøkomitèen, Hentet fra: <http://www.ebl.no/article.php?articleID=88> (ikke lenger tilgjengelig)
- [75] M. Henriksen og T. Gjengedal (2004): *Myter om vindkraft*, Informasjon, Hentet fra: http://www.statkraft.no/pub/vindkraft/reportasjer/myter_om_vindkraft.asp (Sist besøkt 29.2.2008)
- [76] J. L. Holst (2007): *Ny 14 eurocent tarif i Tyskland*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.windpower.org/composite-1774.htm> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [77] energinet.dk (ingen dato): *Hvilken støtte er min vindmølle berettiget til?*, Informasjon, Hentet fra: <http://www.energinet.dk/da/menu/Kunder/Vindm%c3%b8ller/Ny+vindm%c3%b8lle+og+afmelding/Ny+VM+og+Afmelding+SP+og+SV/Hvilken+stoette+er+min+vindmoelle+berettiget+til.htm> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [78] R. I. Hagemoen (ingen dato): *Grønne sertifikater*, Informasjon, Hentet fra: http://www.bellona.no/subjects/Groenne_sertifikater (Sist besøkt 29.2.2008)
- [79] E. Håndlykken (2003): *Derfor bør Norge satse på grønne sertifikater*, Artikkel, Hentet fra: <http://www.zero.no/fornybar/20030219-2.php> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [80] OED (2008): *Høyere støtte til vindkraft skal gi rask vindkraftutbygging*, Pressemelding, Hentet fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressemelder/pressemeldinger/2008/Hoyere-stotte-til-vindkraft-skal-gi-rask.html?id=497529> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [81] Miljøverndepartementet (2000): *Et kvotesystem for klimagasser*, Norges offentlige utredninger, Hentet fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/NOU-er/2000/NOU-2000-1/19.html?id=356830> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [82] T. Jensen, S.Haugen og I. Magnussen (2003): *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter*, Håndbok, Hentet fra: www.nve.no/FileArchive/210/Trykkefil%20håndbok%201-03.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [83] Finansdepartementet (1997): *Nytte-kostnadsanalyser*, Norges offentlige utredninger, Hentet fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/NOUer/1997/NOU-1997-27.html?id=116359> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [84] V. Novakovic (2007): *Økonomi*, Forelesningsnotat i faget TEP4235 ved NTNU

- [85] Statnett (2004): *Samfunnsøkonomi*, Rapport, Hentet fra: www.statnett.no/Resources/Filer/NorNed/Rapporter/Samfunnsøkonomi.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [86] Statnett (2004): *Handelsinntekt og systemvirkninger*, Rapport, Hentet fra: www.statnett.no/Resources/Filer/NorNed/Rapporter/Handelsinntekt%20og%20systemvirkninger.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [87] Samfunns- og Næringslivsforskning (2003): *Valg av diskonteringsrente ved nettinvesteringer*, Rapport, Hentet fra: bora.nhh.no:8080/bitstream/2330/345/1/R01_03.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)
- [88] J. E. Skog, N. H. Jendal (2006): *NorNed kabel HVDC Project*, Presentasjon, Hentet fra: [www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/9EA975A065138CA6C125725C00444C1F/\\$FILE/061206NorNedStatnett.pdf](http://www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/9EA975A065138CA6C125725C00444C1F/$FILE/061206NorNedStatnett.pdf) (Sist besøkt 29.2.2008)
- [89] Statnett (ingen dato): *Hva koster en kabelforbindelse?*, Faktaark, Hentet fra: www.statnett.no (ikke lenger tilgjengelig)
- [90] R. L. Hendricks, J. H den Boon, G. C. Paap, W.L. Kling (2006): *Connecting Offshore Wind Farms to (VSC-)HVDC Interconnectors*, Rapport, Hentet fra: <http://ieeexplore.ieee.org> (Sist besøkt 29.2.2008)
- [91] Enercon (ingen dato): *Enercon Wind Turbines - Product overview*, Faktaark, Hentet fra: [http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwebAnzeige/15686F537B20CA13C125719400261D37/\\$FILE/ENERCON_Product_Overview_Eng.pdf](http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwebAnzeige/15686F537B20CA13C125719400261D37/$FILE/ENERCON_Product_Overview_Eng.pdf) (Sist besøkt 29.2.2008)
- [92] M. H. Gundersen (2005): *Et norsk-svensk marked for elsertifikater*, Presentasjon, Hentet fra: www.nve.no/admin/FileArchive/366/Elsertifikater%20-%20småkraftseminar%20høsten%202005.pdf (Sist besøkt 29.2.2008)

A Vedlegg

A.1 meny.m

```
% Hovedprogrammet og tilhørende funksjoner er utviklet i forbindelse med
% materoppgaven for å beregne bedriftsøkonomisk lønnsomhet av offshore
% vindkraftprosjekter tilkoblet dedikert kabel eller utenlandsforbindelser.
% Jørgen Olsen 1.2.2008

clear
clc

disp('Velg først lokalitet og periode for ønsket vindserie.')
disp(' ')
disp('Følgende stasjoner er tilgjengelige fra 2000 - 2006:')
disp('76920;EKOFISK;NORDSJØEN')
disp('76923;GULLFAKS;NORDSJØEN')
disp('76926;SLEIPNER;NORDSJØEN')
disp('76931;TROLL A;NORDSJØEN')
disp('76932;HEIMDAL;NORDSJØEN')
disp(' ')
disp(' ')
stasjonsnr = input('Skriv inn ønsket stasjonsnummer: ');
aar_start = input('Skriv inn år: ');
disp(' ')
disp('Her vises antall målinger av ulike vindhastigheter og en weibullfit
')

% se skriptet til funksjonen for forutsetninger mm
vindprog(stasjonsnr, aar_start)
disp(' ')
disp(' ')

disp('Nå skal produksjonen i en valgt vindpark beregnes.')
disp(' ')
turbinstorrelse= input('Skriv inn turbinstorrelse [MW]: ');
antall_moller_i_parken = input('Skriv inn antall turbiner i parken: ');

disp(' ')
disp('Vi går nå utfra at vindparken blir tilknyttet en internasjonal
kraftkabel.')
disp('Nå skal kraftflyten mellom Norge og utland beregnes.')
disp('Inntektene på grunn av prisforskjeller i land blir også beregnet\n')

kabel_kap = input('Skriv inn kapasiteten [MW] til utenlandsforbindelsen:
');
z = input('Hvilket land skal kabelen tilknyttes? 1 for DKV , 2 for DE: ');
if z == 1
    lengde_int_kabel = 150;
else
    lengde_int_kabel = 500;
end
    lengde_alt_kabel = 50;

% se skriptet til funksjonen for forutsetninger mm
produksjon(antall_moller_i_parken,turbinstorrelse)
```

```

stotte_fra_utland = input('Skal utbygger motta støtte fra utland for levert
vindkraft? 1 for ja: ');

% se skriptet til funksjonen for forutsetninger mm
[tot_inntekt_restkap,tot_inntekt_VK,tot_inntekt_VK_uten_no, ...
tot_inntekt_VK_uten_utland,tap_HVDC,tap_HVAC]= ...
flyt(kabel_kap,z,stotte_fra_utland);

disp(' ')

disp('Nå skal kostnadene per kWh vindkraft beregnes. ')

VK_utbyggers_del = input('Hvor stor del av kabelkostnadene skal
vindkraftutbyggeren betale(0-1): ');
inntekt = tot_inntekt_VK + (tot_inntekt_restkap * VK_utbyggers_del);

invkost_molle = input('Skriv inn investeringskostnad for turbin per MW: ');
levetid = input('Skriv inn levetid: ');
realrente = 0.01*input('Skriv inn realrenten i prosent: ');
d_og_v_kost = 0.01*input('D_og_v kost. Prosent av total investering: ');

disp(' ')

% se skriptet til funksjonen for forutsetninger mm
[kost_moller,tot_kabel_kost_AC,tot_kabel_kost_int_kabel] = ...
    investering(lengde_int_kabel, lengde_alt_kabel, kabel_kap, ...
VK_utbyggers_del, turbinstorrelse, antall_moller_i_parken, invkost_molle);

% se skriptet til funksjonen for forutsetninger mm
kost_kwh(antall_moller_i_parken,turbinstorrelse,levetid,
realrente,d_og_v_kost, ...
    kost_moller,tot_kabel_kost_AC,tot_kabel_kost_int_kabel,
VK_utbyggers_del, ...
    tap_HVDC, tap_HVAC)

disp(' ')
disp('Nå vises hvordan nåverdien av prosjektet varierer avhengig av valgte
parametre. ')
disp(' ')

% se skriptet til funksjonen for forutsetninger mm
naaverdier(antall_moller_i_parken,turbinstorrelse,levetid,d_og_v_kost, ...
    realrente, VK_utbyggers_del, tap_HVDC, tap_HVAC,kabel_kap, z,
    ...
    kost_moller,tot_kabel_kost_AC,tot_kabel_kost_int_kabel, ...
    tot_inntekt_restkap,tot_inntekt_VK,tot_inntekt_VK_uten_no,...
    tot_inntekt_VK_uten_utland)

disp('Det er sannsynlig at fremtidens strømpriser vil øke og utjevnes
mellom områder.')
disp('Nå beregnes hvordan lønnsomheten til prosjektet påvirkes av
prisutjevning.\n')
elpris_okning = 0.01*input('Hvor mange prosent er den generelle
elprisøkningen: ');

prisutjevning(elpris_okning,kost_moller, tot_kabel_kost_int_kabel, ...
realrente,d_og_v_kost,levetid,kabel_kap,z,stotte_fra_utland, ...
VK_utbyggers_del, brukstid,antall_moller_i_parken,turbinstorrelse)

```

A.2 vindprog.m

```
% Denne funksjonen henter vinddata fra valgt stasjon og tidsperiode. De
% utvalgte målingene sjekkes, vaskes og skrives til tekstfiler som brukes
% videre i analysen. Vindhastighetenes hyppighet og en weibullfit blir
% plottet. Inputformat: nordsjoe_norskehav.txt - målinger fra utvalgte
% stasjoner hver 3. time

function [] = vindprog(stasjonsnr, aar_start, antall_moller_i_parken)

vinddata = load('nordsjoe_norskehav.txt');
antall_maaleverdier_hoved = length(vinddata);
antall_kolonner = 9;
stasjons_kol = 1;
aar_kol = 2;
time_kol = 5;
mean_vinddir_kol = 6;
mean_vind_kol = 8;

ruhetslengde = 0.01;
h_taarn = 90;
h_vindmaaling = 10;

% Korrigerer vindhastigheten for rotorhøyde og ruhet
vind_faktor = log(h_taarn/ruhetslengde)/log(h_vindmaaling/ruhetslengde);

% Sjekker antall målinger for valgt stasjon og periode
teller = 0;
for j = 1:antall_maaleverdier_hoved
    if (vinddata(j,stasjons_kol) == stasjonsnr && ...
        vinddata(j,aar_kol)== aar_start)
        && any(vinddata(j,time_kol) == [1,4,7,10,13,16,19,22]) ...
        && (vinddata(j,time_kol) ~= vinddata(j+1,time_kol))
            teller = teller + 1;
        end
end

% Sjekker om vindmålingene gjentas og sjekker for manglende eller åpenbare
% gale målinger.
% I så fall erstattes den tomme/gale målingen med verdien fra forrige
periode
vind = zeros(teller,antall_kolonner);
k=1;
for j = 1:antall_maaleverdier_hoved
    if (vinddata(j,stasjons_kol)== stasjonsnr && ...
        vinddata(j,aar_kol)== aar_start) ...
        && any(vinddata(j,time_kol)== [1,4,7,10,13,16,19,22]) ...
        && (vinddata(j,time_kol)~= vinddata(j+1,time_kol))

        vind(k,:) = vinddata(j,:);
        vind(k,mean_vind_kol) = vinddata(j,mean_vind_kol)* vind_faktor;

        if isnan(vind(k,mean_vinddir_kol)) ||
            vind(k,mean_vinddir_kol)>360 ... ||
            vind(k,mean_vinddir_kol)< 0
            vind(k,mean_vinddir_kol)= vind(k-1,mean_vinddir_kol);
        end
        if isnan(vind(k,mean_vind_kol)) || vind(k,mean_vind_kol)>100
            ... || vind(k,mean_vind_kol)< 0
```



```

        vind(k,mean_vind_kol)= vind(k-1,mean_vind_kol);
    end
    if vind(k,mean_vind_kol)== 0
        vind(k,mean_vind_kol)=0.0001;
        %fordi weibullfit ikke godtar 0
    end
    k=k+1;
end

end

dlmwrite('vind_tre_time.txt',vind(:,:), ' ')

fprintf('\nMåleserien går fra %i %i %i til %i %i...
%i\n\n',vind(1,4),vind(1,3),vind(1,2),vind(teller,4),vind(teller,3), ...
vind(teller,2))

%Tilpasser en weibullfordeling av vindmålingene for valgt periode
%Fordelingen tar kun hensyn til siste ti minutters middel av måleperioden.
%Det er 8 måleperioder per døgn.

vinddata = vind(:,mean_vind_kol);
steg = 1;
intervall = 1:steg:35;

figure(1)
teller2 = hist(vinddata,intervall);
hold on
bar(intervall,teller2,'FaceColor',[.9 .9 .9]);
xlabel('Vindhastighet'); ylabel('Antall målinger');
hold off

scale_shape = wblfit(vinddata);
n = length(vinddata);
prob = teller2 / (n * steg);

figure(2)
bar(intervall,prob,'hist');
h = get(gca,'child');
set(h,'FaceColor',[.9 .9 .9]);
xlabel('Vindhastighet'); ylabel('Sannsynlighet'); ylim([0 0.12]);
xgrid = linspace(0,35,100);
title('Weibullfordeling for valgt lokalitet')
pdfEst = wblpdf(xgrid,scale_shape(1),scale_shape(2));
line(xgrid,pdfEst)

fprintf('Scale = %2.2f og shape = %2.2f\n\n',scale_shape(1),scale_shape(2))
fprintf('Gjennomsnittelig vindhastighet er: %2.2f m/s\n\n', ...
sum(vind(:,mean_vind_kol))/teller)

timesserie(antall_moller_i_parken)

```

A.3 timeserie.m

```
% Lager serie med timesintervaller for ett år basert på data fra vindprog.m
% som er i tre-timers-intervaller. For å variere vindhastighetene litt
% mellom hvert timesintervall og mellom radialene, er det brukt ulike
% randomfunksjoner.
% Det legges også til en kolonne med maks vindhastighet. Går ut i fra at
% maksimal vindhastighet er gjennomsnittelig vindhastighet multiplisert med
% et tilfeldig tall mellom a og b.
% Parametrene kan enkelt endres slik at simuleringen blir så riktig som
% mulig.
% Lager også serie med ti-minutters-intervaller for ett år. For å variere
% vindhastighetene litt mellom radialene, er det brukt ulike
% randomfunksjoner.

function []=timeserie(antall_moller_i_parken)

vinddata_tretime = load('vind_tre_time.txt');
antall_maaleverdier = length(vinddata_tretime);

mean_vind_kol = 8;

tretimer_til_timin = 3*6;
lengde_serie_timin = antall_maaleverdier*tretimer_til_timin;
tretimer_til_entime = 3;
lengde_serie_entime = antall_maaleverdier*tretimer_til_entime;

a = 1.2;
b = 2;
c = -0.1;
d = 0.1;

moller_per_radial = 10;
antall_radialer = round(antall_moller_i_parken/moller_per_radial);

%-----
% Lager serie med timesoppløsning
%Første kolonne er mean - andre kolonne er max
random_serie_time = zeros(lengde_serie_entime,2);
teller2=1;
for i = 1:antall_maaleverdier
    for q = teller2:tretimer_til_entime*i
        random_serie_time(q,1)= round(vinddata_tretime(i,mean_vind_kol)*...
            (1+(c + (d-c) * rand(1)))); % varierer +-10% fra timinintervall
        if random_serie_time(q,1)== 0
            random_serie_time(q,1)=1;
            % fordi interpoleringsfunksjonen ikke tar 0
        end
        random_serie_time(q,2)= round(random_serie_time(q,1)* (a + (b-a)*rand(1)));
    end
    teller2 = teller2 + tretimer_til_entime;
end
dlmwrite('times_serie.txt',random_serie_time(:,:), ' ')

%-----
% Lager serie med ti-minutters oppløsning.
% Kan variere med +- 10% mellom hvert tidsintervall.
```

```

random_serie_timin = zeros(lengde_serie_timin,2);
teller3=1;
for i = 1:antall_maaleverdier
    for q = teller3:tretimer_til_timin*i
        random_serie_timin(q,1)= vinddata_tretime(i,mean_vind_kol)*...
            (1+(c + (d-c) * rand(1)));
        random_serie_timin(q,2)= random_serie_timin(q,1)* (a + (b-a) *rand(1));
    end
    teller3 = teller3 + tretimer_til_timin;
end

%-----
% Lager tabell med ulik vind i ulike radialer.
% Kan variere med +/- 10% mellom radialene.

random_serie_radialer = zeros(lengde_serie_timin,2*antall_radialer);
for j = 1:2:antall_radialer*2
    for i = 1:lengde_serie_timin
        random_serie_radialer(i,j)= round(random_serie_timin(i,1)* ...
            (1+(c + (d-c) * rand(1))));
        random_serie_radialer(i,j+1)= round(random_serie_timin(i,2)* ...
            (1+(c + (d-c) * rand(1))));
    end
end

dlmwrite('ti_mins_serie_radialer.txt',random_serie_radialer(:,:), ' ')

```

A.4 produksjon.m

```

% Denne funksjonen beregner brukstid og produksjonen fra en vindpark
% med valgt installert effekt. Plotter effektkurve for valgt turbin,
% vindhastighet på valgt lokalitet og produksjonen i hele perioden.

function [brukstid]=produksjon(antall_moller_i_parken,turbinstorrelse)

vind = load('times_serie.txt'); %Inneholder data laget i timins.m
antall_maaleverdier_vind = length(vind);
mean_vind_kol_times_serie = 1;

% Effektkurve til en turbin med valgt merkeeffekt
p_kurve = turbinstorrelse*0.01*[0 0.1 0.8 2.4 5.5 10.4 17.4 27.2 39.0...
    53.2 69.1 82.6 90.4 97.0 100 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 ...
    100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ...
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
v_kurve = (0:1:60);

% turbinene og kabelen er sammenlagt tilgjengelige 94% av tiden
tilgjengelighet = 0.94;

EFFEKT = zeros(antall_maaleverdier_vind,1);
for i = 1:antall_maaleverdier_vind
    EFFEKT(i,1) = p_kurve(vind(i,mean_vind_kol_times_serie))*...
        antall_moller_i_parken*tilgjengelighet;
end

brukstid = ...
    sum(EFFEKT)/((turbinstorrelse * antall_moller_i_parken*tilgjengelighet);

```

```

dlmwrite('prod.txt',EFFEKT, ' ')

fprintf('\n Brukstiden på lokaliteten er: %6.2f h\n',brukstid)
fprintf('\n Produksjonen i parken er:      %6.2f GWh\n\n',sum(EFFEKT)/1000)

% figurer som viser vindhast i ulike høyder og brukte effektkurver
figure(3)
clf
grid on
hold on
My4=interp1(1:length(vind),EFFEKT,1:length(vind),'cubic');

subplot(2,1,1)
plot(1:length(vind), smooth(vind(:,mean_vind_kol_times_serie),61),'r')
xlabel('Tid [h]'),ylabel('Vindhast [m/s]')

subplot(2,1,2)
plot(1:length(vind), smooth(My4,61),'b')
xlabel('Tid [h]'),ylabel('Effekt [MW]')
ylim([0 ((turbinstorrelse * antall_moller_i_parken)+100)])

% for plotting med prosent av merkeeffekt
% subplot(2,1,2)
% plot(1:length(vind), 100*smooth(My4,61)/(turbinstorrelse * ...
% antall_moller_i_parken),'b'),xlabel('Tid [h]'),ylabel('Effekt [%]')
% ylim([0 110])

figure(4)
clf
hold on
plot(v_kurve,p_kurve),xlabel('Vindhastighet [m/s]'),ylabel('Effekt [MW]')
xlim([0 30])
title('Effektkurve til valgt turbin')
hold off

```

A.5 flyt.m

```

% Denne funksjonen beregner flyten i kabelen når parken er tilkoblet
% en utenlandsforbindelse. Kabelkapasiteten blir fullt utnyttet og overført
% til det området hvor prisen er høyest. For lik pris utnyttes ikke
% kapasiteten, men all vindkraft blir sendt til Norge.
% (timesoppløsning på data i pris.txt og prod.txt).
% Programmet plotter så ut volum og retning på overføringene. Inntekt som
% følge av solgt vindkraft og prisforskjell på restkapasitet blir beregnet.

function [tot_inntekt_restkap,tot_inntekt_VK,tot_inntekt_VK_uten_no,...
        tot_inntekt_VK_uten_utland,tap_HVDC,tap_HVAC]=...
        flyt(kabel_kap,z,stotte_fra_utland)

EFFEKT = load('prod.txt');           %Inneholder data laget i produksjon.m

dataserie_pris = load('pris05.txt'); %Inneholder pris for DKV, DE og NO1
antall_maaleverdier_pris = length(dataserie_pris);

pris_nol_kol = 3;                    %DK1 i første kolonne - DE i andre - NO1 i tredje

```

```

tot_flyt_fra_norge = 0;
tot_flyt_fra_utland = 0;
tot_flyt_fra_park_fra_norge = 0;
tot_flyt_fra_park_til_norge = 0;
flyt_fra_norge = 0;
flyt_fra_utland = 0;
flyt_fra_park_til_norge = 0;
flyt_fra_park_fra_norge = 0;

tot_inntekt_restkap = 0;
tot_inntekt_VK = 0;
tot_inntekt = 0;
tot_inntekt_VK_uten_no = 0;
tot_inntekt_VK_uten_utland = 0;

tap_HVDC = 0.06; % prosent av flyt
tap_HVAC = 0.02; % prosent av flyt
stotte_no = 200; % kr/MWh

% finner ut hvilken retning strømmen vil bli sendt. avhenger kun av pris
for i = 1:antall_maaleverdier_pris

    inntekt_VK = 0;
    inntekt_restkap = 0;

    if stotte_fra_utland == 1
        stotte = [130 600];
    else
        stotte = [0 0];
    end

    pris_no = dataserie_pris(i,pris_nol_kol);
    pris_vk_no =pris_no+stotte_no;
    pris_utland = dataserie_pris(i,z);

    % Hvis prisen i DE er mindre enn innmatingstariffen,
    % blir pris for vk lik innmatingstariff
    if (z == 2)&& (pris_utland < stotte(1,z))
        pris_vk_utland = stotte(1,z);
    else
        stotte(1,2)= 0;
        pris_vk_utland = pris_utland + stotte(1,z);
    end

    if pris_utland > pris_no
        flyt_fra_park_fra_norge = EFFEKT(i,1)*(1-tap_HVDC);
        flyt_fra_norge = kabel_kap - flyt_fra_park_fra_norge ;
        flyt_fra_park_til_norge = 0;
        flyt_fra_utland = 0;
        inntekt_restkap = (pris_utland- pris_no)* flyt_fra_norge ;
        inntekt_VK = (pris_vk_utland)* flyt_fra_park_fra_norge ;

    elseif pris_utland < pris_no
        flyt_fra_park_til_norge = EFFEKT(i,1)*(1-tap_HVDC);
        flyt_fra_utland = kabel_kap - flyt_fra_park_til_norge ;
        flyt_fra_park_fra_norge = 0;
        flyt_fra_norge = 0;

```

```

    inntekt_restkap = (pris_no - pris_utland)* flyt_fra_utland ;
    inntekt_VK = (flyt_fra_park_til_norge* pris_vk_no);

elseif pris_utland == pris_no
    flyt_fra_park_til_norge = EFFEKT(i,1)*(1-tap_HVDC);
    flyt_fra_norge = 0;
    flyt_fra_park_fra_norge = 0;
    flyt_fra_utland = 0;
    inntekt_restkap = 0;
    inntekt_VK = flyt_fra_park_til_norge* pris_vk_no;
end

tot_flyt_fra_norge = tot_flyt_fra_norge + flyt_fra_norge ;
tot_flyt_fra_utland = tot_flyt_fra_utland + flyt_fra_utland ;
tot_flyt_fra_park_fra_norge = ...
    tot_flyt_fra_park_fra_norge + flyt_fra_park_fra_norge ;
tot_flyt_fra_park_til_norge = ...
    tot_flyt_fra_park_til_norge + flyt_fra_park_til_norge ;
tot_inntekt_restkap = tot_inntekt_restkap + inntekt_restkap ;
tot_inntekt_VK = tot_inntekt_VK + inntekt_VK ;

tot_inntekt_VK_uten_no = ...
tot_inntekt_VK_uten_no +(EFFEKT(i,1)*(1-tap_HVAC)* pris_vk_no);
tot_inntekt_VK_uten_utland = ...
tot_inntekt_VK_uten_utland +(EFFEKT(i,1)*(1-tap_HVAC)* pris_vk_utland);
end

tot_inntekt = tot_inntekt_VK + tot_inntekt_restkap;

fprintf('\n-----\n')
if z==1
    fprintf('\n Disse bergningene gjelder for NO1 - DKV \n')
else
    fprintf('\n Disse bergningene gjelder for NO1 - DE \n')
end

if støtte_fra_utland==1
fprintf('\n Utbygger mottar støtte fra utlandet for levert vindkraft \n')
else
fprintf('\n Utbygger mottar ikke støtte fra utlandet for levert vindkraft')
end

fprintf('\n\n Inntekt restkapasitet:      %11.0f kr', tot_inntekt_restkap )
fprintf('\n\n Inntekt fra solgt vindkraft:%11.0f kr', tot_inntekt_VK )
fprintf('\n\n Total inntekt :                    %11.0f kr\n', tot_inntekt )

fprintf('\n\n Total inntekt med kabel (NO1 - Park):    %11.0f kr', ...
    tot_inntekt_VK_uten_no)
fprintf('\n\n Total inntekt med kabel (Utland - Park): %11.0f kr', ...
    tot_inntekt_VK_uten_utland)
fprintf('\n-----\n')

figure(5)
x = [tot_flyt_fra_park_fra_norge /1000 tot_flyt_fra_park_til_norge /...
    1000 tot_flyt_fra_norge /1000 tot_flyt_fra_utland /1000];
bar(x,'FaceColor',[.9 .9 .9])
set(gca,'XTickLabel',{})

```

```

t(1)=text(1,-0.1,'VK til utland ','Interpreter','none');
t(2)=text(2,-0.1,'VK til Norge','Interpreter','none');
t(3)=text(3,-0.1,'Restkap fra Norge','Interpreter','none');
t(4)=text(4,-0.1,'Restkap til Norge','Interpreter','none');

set(t,'rot',30,'fontsize', 10, 'hori', 'center');
ylabel ('[GWh]')

```

A.6 investering.m

```

% Denne funksjonen beregner investeringskostnaden utfra valgte valgte
% størrelser på vindpark og kabel. Måten kabelkostnaden blir beregnet på,
% er et resultat av prøving og feiling til realistiske kost. ble oppnådd.
% Kapasiteten på internasjonal kabel bør være mellom 500 - 1200 MW

function [kost_moller,tot_kabel_kost_AC,tot_kabel_kost_int_kabel] = ...
investering(lengde_int_kabel, lengde_alt_kabel, kabel_kap,kabel_kap_alt,...
VK_utbyggers_del, turbinstorrelse, antall_moller_i_parken, invkost_molle)

kabelkost_HVDC = 6e6;           % kr/km (for korteste kabel)
ekstrautstyr_HVDC = 800e6;     % kr (for minste effekt 500 MW)

kabelkost_AC = 12e6;          % kr/km
ekstrautstyr_AC = 50e6;       % kr

% Utstyret blir relativt dyrere med økende kapasitet. 10% for hver 100 MW
% kapasiteten overstiger 500 MW
kapasitetsfaktor_kabel_int = 0.1;

% Utstyret blir relativt dyrere med økende kapasitet. 10% for hver 100 MW
% kapasiteten overstiger 100 MW
kapasitetsfaktor_kabel_alt = 0.1;

% Kabelen blir relativt billigere per km. 3% for hver 100 km
lengdefaktor = 0.03;

% Turbinene blir relativt billigere med økende kapasitet. 3% for hver MW
% kapasiteten overstiger 1 MW
kapasitetsfaktor_molle = 0.03;

if (lengde_int_kabel/100) >= 1
    lengdefaktor_ny = 1 - (lengdefaktor * lengde_int_kabel/100);
else
    lengdefaktor_ny = 1;
end

if ((kabel_kap - 400)/100) >= 1
    kapasitetsfaktor_kabel_int_ny = 1 + (kapasitetsfaktor_kabel_int * ...
((kabel_kap - 400)/100));
else
    kapasitetsfaktor_kabel_int_ny = 1;
end

if (kabel_kap_alt+1)/100 >= 1
    kapasitetsfaktor_kabel_alt_ny = 1 + (kapasitetsfaktor_kabel_alt *...

```

```

                                (kabel_kap_alt/100));
else
    kapasitetsfaktor_kabel_alt_ny = 1;
end

kapasitetsfaktor_molle_ny = 1 - (kapasitetsfaktor_molle * turbinstorrelse);

tot_kabel_kost_int_kabel = ...
(((ekstrautstyr_HVDC*kapasitetsfaktor_kabel_int_ny) + (lengde_int_kabel...
* kabelkost_HVDC * lengdefaktor_ny * kapasitetsfaktor_kabel_int_ny))...
* VK_utbyggers_del);

tot_kabel_kost_AC = ...
(((ekstrautstyr_AC*kapasitetsfaktor_kabel_alt_ny) + (lengde_alt_kabel...
* kabelkost_AC*kapasitetsfaktor_kabel_alt_ny)) * VK_utbyggers_del);

kost_moller = ...
(invkost_molle * turbinstorrelse * antall_moller_i_parken * ...
kapasitetsfaktor_molle_ny);

```

A.7 kost_kWh.m

```

% Dette programmet beregner kostnad per kWh for offshore vindkraft.
% Investeringskostnadene er vindparken og en av følgende teknologier for
% undersjøisk kraftoverføring:
% - HVDC VSC mellom to land (lang kabel)
% - HVAC fra park til Norge eller utland (kort kabel)

function[]=kost_kwh(antall_moller_i_parken,turbinstorrelse,levetid,...
    realrente,d_og_v_kost, kost_moller,tot_kabel_kost_AC,...
    tot_kabel_kost_int_kabel, VK_utbyggers_del, tap_HVDC, tap_HVAC)

EFFEKT = load('prod.txt'); %Inneholder produksjonssata laget i produksjon.m
brukstid = sum(EFFEKT)/(antall_moller_i_parken * turbinstorrelse);
brukstid_var = 1000:8760;

annuitetsfaktor = (realrente)/(((1+realrente)^levetid)-1) + (realrente);

tot_inv_int = kost_moller +(tot_kabel_kost_int_kabel*VK_utbyggers_del);
tot_inv_alt = kost_moller +(tot_kabel_kost_AC*VK_utbyggers_del);

kostnad_per_kWh_int = ((annuitetsfaktor+d_og_v_kost)* tot_inv_int)/...
((brukstid-(brukstid*tap_HVDC))*antall_moller_i_parken*turbinstorrelse*1e3)
kostnad_per_kWh_alt = ((annuitetsfaktor+d_og_v_kost) * tot_inv_alt)/...
((brukstid-(brukstid*tap_HVAC))*antall_moller_i_parken*turbinstorrelse*1e3)

fprintf('\n Kr/kWh med HVDC-tilkobling :   %2.3f ', kostnad_per_kWh_int)
fprintf('\n Kr/kWh med dedikert AC-kabel:   %2.3f \n', kostnad_per_kWh_alt)

%-----
%finner hvordan kostnaden avhenger av brukstid

```



```

kostnad_per_kWh_int_var = zeros(1,length(brukstid_var));
kostnad_per_kWh_alt_var = zeros(1,length(brukstid_var));

for i = 1:length(brukstid_var)
kostnad_per_kWh_int_var(i)=((annuitetsfaktor+d_og_v_kost)* tot_inv_int)/...
    ((brukstid_var(i)-(brukstid_var(i)*tap_HVDC))...
    * antall_moller_i_parken*turbinstorrelse*1000);
kostnad_per_kWh_alt_var(i)=((annuitetsfaktor+d_og_v_kost)* tot_inv_alt)/...
    ((brukstid_var(i)-(brukstid_var(i)*tap_HVAC))...
    * antall_moller_i_parken*turbinstorrelse*1000);
end

figure(6)
plot(brukstid_var,kostnad_per_kWh_int_var,'r',...
    brukstid_var,kostnad_per_kWh_alt_var,'g')
legend('HVDC internasjonal','HVAC dedikert')
xlabel('Brukstid [h]'),ylabel('Kostnad per kWh [kr/kWh]')
grid on

```

A.8 naaverdier.m

```

% Programmet undersøker sensitiviteten til nåverdien av prosjektet ved
% å endre en og en parameter, mens de andre er konstante.

% Beregner nåverdi i fire ulike tilfeller:
% - elpris_int varierer fra 100-700 kr/MW
% - realrente_int varierer fra 0-20 %
% - levetid_int varierer fra 10-50 år
% - investeringskostnad varierer fra 10-30 mill. kr/MW

function []=naaverdier(brukstid, antall_moller_i_parken,turbinstorrelse,...
    levetid, d_og_v_kost, realrente, VK_utbyggers_del, tap_HVDC,...
    tap_HVAC, kabel_kap, z, kost_moller, tot_kabel_kost_AC, ...
    tot_kabel_kost_int_kabel,tot_inntekt_restkap,tot_inntekt_VK,...
    tot_inntekt_VK_uten_no, tot_inntekt_VK_uten_utland)

EFFEKT = load('prod.txt');

invkost_molle_intervall = (10e6:1e6:25e6); % kr/MW
realrente_intervall = (.1:.001:20); % [%]
levetid_intervall = (1:1:41); % år
elpris_intervall = (100:0.1:700); % kr/MWh

total_inv_int = kost_moller +(tot_kabel_kost_int_kabel*VK_utbyggers_del);
total_inv_alt = kost_moller +(tot_kabel_kost_AC*VK_utbyggers_del);

VK_beslag_paa_kabel = ((brukstid/8760)* antall_moller_i_parken * ...
    turbinstorrelse)/kabel_kap;
if VK_utbyggers_del == 1
total_inntekt_int = tot_inntekt_VK +(tot_inntekt_restkap);
else
total_inntekt_int = tot_inntekt_VK +(tot_inntekt_restkap*...
    (VK_utbyggers_del-((1-VK_utbyggers_del)*(VK_beslag_paa_kabel))));
end

total_inntekt_alt_no = tot_inntekt_VK_uten_no;
total_inntekt_alt_utland = tot_inntekt_VK_uten_utland;

```

```

NVsjekk_int = 0;
NVsjekk_NO1 = 0;
NVsjekk_utl = 0;

diskonteringsfaktor = ((1-((1+realrente + d_og_v_kost)^(-levetid)))/...
    (realrente + d_og_v_kost));

%-----elpris-----
%uten støtteordniger
[brukstid, prosent_til_utland,mean_p, mean_p_no, delta_p, delta_p_no]=...
    flytprosent(z);
inntekt_restkap = VK_utbyggers_del*(((kabel_kap*8760)-...
    (brukstid*turbinstorrelse*antall_moller_i_parken))*...
    (prosent_til_utland*delta_p +(1-prosent_til_utland)*delta_p_no));

NV_elpris_intervall_int = ((inntekt_restkap)+((sum(EFFEKT)*(1-tap_HVDC))...
    .* elpris_intervall)).* diskonteringsfaktor - total_inv_int;
NV_elpris_intervall_alt = (((sum(EFFEKT)*(1-tap_HVAC))...
    .* elpris_intervall).* diskonteringsfaktor - total_inv_alt;

nodvending_stotte = 0;
for i = 1:length(elpris_intervall)
    if abs (NV_elpris_intervall_alt(i))< 2e6
        nodvending_stotte = elpris_intervall(i) - mean_p_no;
    end
end
fprintf('\n For at prosjekt med dedikert kabel blir lønnsomt, ')
fprintf('\n må sotten være om lag %3.0f kr/MWh \n ', nodvending_stotte)

%-----realrente-----
internrente_int = 0;
internrente_alt_no = 0;
internrente_alt_utland = 0;

NV_realrente_intervall_int = zeros(1,length(realrente_intervall));
NV_realrente_intervall_alt_no = zeros(1,length(realrente_intervall));
NV_realrente_intervall_alt_utland = zeros(1,length(realrente_intervall));

for i = 1:length(realrente_intervall)
    NV_realrente_intervall_int(i) = total_inntekt_int* ...
        ((1-((1+((realrente_intervall(i)/100)+d_og_v_kost))^-levetid)))/...
        (((realrente_intervall(i)/100)+ d_og_v_kost))) - total_inv_int;
    if abs(NV_realrente_intervall_int(i))< 2e6
        internrente_int = (realrente_intervall(i)/100);
    end
    NV_realrente_intervall_alt_no(i) = total_inntekt_alt_no*...
        ((1-((1+((realrente_intervall(i)/100)+d_og_v_kost))^-levetid)))/...
        (((realrente_intervall(i)/100)+ d_og_v_kost))) - total_inv_alt;
    if abs(NV_realrente_intervall_alt_no(i))< 2e6
        internrente_alt_no = (realrente_intervall(i)/100);
    end
    NV_realrente_intervall_alt_utland(i) = total_inntekt_alt_utland* ...
        ((1-((1+((realrente_intervall(i)/100)+d_og_v_kost))^-levetid)))/...
        (((realrente_intervall(i)/100)+ d_og_v_kost))) - total_inv_alt;
    if abs(NV_realrente_intervall_alt_utland(i))< 2e6
        internrente_alt_utland = (realrente_intervall(i)/100);
    end
end

end

```

```

fprintf('\n IRR med internasjonal kabel:%2.3f\n', internrente_int)
fprintf('\n IRR med kabel NO-Park:      %2.3f\n', internrente_alt_no)
fprintf('\n IRR med kabel utland-Park:   %2.3f\n\n', internrente_alt_utland)

NVsjekk_int = total_inntekt_int* ((1-((1+((realrente)+d_og_v_kost))^...
    (-levetid)))/(((realrente)+ d_og_v_kost))) - total_inv_int;
NVsjekk_NO1 = total_inntekt_alt_no* ((1-((1+((realrente)+d_og_v_kost))^...
    (-levetid)))/(((realrente)+ d_og_v_kost))) - total_inv_alt;
NVsjekk_utl =total_inntekt_alt_utland*((1-((1+((realrente)+d_og_v_kost))...
    ^(-levetid)))/(((realrente)+ d_og_v_kost))) - total_inv_alt;

%-----levetid-----
NV_levetid_intervall_int = zeros(1,length(levetid_intervall));
NV_levetid_intervall_alt_no = zeros(1,length(levetid_intervall));
NV_levetid_intervall_alt_utland = zeros(1,length(levetid_intervall));

for i = levetid_intervall
NV_levetid_intervall_int(i) = total_inntekt_int* ((1-((1+ d_og_v_kost+...
    (realrente+d_og_v_kost))^(-i)))/(realrente + d_og_v_kost)) - total_inv_int;

NV_levetid_intervall_alt_no(i)=total_inntekt_alt_no*((1-((1+d_og_v_kost+...
    (realrente+d_og_v_kost))^(-i)))/(realrente + d_og_v_kost)) - total_inv_alt;

NV_levetid_intervall_alt_utland(i) = total_inntekt_alt_utland* ...
    ((1-((1+ d_og_v_kost+(realrente+d_og_v_kost))^(-i)))/...
    (realrente + d_og_v_kost)) - total_inv_alt;
end

%-----turbinkostnader-----
NV_intervall_int = zeros(1,length(invkost_molle_intervall));
NV_intervall_alt_no = zeros(1,length(invkost_molle_intervall));
NV_intervall_alt_utland = zeros(1,length(invkost_molle_intervall));
j = 10000000;
for i = 1:16
    NV_intervall_int(i) = total_inntekt_int * diskonteringsfaktor - ...
        ((tot_kabel_kost_int_kabel*VK_utbyggers_del)+ ...
        j*turbinstorrelse*antall_moller_i_parken);

    NV_intervall_alt_no(i) = total_inntekt_alt_no * diskonteringsfaktor-...
        ((tot_kabel_kost_AC*VK_utbyggers_del)+...
        j*turbinstorrelse*antall_moller_i_parken);

    NV_intervall_alt_utland(i) = total_inntekt_alt_utland *...
        diskonteringsfaktor - ((tot_kabel_kost_AC*VK_utbyggers_del)...
        + j*turbinstorrelse*antall_moller_i_parken);

    j = j + 1000000;
end

figure(7)

subplot(2,2,1)
plot(elpris_intervall, NV_elpris_intervall_int,elpris_intervall, ...
    NV_elpris_intervall_alt)
xlabel('Pris for levert vindkraft [kr/MWh]'),ylabel('Nåverdi [kr]')
grid on

```

```

subplot(2,2,2)
plot(realrente_intervall, NV_realrente_intervall_int,...
     realrente_intervall, NV_realrente_intervall_alt_no,...
     realrente_intervall, NV_realrente_intervall_alt_utland)
xlabel('Realrente [%]'),ylabel('Nåverdi [kr]')
grid on

subplot(2,2,3)
plot(levetid_intervall, NV_levetid_intervall_int, ...
     levetid_intervall, NV_levetid_intervall_alt_no,...
     levetid_intervall, NV_levetid_intervall_alt_utland)
xlabel('Levetid [år]'),ylabel('Nåverdi [kr]'); xlim([0 40]);
grid on

subplot(2,2,4)
plot(invkost_molle_intervall, NV_intervall_int,invkost_molle_intervall,...
     NV_intervall_alt_no, invkost_molle_intervall, NV_intervall_alt_utland)
xlabel('Investeringskostnad turbin [kr/MW]'),ylabel('Nåverdi [kr]')
legend('Med utenlandsforbindelse', 'Tilknyttet kun Norge', 'Tilknyttet kun
utland')
grid on

```

A.9 flytprosent.m

```

% Funksjonen beregner prosentvis flyt til hvert område

function [brukstid, prosent_til_utland,mean_p, mean_p_no,...
         delta_p, delta_p_no]=flytprosent(z)

%-----brukstid-----

dataserie_vind = load('times_serie.txt'); %Vinddata laget i timins.m
antall_maaleverdier_vind = length(dataserie_vind);
mean_vind_kol_times_serie = 1;

p_kurve = 0.01*[0 0.1 0.8 2.4 5.5 10.4 17.4 27.2 39.0 53.2 69.1 82.6...
               90.4 97.0 100 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4...
               100.4 100.4 100.4 100.4 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ...
               0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

EFFEKT = zeros(antall_maaleverdier_vind,1);
for i = 1:antall_maaleverdier_vind
    EFFEKT(i,1) = p_kurve(dataserie_vind(i,mean_vind_kol_times_serie));
end
brukstid = sum(EFFEKT);

%-----flytprosent , priser -----

dataserie_pris = load('pris05.txt');
antall_maaleverdier_pris = length(dataserie_pris);

pris_nol_kol = 3;
teller_flyt = 0;
tot_p = 0;
tot_p_no = 0;

```

```

%Regner ut gjennomsnittspris i de perioder prisen er høyere i utlandet.
%Denne gjennomsnittsprisen brukes til å beregne inntektene ved eksport.
for i=1:antall_maaleverdier_pris
    if dataserie_pris(i,z)> dataserie_pris(i,pris_nol_kol) % z = 1 er dk
        teller_flyt = teller_flyt + 1;
        tot_p = tot_p + dataserie_pris(i,z);
    else
        %gjennomsnittspris i de periodene kraften blir sendt til Norge
        tot_p_no = tot_p_no + dataserie_pris(i,pris_nol_kol);
    end
end

prosent_til_utland = teller_flyt/antall_maaleverdier_pris;
mean_p = tot_p/teller_flyt;
mean_p_no = tot_p_no/(antall_maaleverdier_pris-teller_flyt);
delta_p = mean_p - mean_p_no;
delta_p_no = 0;

```

A.10 prisutjevning.m

```

% Funksjonen beregner lønnsomhet av prosjektet ved prisutjevning.
% Man får samme prisen for levert vindkraft multiplisert med
% prisøkningfaktoren. Inntekt ved salg av restkapasitet minker fordi
% delta_p mellom områdene minker med økende utjevningfaktor. Når NV
% blir negativ finnes grensen for utjevningfaktoren som gjør prosjektet
% ulønnsomt.

function []=prisutjevning(elpris_okning,kost_moller,...
    tot_kabel_kost_int_kabel, realrente, d_og_v_kost,...
    levetid,kabel_kap,z,stotte_fra_utland,...
    VK_utbyggers_del,brukstid,...
    antall_moller_i_parken,turbinstorrelse)

utjevningfaktor = 0:0.01:1;

total_inv_int = kost_moller + tot_kabel_kost_int_kabel*VK_utbyggers_del;

[tot_inntekt_restkap,tot_inntekt_VK,tot_inntekt_VK_uten_no,...
    tot_inntekt_VK_uten_utland,tap_HVDC,tap_HVAC]=...
    flyt(kabel_kap,z,stotte_fra_utland);

VK_beslag_paa_kabel = ((brukstid/8760)* antall_moller_i_parken * ...
    turbinstorrelse)/kabel_kap;
if VK_utbyggers_del == 1
ny_inntekt = (tot_inntekt_VK *(1+elpris_okning))+(tot_inntekt_restkap...
    .* (1-utjevningfaktor));
else
ny_inntekt = (tot_inntekt_VK *(1+elpris_okning))+((tot_inntekt_restkap*...
    (VK_utbyggers_del-((1-VK_utbyggers_del)*(VK_beslag_paa_kabel))))...
    .* (1-utjevningfaktor));
end

diskonteringsfaktor =((1-((1+realrente + d_og_v_kost)^(-levetid)))/...
    (realrente + d_og_v_kost));

NV_utjevning_intervall = (ny_inntekt .*diskonteringsfaktor) -
total_inv_int;

```

```

figure(8)
plot(utjevningfaktor, NV_utjevning_intervall)
xlabel('Prisutjevning'),ylabel('Nåverdi [kr]')
grid on

```

A.11 start_stopp.m

```

% Dette programmet undersøker hvordan antall stopp endrer seg
% som følge av endret innkoblingshastighet. Det er i denne sammenheng
% kun interessant å registrere stopp som følge av overvind. (ikke stopp ved
% lav vindhastighet <4 m/s).Programmet beregner også tapt produksjon som
% følge av endret innkoblingshastighet.

%Inputformat: Timins for alle radialene - mean og max

hoyeste_utkobling_mean = 25;
hoyeste_utkobling_max = 35;
laveste_innkoblings_grense = 15;
hoyeste_innkoblings_grense = 25;
antall_moller_i_parken = 80;
turbinstorrelse = 5;

% kaller funksjon for å lage vindserier med timinutters intervaller
dataserie_radialer=ti_mins(antall_moller_i_parken);

antall_moller_per_radial = 10;
antall_radialer = round(antall_moller_i_parken/antall_moller_per_radial);

antall_steg = hoyeste_innkoblings_grense - laveste_innkoblings_grense;

p_kurve = turbinstorrelse*0.01*[0 0.1 0.8 2.4 5.5 10.4 17.4 27.2 39.0 ...
    53.2 69.1 82.6 90.4 97.0 100 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 100.4
    ...
    100.4 100.4 100.4 100.4 100.4 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ...
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

%-----
% Beregner antall start og stopp ved ulik innkoblingshastighet

l = 1;
%teller som angir hvilken radial som blir behandlet

teller = zeros(1,antall_steg+1);
%variabel som teller antall start/stopp per innkoblingsverdi

for k = laveste_innkoblings_grense:hoyeste_innkoblings_grense

    for i = 1:2:antall_radialer*2
        status_naa = 1;
        %status = 1 betyr at mølla er på, 0 betyr at den er av
        status_forrige = 1;
        %Perioden simuleres på nytt med en annen innkoblingsverdi, og
        %variablene over må tilbakestilles.
        %Antar at alle turbinene er på ved start av simuleringen

            for j = 1:length(dataserie_radialer)

```

```

if dataserie_radialer(j,i) >= hoyeste_utkobling_mean || ...
    dataserie_radialer(j,i+1) >= hoyeste_utkobling_max
%Hvis makshast er større enn høyeste utkobling, stopper mølla
    status_naa = 0;
elseif dataserie_radialer(j,i) >= k && status_forrige == 0

%Hvis snitthastighet er større enn laveste innkobling OG mølla
%var avslått i forrige periode, skal den fortsatt være avslått.
    status_naa = 0;

else
%Hvis ikke noe av dette inntreffer, skal mølla være påslått.
    status_naa = 1;
end

if status_naa ~= status_forrige && status_forrige == 0
    teller(1,1) = teller(1,1) + 1;
%Hvis det ikke er samme tilstand nå som i forrige periode, og
% mølla var avslått i forrige periode - har mølla slått seg på.
%Teller øker derfor med 1.
end

status_forrige = status_naa;
%Ny periode og status_forrige settes lik status_naa
end
end
l = l+1;
end

antall_start_stopp = teller .* antall_moller_per_radial;

%-----
% Finner først produksjonen (prod) ved høyeste innkoblingshastighet
% Tapene som utregnes i neste seksjon refereres til denne verdien

l = 1;
prod = 0;

for k = hoyeste_innkoblings_grense

    for i = 1:2:antall_radialer*2
        status_naa = 1;
        status_forrige = 1;

        for j = 1:length(dataserie_radialer)
            if dataserie_radialer(j,i)==0
                dataserie_radialer(j,i)= 1;
            end

            if dataserie_radialer(j,i) >= hoyeste_utkobling_mean || ...
                dataserie_radialer(j,i+1) >= hoyeste_utkobling_max
                status_naa = 0;
            elseif dataserie_radialer(j,i) >= k && status_forrige == 0
                status_naa = 0;
            else
                status_naa = 1;
            end
        end
    end
end

```

```

        if status_naa ~= status_forrige && status_forrige == 0
            prod = prod + (((p_kurve(dataserie_radialer(j,i)))*...
                antall_moller_per_radial)/6);
        end

        status_forrige = status_naa;

    end
end
l = l+1;
end

%-----
%beregner tapt produksjon som følge av endret innkoblingshastighet.

l = 1;
prod_steg = zeros(1,antall_steg+1);
%variabel som summerer produksjon ved ulike innkoblingsverdier

for k = laveste_innkoblings_grense:hoyeste_innkoblings_grense
    for i = 1:2:antall_radialer*2
        status_naa = 1;
        status_forrige = 1;

        for j = 1:length(dataserie_radialer)

            if dataserie_radialer(j,i)==0
                dataserie_radialer(j,i)=1;
            end

            if dataserie_radialer(j,i) >= hoyeste_utkobling_mean ||...
                dataserie_radialer(j,i+1) >= hoyeste_utkobling_max
                status_naa = 0;
            elseif dataserie_radialer(j,i) >= k && status_forrige == 0
                status_naa = 0;
            else
                status_naa = 1;
            end

            if status_naa ~= status_forrige && status_forrige == 0
                prod_steg(1,l) = prod_steg(1,l) + ...
                    (((p_kurve(dataserie_radialer(j,i)))* ...
                        antall_moller_per_radial))/6; % 6 perioder i en time
            end

            status_forrige = status_naa;

        end
    end
    l = l+1;
end

PROD_max = zeros(1,antall_steg+1);
PROD_max(1,:) = prod;
TAPT_PROD = zeros(1,antall_steg+1);

```



```
%finner tapt produksjon for de ulike innkoblingshastighetene [MWh] i
%forhold til en innkoblingshastighet på 25 m/s. max grense
for i = 1:antall_steg+1
    TAPT_PROD(1,i) = (PROD_max(1,i) - prod_steg(i))/1000;
end

%plotter antall start-stopp og tap i samme tabell
figure(9)
plotyy(laveste_innkoblings_grense:hoyeste_innkoblings_grense,...
antall_start_stopp,laveste_innkoblings_grense:hoyeste_innkoblings_grense...
,TAPT_PROD)
title('Antall s-s og tapt prod [GWh] ved ulike innkoblingshastigheter')
xlabel('Innkoblingshastighet [m/s]')
```